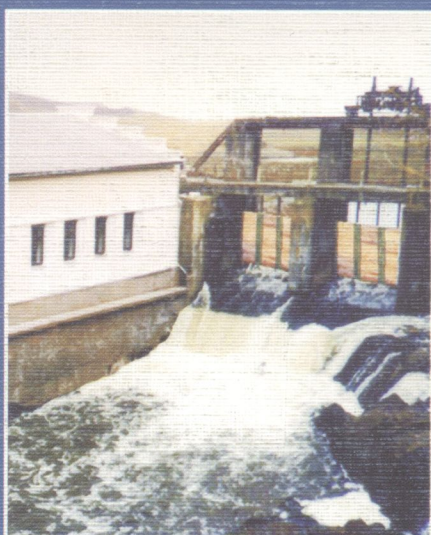
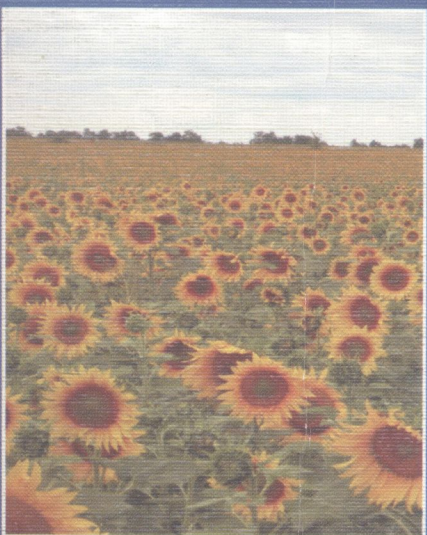
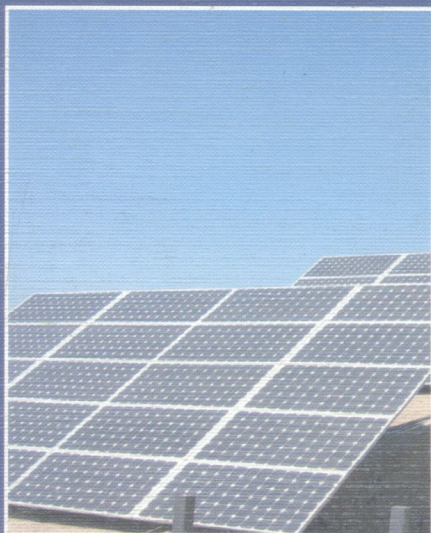
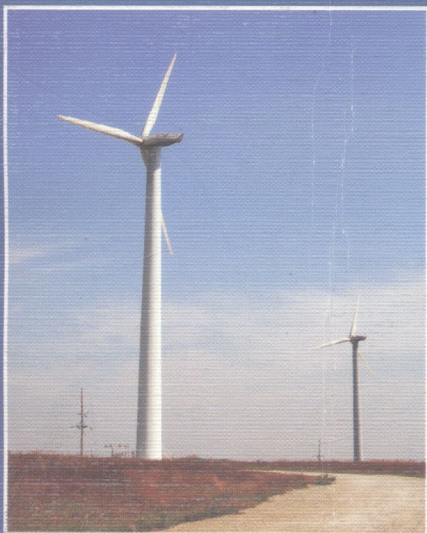


С.О.Кудря

620.9(075)  
К 88

# НЕТРАДИЦІЙНІ ТА ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ



18 620.9(075)  
K88

Міністерство освіти і науки, молоді та спорту України  
Національний технічний університет України  
«Київський політехнічний інститут»

**С. О. Кудря**

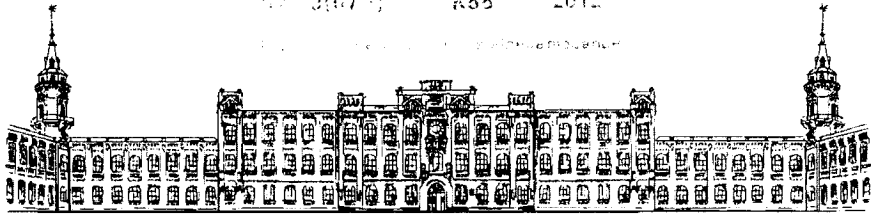
# **Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії**

**Підручник**

*Затверджено Міністерством освіти і науки, молоді та спорту України  
як підручник для студентів вищих навчальних закладів,  
які навчаються за напрямками підготовки  
«Електротехніка та електротехнології»  
та «Електромеханіка»*

КНУ ІНТУ  
4-83422

620.9(075) K88 2012



Київ  
НТУУ «КПІ»  
2012



УДК 620.91(075.8)  
ББК 31.15я73  
К88

Затверджено Міністерством освіти і науки,  
молоді та спорту України  
(Лист № 1/11-9779 від 18.06.2012 р.)

Рецензенти: *М. М. Хворов*, д-р хім. наук, проф.,  
Європейський університет

*В. В. Каплун*, д-р техн. наук, проф.,  
Київський національний університет  
технологій та дизайну

*Е. А. Бєкіров*, д-р техн. наук, проф.,  
Національна академія природоохоронного  
та курортного будівництва

Відповідальний редактор *Г. М. Забарний*, д-р техн. наук, проф.,  
Інститут відновлюваної енергетики  
НАН України

**Кудря С. О.**

458482

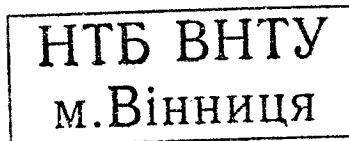
**К88** Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії: підруч. / С. О. Кудря. –  
К. : НТУУ «КПІ», 2012. – 492 с. – Бібліогр. : с. 485–489. – 500 пр.  
ISBN 978-966-622-521-7

Викладено матеріали щодо перетворення енергії різних видів відновлюваних джерел – сонячної, вітрової, геотермальної, енергії малих річок, біомаси та довілля в електричну та теплову енергію. Розглянуто історичні аспекти розвитку відновлюваної енергетики, стан та перспективи освоєння основних видів відновлюваних джерел у світі та в Україні. Надано методи визначення енергетичного потенціалу та його показники, способи, засоби та технології перетворення енергії відновлюваних джерел в електричну та теплову енергію. Висвітлено шляхи вирішення проблем відновлюваної енергетики та ефективні методи стимулювання її розвитку.

Використано результати фундаментальних і прикладних наукових досліджень у галузі відновлюваної енергетики та інформаційно-статистичні дані.

Для бакалаврів, спеціалістів і магістрів відновлюваної енергетики. Може бути використаний спеціалістами енергоменеджменту та електроенергетиками, що працюють у галузі відновлюваної енергетики.

УДК 620.91(075.8)  
ББК 31.15я73



ISBN 978-966-622-521-7

© С. О. Кудря, 2012  
© НТУУ «КПІ» (ФЕА), 2012

## ЗМІСТ

<b>УМОВНІ СКОРОЧЕННЯ</b> .....	8
<b>ПЕРЕДМОВА</b> .....	9
<b>РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ, СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ</b> .....	<b>11</b>
1.1 Природа утворення та класифікація відновлюваних джерел енергії ...	12
1.2 Основні принципи використання відновлюваних джерел енергії .....	16
1.3 Енергетичний потенціал відновлюваних джерел енергії .....	19
1.3.1 Енергетичний потенціал відновлюваних джерел енергії у світі .....	20
1.3.2 Енергетичний потенціал відновлюваних джерел енергії в Україні ...	21
1.4 Сучасний стан і перспективи розвитку відновлюваної енергетики .....	25
1.4.1 Сучасний стан і перспективи розвитку відновлюваної енергетики у світі .....	25
1.4.2 Сучасний стан і перспективи розвитку відновлюваної енергетики України .....	37
<i>Контрольні запитання</i> .....	54
<b>РОЗДІЛ 2. ВІТРОВА ЕНЕРГЕТИКА</b> .....	<b>55</b>
2.1 Історичні аспекти, сучасний стан та перспективи розвитку вітроенергетики	56
2.2 Основні характеристики енергії вітру .....	66
2.3 Принципи перетворення енергії вітру.....	69
2.3.1 Вітроустановки, що використовують силу швидкісного натиску повітряного потоку .....	71
2.3.2 Вітроустановки, що використовують ефект Магнуса.....	72
2.3.3 Вітроустановки, що використовують аеродинамічну підйомну силу	73
2.4 Класифікація вітрових установок, методи та засоби перетворення енергії вітру .....	75
2.4.1 Горизонтально-осьові вітроустановки .....	79
2.4.1.1 Тихохідні горизонтально-осьові вітроустановки .....	79
2.4.1.2 Швидкохідні горизонтально-осьові вітроустановки .....	82
2.4.1.3 Засоби для перетворення енергії вітру .....	84
2.4.2 Вертикально-осьові вітроустановки .....	87
2.5 Енергетичні ресурси вітру .....	90
2.5.1 Методи визначення енергетичного потенціалу вітру .....	91
2.5.2 Енергетичні ресурси вітру в Україні та оцінка можливостей його промислового освоєння .....	92
2.5.3 Мала вітроенергетика України .....	107
2.6 Сучасний стан обладнання мережевих вітроелектричних станцій, що діють на території України .....	111



2.6.1	Вибір вітроустановок для будівництва вітроелектростанцій .....	111
2.6.2	Показники експлуатації ВЕС на базі ВЕУ USW56-100 .....	114
2.6.3	Показники експлуатації ВЕУ Т600-48 .....	118
2.7	Вплив вітрової енергетики на оточуюче середовище .....	124
	<i>Контрольні запитання</i> .....	127
<b>РОЗДІЛ 3. СОНЯЧНА ЕНЕРГЕТИКА .....</b>		<b>128</b>
3.1	Показники та ресурси сонячної енергетики .....	128
3.1.1	Методи визначення енергетичного потенціалу сонячної енергії .....	132
3.1.1.1	Визначення теоретичного потенціалу сонячної енергії .....	132
3.1.1.2	Визначення технічно-досяжного потенціалу сонячної енергії .....	133
3.1.2	Енергетичні ресурси сонячної енергетики України .....	135
3.2	Класифікація методів та засобів перетворення енергії сонячної радіації .....	141
3.3	Сонячна електроенергетика .....	144
3.3.1	Фотоенергетика .....	145
3.3.1.1	Принцип дії та основні характеристики сонячних фотоперетворювачів .....	145
3.3.1.2	Конструктивні особливості сонячних фотоперетворювачів та методи їх виготовлення .....	149
3.3.1.3	Фактори, що впливають на коефіцієнт корисної дії сонячних фотоперетворювачів та методи їх удосконалення .....	154
3.3.2	Сонячні електростанції .....	159
3.3.3	Основні техніко-економічні показники та перспективи сонячної електроенергетики .....	162
3.4	Сонячна теплоенергетика .....	168
3.4.1	Класифікація систем сонячного теплопостачання .....	169
3.4.2	Класифікація, принцип дії та області застосування сонячних колекторів .....	169
3.4.3	Застосування акумуляторів теплової енергії у сонячній теплоенергетиці .....	174
3.4.4	Методи підвищення ефективності сонячних колекторів .....	176
3.4.5	Системи сонячного гарячого теплопостачання та опалення .....	177
3.4.6	Перспективи розвитку сонячної теплоенергетики в Україні .....	191
	<i>Контрольні запитання</i> .....	198
<b>РОЗДІЛ 4. МАЛА ГІДРОЕНЕРГЕТИКА .....</b>		<b>199</b>
4.1	Стан та перспективи освоєння енергії малих водотоків .....	199
4.2	Ресурси малої гідроенергетики .....	205
4.2.1	Методи визначення енергопотенціалу малих водотоків .....	206
4.2.2	Енергетичний потенціал малих річок України .....	214
4.3	Методи та засоби перетворення і споживання енергії малих водотоків .....	218
4.3.1	Технології та обладнання малої гідроенергетики .....	219
4.3.1.1.	Напірні малі ГЕС .....	220
4.3.1.2	Вільнопотокові ГЕС .....	223
4.3.2	Турбіни малих гідроелектростанцій .....	224
4.3.3	Електрообладнання малих гідроелектростанцій .....	231
4.3.3.1	Синхронні генератори .....	234
4.3.3.2	Асинхронні генератори .....	234

4.3.3.3. Автоматизація малих гідроелектростанцій .....	235
4.3.4 Основні схеми та склад споруд малих гідроелектростанцій .....	237
4.3.4.1 Схеми пригребельних гідроелектростанцій .....	238
4.3.4.2 Схеми дериваційних гідроелектростанцій .....	240
4.3.4.3 Схеми гребельно-дериваційних (змішаних) гідроелектростанцій ...	242
4.3.5 Вплив малих гідроелектростанцій на навколишнє середовище .....	242
<i>Контрольні запитання</i> .....	244
<b>РОЗДІЛ 5. БІОЕНЕРГЕТИКА</b> .....	<b>245</b>
5.1 Класифікація та енергетичні показники біомаси .....	245
5.1.1 Класифікація та енергетичні показники деревини .....	246
5.1.2 Класифікація та енергетичні показники відходів сільськогосподарської біомаси .....	250
5.1.2.1 Рослинні сільськогосподарські відходи біомаси .....	250
5.1.2.2 Тваринницькі сільськогосподарські відходи біомаси .....	255
5.1.3 Водна рослинна біомаса .....	257
5.1.4 Промислові та міські відходи .....	258
5.1.5 Торф .....	260
5.2 Енергетичний потенціал біомаси в Україні .....	264
5.3 Класифікація біоенергетичних технологій та продуктів, що можуть бути отримані в результаті переробки біомаси .....	273
5.3.1 Пряме спалювання біомаси .....	277
5.3.2 Піроліз біомаси .....	282
5.3.3 Газифікація біомаси .....	283
5.3.4 Анаеробна ферментація біомаси .....	288
5.3.4.1 Технології отримання та використання біогазу .....	288
5.3.4.2 Характеристики обладнання для виробництва біогазу .....	293
5.3.4.3 Основні властивості біогазу .....	303
5.4 Технології виробництва та енергетична ефективність рідкого моторного біопалива .....	305
5.5 Сучасні технології та обладнання для енергетичного використання відходів біомаси в Україні .....	318
5.6 Перспективи розвитку біоенергетики в Україні .....	327
5.7 Вплив розвитку біоенергетики на оточуюче середовище .....	335
<i>Контрольні запитання</i> .....	337
<b>РОЗДІЛ 6. ГЕОТЕРМАЛЬНА ЕНЕРГЕТИКА</b> .....	<b>338</b>
6.1 Етапи розвитку геотермальної енергетики .....	338
6.2 Енергетичні ресурси геотермальних джерел .....	341
6.2.1 Класифікація геотермальних ресурсів .....	342
6.2.2 Основні характеристики та питомі енергетичні показники геотермальної енергії .....	343
6.2.3 Методи оцінки ресурсів і запасів геотермальної енергії .....	345
6.2.4 Енергетичний потенціал геотермальної енергії України .....	351
6.3 Методи та засоби перетворення геотермальної енергії .....	362

6.3.1	Класифікація та основні характеристики систем видобування геотермальних ресурсів .....	362
6.3.2	Технологічні типи та схеми геотермальних станцій .....	370
6.3.2.1	Відкриті системи геотермального теплопостачання .....	377
6.3.2.2	Закриті системи геотермального теплопостачання .....	378
6.3.3	Геотермальні енергоустановки .....	381
6.3.3.1	Одноконтурні паротурбінні геотермальні енергоустановки .....	381
6.3.3.2	Двоконтурні паротурбінні геотермальні енергоустановки .....	384
6.3.3.3	Оцінка ефективності геотермальних енергоустановок .....	386
6.4	Основні техніко-економічні показники геотермальної енергетики .....	391
6.5	Стан та перспективи освоєння геотермальної енергії в Україні .....	395
6.5.1	Геотермальне теплопостачання с. Медведівка Джанкойського району АР Крим .....	397
6.5.2	Геотермальний тепловий пункт на базі Косинського родовища термальних вод Закарпатської області .....	404
6.5.3	Перспективи освоєння геотермальної енергії в Україні .....	407
	<i>Контрольні запитання</i> .....	412
<b>РОЗДІЛ 7. ЕНЕРГЕТИКА ДОВКІЛЛЯ .....</b>		<b>413</b>
7.1	Напрями та стан використання енергії довкілля .....	413
7.2	Енергетичні ресурси довкілля України .....	417
7.3	Теплонасосні установки .....	422
7.3.1	Класифікація теплових насосів .....	424
7.3.2	Конструкції теплових насосів .....	426
7.3.3	Напрями використання теплових насосів .....	430
7.4	Перспективи освоєння енергії довкілля із використанням теплових насосів в Україні .....	435
	<i>Контрольні запитання</i> .....	440
<b>РОЗДІЛ 8. МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ОСВОЄННЯ ЕНЕРГІЇ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ .....</b>		<b>441</b>
8.1	Комбіновані енергосистем на основі відновлюваних джерел енергії ...	441
8.2	Акумулятори енергії відновлюваних джерел .....	443
8.2.1	Системи акумулювання електричної енергії .....	447
8.2.2	Системи акумулювання теплової енергії .....	449
8.2.2.1	Акумулювання тепла з використанням фазового переходу .....	453
8.2.2.2	Низькотемпературне акумулювання .....	459
8.3	Воднева енергетика .....	459
8.3.1	Характеристики водню як енергоносія .....	462
8.3.2	Виробництво водню .....	463
8.3.3	Методи зберігання та транспортування водню .....	466
8.3.4	Застосування водню в якості моторного палива .....	467
8.3.5	Застосування водню у відновлюваній енергетиці .....	471
8.4	Комплексне використання відновлюваних джерел енергії та акумуляторів енергії .....	473

8.4.1 Комбінована енергосистема для енергозабезпечення житлових та промислових об'єктів сільського господарства .....	475
8.4.2 Автономна комбінована енергосистема .....	476
8.4.3 Системи акумулювання електричної енергії .....	477
8.4.4 Системи акумулювання тепла і холоду .....	478
8.4.5 Вітроводнева станція .....	478
8.4.6 Воднева автозаправна станція .....	479
8.5 Перспективи впровадження комбінованих енергосистем на основі ВДЕ та систем акумулювання .....	481
<i>Контрольні запитання</i> .....	484
<i>Література</i> .....	485

## УМОВНІ СКОРОЧЕННЯ

АЕС – атомна електростанція;  
АБ – акумуляторна батарея;  
АФП – акумулятор із фазовим переходом;  
БГУ – біогазова установка;  
ВЕ – відновлювана енергетика;  
ВДЕ – відновлювані джерела енергії;  
ВЕУ – вітроелектрична установка;  
ВЕС – вітроелектрична станція;  
ГАЕС – гідроакумулююча електростанція;  
ГЕ – геотермальна енергія;  
ГеотЕС – геотермальна теплоелектростанція;  
ГЕС – гідроелектрична станція;  
ГВ – гаряча вода;  
ГВП – гаряче водопостачання;  
ТХА – термохімічний акумулятор;  
ГДГУ – газодизельгенераторна установка;  
ГТП – геотермальний тепловий пункт;  
ГТУ – газотурбінна установка;  
ГФС – геотермальна фонтанна система;  
ГЦС – геотермальна циркуляційна система;  
ЕХ – електрохімічний акумулятор;  
КВЕВ – коефіцієнт використання енергії вітру;  
КЕС – комплексна енергетична система;  
ККВ – коефіцієнт корисного використання;

ККД – коефіцієнт корисної дії;  
МГЕС – мала гідроелектростанція;  
мікроГЕС – мікрогідроелектростанції;  
мініГЕС – міні-гідроелектростанції;  
ПВС – пароводяні суміші;  
ПДВ – податок на додану вартість;  
СЕ – сонячний елемент;  
СЕС – сонячна електростанція;  
СК – сонячний колектор;  
ССТ – системи сонячного теплопостачання;  
ТА – тепловий акумулятор;  
ТАМ – теплоакумулюючий матеріал;  
ТЕА – теплоємнісний акумулятор;  
ТЕС – теплова електростанція;  
ТН – тепловий насос;  
ТНУ – теплонасосна установка;  
У.п. – умовне паливо;  
УСТ – установка сонячного теплопостачання;  
УСГВ – установка сонячного гарячого водопостачання;  
УТГ – установка теплової геотермальна;  
ФЕ – фотоелемент;  
ФЕБ – фотоелектрична батарея;  
ФЕП – фотоелектричний перетворювач;  
ФМ – фотоелектричний модуль;  
ЦТПГ – центральний геотермальний тепловий пункт.



## ПЕРЕДМОВА

Необхідність кардинальних змін у світовій енергетиці пов'язана з вичерпанням традиційних викопних енергоносіїв, енергетичними кризами та катастрофами на атомних станціях. Виробництво енергії із використанням органічного викопного палива та ядерної енергії супроводжується забрудненням оточуючого середовища та негативним впливом на тепловий баланс планети, що може призвести до глобальних незворотних змін клімату.

Проблеми сучасної енергетики спонукали до пошуку нових шляхів енергозабезпечення людства, одним із яких є повернення до використання енергетичних ресурсів, від яких людство практично відійшло на початку минулого століття – енергії Сонця та Землі.

Основні органічні енергоресурси, крім вугілля, навіть при достатньо дбайливому їх споживанні, можуть закінчитися вже через 40-50 років. Тому необхідно пам'ятати про попередження великих вчених, які випередили свій час, повною мірою усвідомлюючи необхідність збереження для наступних поколінь не тільки навколишнього середовища, але й органічного палива як сировинної бази хімічної, медичної та біохімічної галузей. К.Е. Цюлковський сказав: "Только наше невежество заставляет нас пользоваться ископаемым топливом". К.А. Тимірязев говорив, що "...каждый луч Солнца, не уловленный, а бесплодно отразившийся назад в мировое пространство, – кусок хлеба, вырванный изо рта отдаленного потомка". Не менш актуальними є також слова Д.І. Менделєєва: «Топить нефтью – все равно, что топить ассигнациями».

Одним із найбільш перспективних напрямів розвитку світової енергетики в даний час є використання відновлюваних джерел енергії, що знімає ряд проблем, які виникають у процесі функціонування традиційної енергетики, в тому числі щодо шкідливого впливу на навколишнє середовище. У ряді країн заплановано виведення з експлуатації всіх атомних електростанцій, альтернативою яким є поступова заміна потужностей, що вибувають, електростанціями на основі відновлюваних джерел енергії.

Використання відновлюваних джерел для вирішення проблем енергозабезпечення населення та промисловості є надзвичайно важливим для України, що в першу чергу пов'язано з енергодефіцитністю і негативними тенденціями в галузі існуючої вітчизняної енергетичної системи та незадовільним станом оточуючого середовища.

Головним завданням для нашої країни в даний час є створення науково-технічної бази відновлюваної енергетики з метою поступової заміни в Україні традиційних методів отримання енергії на практично невичерпні екологічно чисті відновлювані джерела енергії в межах доцільної реалізації їх потенціалу. Пошук перспективних шляхів розвитку техніки та технологій на основі використання енергії відновлюваних джерел є однією з проблем, вирішення якої в Україні дасть гарантію енергетичної безпеки, що є одночасно і гарантією незалежності держави.

Серед комплексу питань щодо широкомасштабного впровадження обладнання на основі відновлюваних джерел енергії ключовими є питання

суттєвого покращення техніко-економічних показників існуючого енергетичного обладнання, створення і впровадження нового устаткування, новітніх технологій та матеріалів.

Важливою передумовою розвитку нової галузі енергетики на основі відновлюваних джерел є створення навчально-освітньої бази для підготовки фахівців у галузі відновлюваної енергетики. У книзі представлено базові освітні матеріали щодо сучасних методів, засобів та технологій освоєння енергії основних видів відновлюваних джерел – сонячної, вітрової, геотермальної, енергії малих річок, біомаси та доквілля. Наведено методи визначення енергетичного потенціалу та його показники, висвітлено шляхи вирішення проблем відновлюваної енергетики, ефективні методи стимулювання її розвитку та підвищення ефективності впровадження енергетичного обладнання на основі відновлюваних джерел енергії.

Підручник написаний на основі аналізу світового та вітчизняного досвіду в галузі відновлюваної енергетики. Представлені матеріали базуються на результатах фундаментальних і прикладних наукових досліджень автора та світових і вітчизняних фахівців у галузі відновлюваної енергетики, а також на основі інформаційно-статистичних даних.

Автор вважає, що підручник сприятиме підвищенню рівня знань підготовки фахівців як безпосередньо у галузі відновлюваної енергетики, так і при освоєнні суміжних спеціальностей.

Автор висловлює подяку співробітникам Інституту відновлюваної енергетики НАН України і кафедри відновлюваних джерел енергії Національного технічного університету України ("КПІ"), особлива подяка Яценко Л.В. за всебічну допомогу в написанні підручника, Матвєєвій Р.О. та Пепелову О.В., Будьку В.І та Ілляш О.А. за допомогу в редагуванні та оформленні підручника.

Велика вдячність рецензентам: зав. кафедрою електропостачання та фізики Національної академії природоохоронного та курортного будівництва МОНМС України, д-ру техн. наук, професору Е.А. Бєкірову, зав. кафедрою електроніки та електротехніки Київського Національного університету технологій та дизайну, д-ру техн. наук, професору Каплуну В.В., професору кафедри екології Європейського університету, д-ру хім. наук Хворову М.М. за уважний розгляд рукопису, зауваження та рекомендації.

Всі зауваження та побажання, які автор прийме з великою вдячністю, прошу направляти за адресою:

03056, м. Київ, Проспект Перемоги, 37, Національний технічний університет України "КПІ", Факультет електроенерготехніки та автоматики, кафедра відновлюваних джерел енергії.

## РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ, СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

*Відновлювана енергетика (ВЕ)* – область господарювання, науки і техніки, що охоплює виробництво, передачу, перетворення, накопичення і споживання електричної, теплової та механічної енергії за рахунок використання в якості первинних енергоресурсів відновлюваних джерел енергії (ВДЕ).

*Відновлювані або невичерпні енергоресурси* – потоки енергії, що постійно або періодично діють у навколишньому середовищі. В цілому всі енергетичні потоки відновлюваних джерел енергії розділяються на дві основні групи:

- пряма енергія сонячного випромінювання;
- вторинні прояви енергії сонячного випромінювання у вигляді енергії вітру, гідроенергії, теплової енергії навколишнього середовища, енергії біомаси та ін.

Основною перевагою використання відновлюваних енергоресурсів є їх невичерпність та екологічна чистота, що сприяє поліпшенню екологічного стану і не призводить до зміни енергетичного балансу на планеті. При використанні відновлюваних джерел енергії відпадає необхідність у видобуванні, переробці, збагаченні та транспортуванні палива, знімається проблема утилізації або захоронення шкідливих відходів традиційних енергетичних виробництв.

Основним недоліком відновлюваних джерел енергії є дискретність енергетичних потоків – періодичність надходження та змінність енергетичного потенціалу, що до останнього часу спричиняло значні ускладнення в багатьох випадках їх використання і не відповідало сучасним вимогам щодо енергопостачання споживачів. Сучасні технології та обладнання відновлюваної енергетики, а також прийоми раціонального використання енергії відновлюваних джерел, ґрунтовані на комплексному використанні різних видів відновлюваних джерел енергії та акумуляторів енергії, фактично ліквідували перешкоди щодо їх широкомасштабного впровадження і обумовили бурхливий розвиток відновлюваної енергетики у світі.

Розвиток відновлюваної енергетики в різних країнах світу є актуальним завданням незалежно від стану їх промислового розвитку. Так, якщо для промислово нерозвинених країн, не забезпечених власними традиційними енергоресурсами, першочерговою є енергетична безпека, то для промислово розвинених країн, забезпечених власними традиційними енергоресурсами, – екологічна безпека, збереження органічних енергоресурсів для майбутніх поколінь і для неенергетичного використання, а також вихід на світові ринки збуту устаткування відновлюваної енергетики. Країни, що розвиваються, мають можливість поліпшити соціально-побутові умови населення і рівень промислового розвитку за новими екологічно чистими технологіями.

Необхідність використання відновлюваних джерел енергії в економіці розвинених країн зумовлюється не тільки обмеженими запасами викопних палив, але і вимогами до зменшення викидів в атмосферу парникових газів, перш

за все, діоксиду вуглецю. Парниковий ефект – екологічна проблема, що визначається як підвищення температури і вологості атмосфери Землі внаслідок емісії в атмосферу вуглекислого газу і поглинання ним інфрачервоного випромінювання. Розширення споживання енергії відновлюваних джерел з урахуванням того, що використання майже кожного з цих джерел не супроводжується емісією CO<sub>2</sub>, дозволить не тільки глобально знизити масштаби викидів CO<sub>2</sub>, але й забезпечить у найближчому майбутньому можливість збільшення виробництва енергії, оскільки використання енергії відновлюваних джерел у якості первинних енергоджерел практично не впливає на тепловий баланс планети.

### 1.1 Природа утворення та класифікація відновлюваних джерел енергії

Виникнення енергії відновлюваних джерел пов'язане з: термоядерними процесами на Сонці (теплова та промениста енергія Сонця, енергія вітру, енергія біомаси, гідроенергія рік та хвиль, теплова енергія оточуючого середовища, в тому числі Землі, повітря, морів та океанів); гравітаційною взаємодією Сонця, Землі та Місяця (гідроенергія припливів). Геотермальну енергію також відносять до відновлюваних видів енергії, хоча в даному випадку теплова енергія виділяється в результаті протікання хімічних реакцій і розпаду радіоактивних елементів, запаси яких мають межу, тобто по своїй суті є невідновлюваним джерелом енергії [1].

Сонце – специфічний гідродинамічний об'єкт, температура надр якого настільки висока, що забезпечує синтез водню та гелію. Цей синтез вивільняє енергію у вигляді високочастотного електромагнітного випромінювання, яке, перевипромінюючись, поступово доходить від надр Сонця до його поверхні. Випромінювання, яке досягає Землі, виходить із тонкого поверхневого шару Сонця, що називається фотосферою. Потужність випромінювання Сонця надзвичайно велика –  $3,8 \cdot 10^{20}$  МВт. Електромагнітне випромінювання фотосфери Сонця поширюється у космічному просторі зі швидкістю світла. Енергія, яку щоденно випромінює Сонце, є джерелом життя на Землі. Вона підтримує у газоподібному стані земну атмосферу, постійно нагріває сушу і водойми, дає енергію вітрам і водотокам, морським течіям і хвилям, забезпечує життєдіяльність тваринного та рослинного світу. Частина сонячної енергії витрачається на створення енергоресурсів у надрах Землі у вигляді кам'яного вугілля, торфу, нафти, природного газу та інших викопних енергоресурсів. Матеріалом для утворення горючих копалин були залишки рослинності і живих організмів, що в результаті довгострокових процесів без доступу повітря та під дією високої температури і тиску перетворювалися на торф, вугілля та нафту. Таким чином, на протязі мільйонів років проходив процес біохімічного перетворення сонячної енергії. Все це підкреслює роль Сонця як основного первинного джерела енергії на планеті [2].

Загальна енергетична система Землі показана на рис. 1.1 [1].

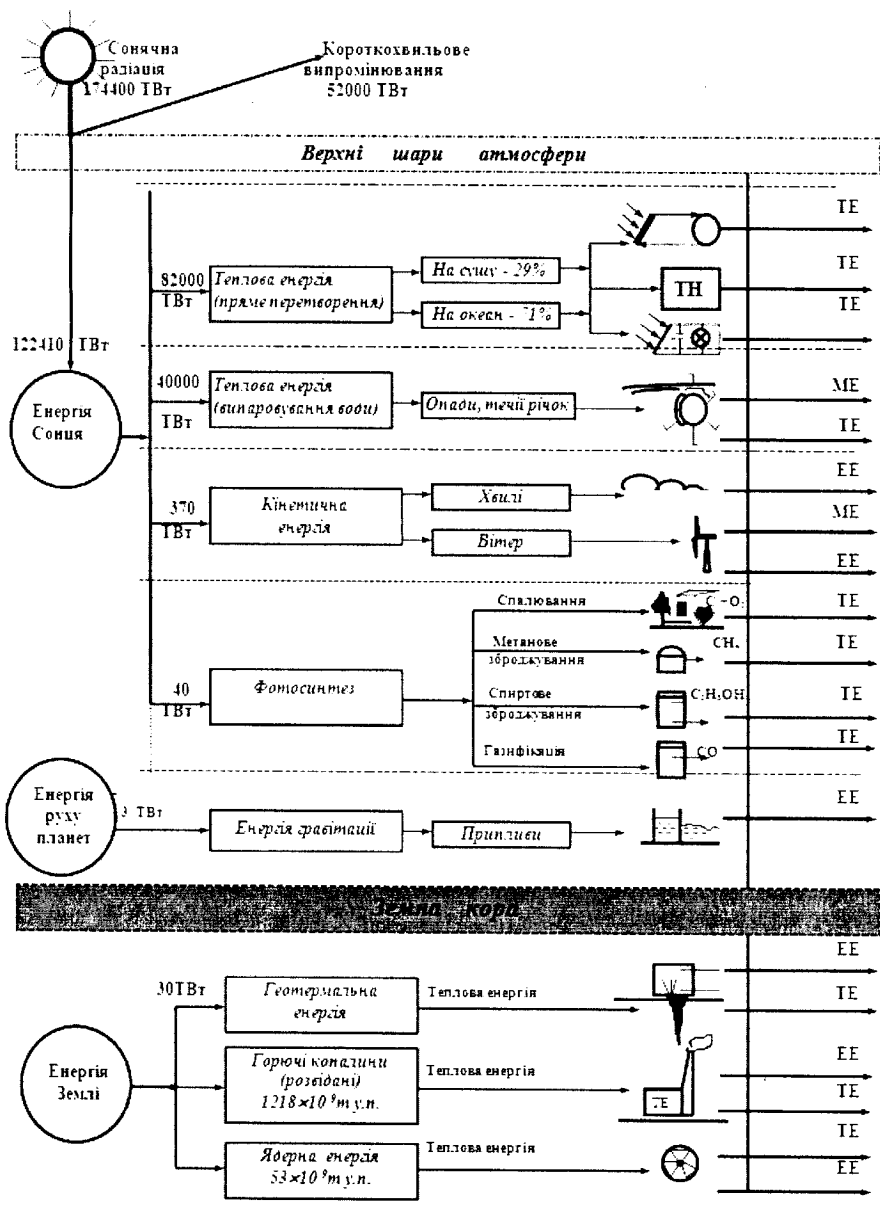


Рис. 1.1. Схема енергетичного балансу планети



Вся енергетична система Землі складається з двох частин:

- ◆ динамічного потоку енергії, що проходить над поверхнею Землі;
- ◆ статичного запасу енергії, тобто органічного палива, ядерної та геотермальної енергії, що знаходиться під поверхнею Землі.

На поверхню Землі та на її атмосферу направлені наступні три енергетичні потоки:

- ◆ сонячне випромінювання потужністю 174400 ТВт;
- ◆ гравітаційна енергія планет потужністю 3 ТВт;
- ◆ тепловий потік із середини Землі потужністю 30 ТВт.

Біля 30% (52000 ТВт) сонячного випромінювання відбивається в космичний простір і практично не впливає на загальний енергетичний баланс планети. Решта, близько 70% сонячного випромінювання, потужністю 122410 ТВт, що в 3710 разів перевищує потужність двох інших потоків енергії, є основною складовою енергетичного балансу Землі [1].

Загальна енергія, що поглинається атмосферою та поверхнею Землі протягом року, майже в 11000 разів перевищує річне споживання енергії на планеті. Одна частка цієї енергії поглинається атмосферою, сушею та океаном і перетворюється в теплову енергію, яку за допомогою технічних засобів можна використовувати у вигляді теплової та електричної енергії.

Під дією другої частки енергії (40000 ТВт) проходить випаровування, циркуляція і випадання води, тим самим обумовлюється виникнення течій річок, морів та океанів. Третя частка енергії (370 ТВт) спричиняє температурні перепади, завдяки яким виникають атмосферні потоки повітря (вітер). Четверта, найменша частина енергії (40 ТВт, що становить трохи більше 0,03% від загального потоку енергії) поглинається рослинами і, завдяки проходженню в них процесу фотосинтезу, накопичується у вигляді органічних сполук. Цей потік енергії є одним із найважливіших – завдяки йому здійснюються фізіологічні процеси всіх живих організмів. У процесі фотосинтезу в хімічну енергію перетворюється тільки 1-2% сонячної енергії, але навіть такої малої частки достатньо для існування всього живого світу [3].

За рік земна куля отримує від Сонця  $1330 \cdot 10^{27}$  Ккал теплової енергії. Більша частина цієї теплової енергії затримується в атмосфері і лише 2,5% перетворюється в енергію вітру. 25,5 % сонячних променів після проходження через атмосферу попадає на водні ресурси, але тільки 0,04% утворює гідроенергію. 14,5% сонячних променів падає на тверду поверхню, але тільки 0,12% перетворюється в хімічну енергію [2].

Загальна кількість сонячної енергії, що досягає поверхні Землі за рік, у 50 разів перевищує всю енергію, яку можна отримати із доказаних світових запасів викопного палива, і в 35000 разів перевищує нинішнє щорічне споживання енергії в світі [2].

Енергетичні ресурси відновлюваних джерел енергії, згідно даних Світової енергетичної ради, за рівнем і масштабами їх освоєння класифікуються на традиційні і нетрадиційні (рис. 1.2) [2].

<b>ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Дрова</li> <li>2. Гідроенергія великих водотоков</li> <li>3. Торф</li> <li>4. Енергія мускульної сили тварин і людей</li> </ol>	<b>ТРАДИЦІЙНІ</b>
	<ol style="list-style-type: none"> <li>5. Біомаса (за винятком дров)</li> <li>6. Сонячна енергія</li> <li>7. Геотермальна енергія</li> <li>8. Вітрова енергія</li> <li>9. Енергія малих річок</li> <li>10. Енергія припливів</li> <li>11. Енергія хвиль</li> <li>12. Теплова енергія океану</li> </ol>	<b>НЕТРАДИЦІЙНІ</b>

Рис. 1.2. Класифікація відновлюваних джерел енергії

Останнім часом використовують формулювання "нові відновлювані джерела енергії", тобто ті, які використовуються із застосуванням нових сучасних технологій. Визначення точних даних щодо виробництва енергії за рахунок використання нових відновлюваних джерел енергії за попередні роки ускладнюється тим, що статистичні дані часто включають разом відновлювані та традиційні енергоресурси. Так, під поняттям "біомаса" часто вводяться дані щодо використання як традиційного палива, в основному деревини, так і палива, отриманого в процесі застосування нових біотехнологій; під поняттям "гідроенергія" – як енергія великих водотоків, так і малих.

Є деякі особливості включення окремих об'єктів у програми стимулювання відновлюваної енергетики в різних країнах. У більшості країн ЄС із таких програм виключаються гідроелектростанції (ГЕС) потужністю понад 10 МВт, у Німеччині підтримку одержують ГЕС потужністю не більше 5 МВт, а в Нідерландах не включаються у національні програми підтримки навіть малі і мікроГЕС. Згідно Закону України № 601-VI, до малих гідроелектростанцій (МГЕС) відносяться електростанції, встановлена потужність яких не перевищує 10 МВт. Існують також відмінності у трактуванні електроенергії, виробленої в результаті спалювання промислових і побутових відходів – деякі країни, наприклад Німеччина і Греція, виключають її з класифікації відновлюваних джерел, тоді як у Бельгії, Великобританії і Нідерландах упродовж багатьох років вважають важливим відновлюваним енергоресурсом [4].

Важливою характеристикою енергоресурсів є якість джерела енергії. Зазвичай під якість джерел енергії, як відновлюваних, так і невідновлюваних, мають на увазі частку енергії джерела, яка може бути перетворена на механічну роботу. Наприклад, електрична енергія має високу якість, оскільки за допомогою електродвигуна більше 95% її можна перетворити на механічну роботу. Якість теплової енергії, що виділяється при спалюванні палива на традиційних ТЕС, або видобутої з гарячих надр Землі, досить низька, оскільки тільки близько 30% теплоти згоряння палива або ентальпії гарячої води і пари з надр Землі

перетворюється в кінцевому результаті на механічну роботу. За цією ознакою відновлювані джерела енергії можна розділити на три групи [5]:

1) *Відновлювані джерела механічної енергії*, основними з яких є гідроенергія, вітрова енергія, енергія хвиль та припливів. В цілому якість цих джерел висока і зазвичай їх використовують для виробництва електроенергії. Коефіцієнт використання вітрової енергії складає до 30%, гідроенергії – 60%, хвильової і припливної енергії – 75%.

2) *Теплові відновлювані джерела енергії*, основними з яких є пряма енергія Сонця, енергія біопалива. Максимальна частка теплоти таких джерел, яка може бути перетворена на механічну роботу, визначається другим законом термодинаміки. На практиці перетворити на роботу вдається приблизно половину теплоти, що допускається другим законом термодинаміки. Для сучасних парових турбін, наприклад, ця величина не перевищує 35%.

3) *Відновлювані джерела енергії на основі фотонних процесів*, до яких належать джерела, що використовують фотосинтез і фотоелектричні явища. Добитися високої ефективності перетворення енергії у всьому спектрі сонячного випромінювання дуже важко, і на практиці ККД фотоперетворювачів поки не перевищує 25%.

## 1.2 Основні принципи використання відновлюваних джерел енергії

Відновлювані і традиційні джерела енергії (викопні палива) істотно відрізняються за характерною для них початковою густиною потоків енергії, яка, як правило, не перевищує  $1 \text{ кВт/м}^2$  (наприклад, щільність енергії сонячного випромінювання, енергії вітру при швидкості близько  $10 \text{ м/с}$ ); для невідновлюваних джерел енергії її значення на декілька порядків вище. Наприклад, теплове навантаження в трубах парових котлів складає приблизно  $200 \text{ кВт/м}^2$  і вище, а в теплообмінниках ядерних реакторів – декілька мегават на  $1 \text{ м}^2$  [5]. Тому є істотні відмінності при експлуатації енергоустановок на невідновлюваних і відновлюваних джерелах – традиційні енергоустановки ефективні при великій одиничній потужності установки, проте розподіл енергії серед споживачів вимагає високих витрат, а енергоустановки на основі відновлюваних джерел енергії ефективніші при малій одиничній потужності, але для підвищення потужності при об'єднанні таких установок у єдину енергосистему необхідні великі затрати.

Відновлювані джерела енергії мають принципові відмінності, тому їх ефективне використання є можливим на основі науково розроблених принципів перетворення енергії ВДЕ у види, потрібні споживачам. В оточуючому середовищі завжди існують потоки відновлюваної енергії, тому в процесі розвитку відновлюваної енергетики необхідно орієнтуватися на місцеві енергоресурси, вибираючи найбільш ефективні з них. Важливим заходом ефективного використання ВДЕ є комплексний підхід у плануванні енергетики на основі відновлюваних енергоресурсів. Відновлювані джерела енергії є невід'ємною частиною навколишнього середовища, тому як їх вивчення, так і використання не може обмежуватися рамками однієї наукової дисципліни або завдання. Часто

дослідження охоплюють область від промислової біотехнології до електроніки і процесів управління. Використання ВДЕ повинне бути багатоваріантним і комплексним, що дозволить прискорити економічний розвиток регіонів. Наприклад, хорошою базою для використання ВДЕ можуть слугувати агропромислові комплекси, де відходи тваринництва і рослинництва є сировиною для отримання біогазу, а також рідкого і твердого палива, виробництва добрив.

Для ефективного планування енергетики на відновлюваних енергоресурсах необхідно проводити: по-перше, систематичне дослідження навколишнього середовища, аналогічне дослідженням геологічного характеру при пошуках нафти або газу; по-друге, вивчення потреб конкретного регіону в енергії для промислового, сільськогосподарського виробництва і побутових потреб. Зокрема, щоб вибрати найбільш економічне джерело енергії, необхідно знати структуру споживачів енергії.

Ефективно використовувати відновлювані джерела енергії можна тільки на основі науково розроблених принципів використання цієї енергії. Дуже важливо засвоїти, що відновлювана енергетика повинна орієнтуватися в першу чергу на вже існуючі енергоресурси, а не ставити собі за мету створення нових. При розробці проектів щодо використання енергії відновлюваних джерел необхідно виходити з наявності енергоресурсів ВДЕ у відповідній місцевості. Звідси витікає, що перш ніж розвивати енергетику на відновлюваних джерелах, необхідно точно визначити їх енергетичний потенціал. Це вимагає регулярних і тривалих спостережень та аналізу параметрів цих джерел. Необхідно спочатку оцінити весь потік енергії, а вже потім визначати ту його частину, яка може бути використана в енергоустановках.

Використання відновлюваних енергоресурсів, як показала практика, значним чином прискорює економічний розвиток сільських районів, і взагалі відновлювана енергетика через свою специфіку більше відповідає сільському устрою життя, а не міському.

Наглядним прикладом комплексного планування є деякі агропромислові підприємства. Відходи тваринництва і рослинництва можуть служити сировиною для виробництва метану, а також рідкого і твердого палива, а все в цілому – для виробництва добрив і високоефективного сільського господарювання; вітрові агрегати – для підйому води та виробництва електроенергії; сонячні теплові установки – для гарячого водопостачання та опалення, фотоперетворювачі – для живлення електроприладів. Малі гідроелектричні станції можуть слугувати основним джерелом електропостачання селищ та агропромислових підприємств.

Жодне джерело відновлюваної енергії не є універсальним і придатним для використання в будь-якій ситуації. Це завжди визначається конкретними природними умовами і потребами суспільства, тобто конкретною ситуацією. Тому для ефективного планування енергетики на відновлюваних ресурсах необхідні, по-перше, систематичні дослідження оточуючого середовища аналогічні геологічним дослідженням при пошуку нафти або газу, вивчення потреб конкретного регіону в енергії для промислового, сільськогосподарського виробництва і для побутових потреб. Зокрема, необхідно знати структуру

**ІНСТ. ВІНЦІ**  
**М. ВІННИЦЯ**

споживачів енергії, щоб вибирати найбільш економічне джерело енергії. В цьому відношенні енергетика на відновлюваних ресурсах подібна сільськогосподарському виробництву, в якому рентабельність обробітку тієї чи іншої культури залежить від якості ґрунту, природних умов і ринкового попиту на неї. Звідси витікає такий висновок: неможливо запропонувати простий і універсальний метод планування енергетики на відновлюваних джерелах ні в міжнародному масштабі, ні в рамках однієї країни. Наприклад, сонячні енергетичні установки на півдні Італії повинні бути зовсім не такими, як у Бельгії і навіть на півночі Італії. Використовувати як паливо спирт, що одержується із зерна, прийнятно в штаті Міссурі, але не в Новій Англії і т.д. Характерний розмір району, в рамках якого розумно планувати енергетику на відновлюваних джерелах, – близько 250 км, але ні в якому випадку не 2500 км. На жаль, сучасне урбанізоване та індустріалізоване суспільство не дуже добре пристосоване до такого багатоваріантного використання відновлюваної енергії.

В основу рішення про використання відновлюваних джерел енергії зазвичай покладено результати багаторічних спостережень (моніторингу) за станом навколишнього середовища в даному районі. При цьому дуже важливо, щоб одержувана в процесі моніторингу інформація включала всі параметри, необхідні для розробки конкретної енергетичної системи. Частково таку інформацію містять результати метеорологічних спостережень, але, на жаль, розташування метеостанцій дуже часто не співпадає з місцем передбачуваного розміщення енергоустановок і методи реєстрації та аналізу метеоданих не є повністю відповідними для виконання розрахунків. Проте дані метеостанцій можуть служити базою для проведення порівняльного аналізу з результатами щільового моніторингу. Так, наприклад, порівнюючи результати вимірювання швидкості вітру протягом декількох місяців у місці передбачуваного розміщення вітроустановки з даними найближчої метеостанції, можна, спираючись на метеодані за тривалий період, екстраполювати і результати моніторингу швидкості вітру.

Значно складніше проводити оцінку відновлюваних джерел енергії, в основу якої не можуть бути покладені стандартні метеодані. В цьому випадку необхідні спеціальні методи вимірювань і відповідні прилади, що вимагає значних людських і матеріальних ресурсів. Однак, спираючись тільки на дані метеорології, сільськогосподарських наук і науки про море, можна навіть у цьому випадку одержати значну частину необхідної інформації.

Виробництво енергії завжди повинне передувати всебічне вивчення потреби в ній. Оскільки виробництво енергії завжди є недешевим і при використанні традиційних технологій пов'язане з небажаною дією на навколишнє середовище, дуже важливо витрачати її ефективно і економічно.

В електричних мережах споживач енергії називається навантаженням, і від його характеристик багато в чому залежить вибір використовуваного джерела електроенергії. Вкладаючи засоби в розвиток енергетики, слід пам'ятати, що підвищувати ефективність і економічність споживачів, як правило, вигідніше, ніж збільшувати виробництво енергії.

Більше всього енергії витрачається на транспорті і для виробництва тепла.



Ці споживачі володіють, як правило, різними накопичувачами (акумуляторами) енергії, тому включення їх в енергетичну систему може істотно підвищити її ефективність.

Відновлювана енергетика використовує потоки енергії, що вже існують у навколишньому просторі. Через це теплове забруднення навколишнього середовища, обумовлене скиданням туди якоїсь частини перетвореної енергії, досить незначне. З цієї ж причини незначні й інші види забруднення повітря і води, а також об'єми відходів. В екологічному відношенні енергія відновлюваних джерел має перевагу перед звичайним паливом або атомною енергією.

З екологічної сторони основним недоліком енергоустановок на відновлюваних джерелах є порушення ними природного ландшафту. Це є неминучим для установок, робота яких основана на використанні потоків енергії, що циркулюють у навколишньому просторі, тобто коли навколишнє середовище є необхідним елементом процесу перетворення енергії. У найбільшій мірі цей недолік виявляється при експлуатації потужних установок. Наприклад, могутні гідроелектростанції споруджуються там, де легше утворити водосховище, тобто в живописній гірській або горбистій місцевості, і ця унікальна краса, природно, порушується. Ще важчими можуть бути наслідки при спорудженні водосховищ на рівнинних річках за допомогою гребель. Це може привести до ерозії ґрунту, погіршення його якості і в результаті – до порушення нормального землеробства. Таких наслідків, звичайно, треба всіляко уникати, а для цього не слід, напевно, прагнути до спорудження дуже потужних енергетичних установок на відновлюваних джерелах енергії.

### 1.3 Енергетичний потенціал відновлюваних джерел енергії

Однією з найважливіших характеристик відновлюваних джерел енергії є їх енергетичний потенціал – показник, що визначає кількість енергії, властиву відповідному виду ВДЕ. Для оцінки можливих об'ємів використання енергетичних ресурсів відновлюваних джерел енергетичний потенціал у вітчизняній класифікації розділяють таким чином [1]:

- теоретичний або теоретично-можливий потенціал відновлюваних джерел енергії – загальна кількість енергії, якою характеризується кожне із джерел відновлюваної енергії;
- технічний або технічно-досяжний потенціал відновлюваних джерел енергії – частина енергії загального потенціалу, яку можна реалізувати за допомогою сучасних технічних пристроїв;
- доцільно-економічний потенціал відновлюваних джерел енергії – частина енергії загального потенціалу, яку доцільно використовувати, враховуючи економічні, соціальні, техніко-технологічні й політичні чинники.

Основними одиницями при визначенні питомих показників енергетичного потенціалу є кілоджоуль (**кДж**), кілокалорія (**ккал**), кіловатгодина (**кВт·год**), кілограм умовного палива (**кг у.п.**), кілограм нафтового еквіваленту (**кг. н.е.**).

Співвідношення одиниць енергії представлено в таблиці 1.1 [1].

Таблиця 1.1. Співвідношення одиниць енергії

	кДж	ккал	кВт·год	кг у.п.	кг н.е.
1 кДж	=	0,2388	0,000278	0,000034	0,000024
1 ккал	4,1868	=	0,001163	0,000143	0,0001
1 кВт·год	3600	860	=	0,123	0,086
1 кг у.п.	29308	7000	8,14	=	0,7
1 кг н.е.	41868	10000	11,63	1,428	=

Умове паливо (у.п.) – одиниця обліку палива, що застосовується для співставлення різних його видів і використовується як енергетичний еквівалент, що характеризує потенційну енергоемність або розміри запасів відповідного енергоджерела. В одиницях маси 1 кг у.п. = 29,3 МДж = 7000 ккал = 8,14 кВт·год = 0,7 кг н.е.

За одиницю умовного палива приймається 1 кг палива з теплою згорання 7000 ккал/кг або 29,3 МДж/кг, або 8,14 кВт·год/кг.

Співвідношення між паливом умовним і натуральним виражається формулою:

$$B_y = (Q_n/7000)B_n = E_n \times B_n, \quad (1.1)$$

де  $B_y$  – маса еквівалентної кількості у.п., кг;

$B_n$  – маса натурального палива, в кг – твердого та рідкого або в м<sup>3</sup> – газоподібного;

$Q_n$  – найнижча теплота згорання натурального палива, ккал/кг або ккал/м<sup>3</sup>;

$E_n$  – калорійний еквівалент, дорівнює  $Q_n/7000$ .

$E_n$  нафти = 1,4; коксу – 0,93; торфу – 0,4; природного газу – 1,2.

В енергетиці використовується характеристика – кількість умовного палива, витрачена на виробництво одиниці електричної енергії:

$$g = 122,9 \times \eta, \quad (1.2)$$

де  $\eta$  – ККД енергоустановки.

За допомогою використання показника "паливо умове" складаються паливні баланси або загальні енергетичні баланси галузей, країн та світу в цілому.

### 1.3.1 Енергетичний потенціал відновлюваних джерел енергії у світі

Кількісні показники енергетичних ресурсів відновлюваних джерел планети показані в таблиці 1.2 [1, 6].

Теоретично-можливий річний потенціал відновлюваних енергоресурсів планети перевищує потенційні запаси органічного і ядерного палива в 15 разів і майже у 80 разів перевищує розвідані запаси традиційних енергоресурсів. Доцільно-економічний потенціал відновлюваних енергоресурсів планети приблизно в 2 рази перевищує об'єм річного видобутку всіх видів органічного палива [6].

Таблиця 1.2. Енергетичний потенціал відновлюваних енергоресурсів планети

Відновлювані енергоресурси	Енергетичний потенціал відновлюваних енергоресурсів, млрд т у.п./рік		
	Теоретично-можливий	Технічно-досяжний	Доцільно-економічний
Промислова енергія Сонця	86000	5	1
Теплова енергія морів і океанів	7500	1	0,1
Енергія вітру	860	5	1
Гідроенергія, зокрема:	6,065	3	1,52
<i>Енергія водотоків</i>	3	2,91	1,5
<i>Енергія хвиль</i>	3	0,05	0,01
<i>Енергія припливів</i>	0,065	0,04	0,01
Енергія біомаси, зокрема:	40	2,55	2,0
<i>лісів</i>	15	1,5	1,5
<i>рослин</i>	10	1,0	0,5
<i>водоростей</i>	15	0,05	0
Геотермальна енергія	16	0,4	0,2
<b>Всього</b>	<b>94422,065</b>	<b>16,95</b>	<b>5,82</b>

Інформація щодо розподілу енергетичних ресурсів відновлюваних джерел енергії у ряді країн, у тому числі в Україні, видається у вигляді довідників, класифікаторів і атласів, які являють собою візуалізовані елементи інформаційних систем. Розширення інформаційної бази на основі сучасних технічних засобів сприяє розповсюдженню інформації про можливості освоєння енергії відновлюваних джерел у конкретних місцевостях, що підвищує рівень проектних розробок за рахунок раціонального вибору і комплектації устаткування на основі відновлюваних джерел, а також їх комплексного використання, у тому числі із традиційними енергосистемами.

### 1.3.2 Енергетичний потенціал відновлюваних джерел енергії в Україні

Першочерговим завданням для успішної реалізації завдань України щодо широкомасштабного використання енергії відновлюваних джерел є встановлення енергетичного потенціалу кожного з видів ВДЕ на всій території України, для чого створюється єдина інформаційно-аналітична система з розширеними функціями, що дозволяє оперативно вирішувати питання ефективності впровадження енергетичного обладнання в конкретній місцевості.

В Інституті відновлюваної енергетики НАН України створено атлас енергетичного потенціалу відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії України, що являє собою збірник картографічних та пояснювальних матеріалів, систематизований за основними напрямками впровадження ВДЕ. Пояснювальні матеріали складаються із таблиць, в яких представлено енергетичні показники потенціалу ВДЕ, та текстової частини [7].

Використання створеної на даний час інформаційно-аналітичної системи оцінки енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України дозволяє проводити щорічне відстеження та уточнення кількісних параметрів енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії на всій території

України, отримуючи результати у вигляді картографічної інформації з візуалізацією результатів у вигляді картографічної та атрибутивної бази даних. Відстеження і аналіз поточної та багаторічної інформації має за мету також видачу рекомендацій для застосування як уже освоєних, так і нових відновлюваних джерел енергії на всій території України.

Енергоресурси відновлюваних джерел енергії є практично на всій території України. До основних складових відновлюваної енергетики України відносяться вітроенергетика, сонячна енергетика, мала гідроенергетика, біоенергетика, геотермальна енергетика і енергетика доквілля. Загальний річний технічно-досяжний енергетичний потенціал відновлюваних джерел енергії України в перерахунку на умовне паливо становить біля 98 млн т у.п. (табл. 1.3), що становить більше 50% загального енергоспоживання в Україні на даний час і 30% від енергоспоживання в 2030 році [8].

Таблиця 1.3. Потенціал енергії відновлюваних джерел в Україні

№ з/п	Напрями освоєння ВДЕ	Річний технічно-досяжний енергетичний потенціал	
		млрд кВт·год/рік	млн т у.п/рік
1.	Вітроенергетика	79,8	28,0
2.	Сонячна енергетика	38,2	6,0
3.	Мала гідроенергетика	8,6	3,0
4.	Біоенергетика	178	31,0
5.	Геотермальна теплова енергетика	97,6	12,0
6.	Енергетика доквілля	146,3	18,0
<b>Загальні обсяги заміщення традиційних ПЕР за рахунок ВДЕ</b>		<b>548,5</b>	<b>98,0</b>

Річні показники технічно-досяжного енергетичного потенціалу основних напрямів освоєння енергії відновлюваних джерел в Україні наведені в таблиці 1.3, його розподіл по областях України – у таблиці 1.4 та на рис. 1.3 [8].

Таблиця 1.4. Розподіл технічно-досяжного енергетичного потенціалу відновлюваних джерел в перерахунку на умовне паливо (млн т у.п.) та обсяги заміщення ПЕР в областях України

№ з/п	Області	Енергія сонця	Енергія вітру	Мала гідроенергетика	Геотермальна енергія	Енергія біомаси	Енергія довкілля	Всього по областях	Споживання орг. палива	% заміщення орг. палива за рахунок ВДЕ
1.	АР Крим	0,38	4,7	0,05	1,11	0,99	0,93	8,16	4,23	192,9
2.	Вінницька	0,25	0,26	0,09	0,31	1,57	0,22	2,7	7,79	34,7
3.	Волинська	0,18	0,2	0,03	0,24	1,11	0,29	2,05	3,07	66,8
4.	Дніпропетровська	0,32	0,7	0,02	0,38	1,88	2,25	5,55	27,04	20,5
5.	Донецька	0,27	2,27	0,05	0,32	1,39	2,79	7,09	33,83	21,0
6.	Житомирська	0,26	0,3	0,08	0,36	1,19	0,29	2,48	2,46	100,8
7.	Закарпатська	0,14	0,3	1,11	0,85	0,71	0,16	3,27	1,29	253,5
8.	Запорізька	0,28	4,1	0,01	0,36	1,84	1,04	7,63	14,58	52,3
9.	Івано-Франківська	0,13	0,27	0,1	0,18	0,77	0,29	1,74	6,93	25,1
10.	Київська	0,26	0,28	0,05	0,35	1,37	2,23	4,54	16,47	27,6
11.	Кіровоградська	0,23	0,5	0,04	0,29	1,6	0,47	3,13	2,87	109,1
12.	Луганська	0,27	0,85	0,11	0,32	0,97	1,24	3,76	10,64	35,3
13.	Львівська	0,22	1,27	0,44	0,79	1,03	0,52	4,27	8,64	49,4
14.	Миколаївська	0,26	4,6	0,04	0,29	1,5	0,35	7,04	5,26	133,8
15.	Одеська	0,37	0,7	0,01	0,41	1,7	0,66	3,85	7,08	54,4
16.	Полтавська	0,26	0,4	0,1	0,88	1,54	0,63	3,81	10,52	36,2
17.	Рівненська	0,17	0,2	0,07	0,74	0,93	0,17	2,28	2,29	99,6
18.	Сумська	0,22	0,2	0,07	0,86	0,96	0,2	2,51	5,24	47,9
19.	Тернопільська	0,15	0,14	0,1	0,17	0,93	0,15	1,64	2,57	63,8
20.	Харківська	0,29	0,7	0,07	0,9	1,31	1,53	4,8	15,34	31,3
21.	Херсонська	0,31	4,4	0,01	0,87	1,25	0,24	7,08	3,47	204,0
22.	Хмельницька	0,2	0,2	0,07	0,25	1,11	0,29	2,12	2,58	82,2
23.	Черкаська	0,21	0,2	0,08	0,25	1,37	0,4	2,51	4,87	51,5
24.	Чернівецька	0,09	0,3	0,22	0,07	0,72	0,33	1,73	1,38	125,4
25.	Чернігівська	0,28	0,3	0,04	0,47	1,26	0,33	2,68	3,67	73,0
<b>Всього</b>		<b>6,00</b>	<b>28,34</b>	<b>3,06</b>	<b>12,00</b>	<b>31,00</b>	<b>18,00</b>	<b>98,42</b>	<b>204,11</b>	<b>48,2</b>

Загальне споживання органічного палива в Україні в 2009 році становило 162 млн т у.п.





## **1.4 Сучасний стан і перспективи розвитку відновлюваної енергетики**

Використання енергії відновлюваних джерел відноситься до актуальних проблем світової спільноти у зв'язку з вичерпністю запасів викопного органічного палива та глобальним погіршенням стану навколишнього середовища. Сучасні проблеми енергетики пов'язані з обмеженістю та нерівномірністю розподілу енергетичних ресурсів на планеті, недосконалістю традиційних енергетичних технологій та необхідністю вирішення глобальних проблем енергозабезпечення людства у майбутньому, пов'язаних із повним вичерпанням запасів органічного палива, та проблем екологічної безпеки.

Людство використовує енергію сонця, вітру і води для полегшення своєї праці з давніх часів. Відновлювані джерела енергії на примітивному рівні застосовувалися завжди – це використання сонячної енергії для сушіння продуктів, нагрівання води, застосування вітрових і водяних млинів. У Єгипті збереглися залишки вітряків, яким не менше трьох тисяч років, а найбільшого розповсюдження вітряки досягли в Голландії, де з їх допомогою навіть дотепер осушуються прибережні ділянки Північного моря.

Активні науково-технічні розробки в галузі освоєння відновлюваних джерел енергії почалися порівняно недавно, декілька десятків років тому – розробка планів розвитку відновлюваної енергетики припадає на 1973-1975 роки. Значних успіхів у цьому досягли ті країни, де ці роботи одержали державну, економічну і законодавчу підтримку.

### **1.4.1 Сучасний стан і перспективи розвитку відновлюваної енергетики у світі**

Проблеми традиційної енергетики, зумовлені ростом цін на енергоносії, які в свою чергу пов'язані з вичерпністю легкодоступних родовищ органічного і ядерного палива, а також частими аваріями на атомних станціях, викликали необхідність аналізу стану споживання енергії на сучасному етапі розвитку суспільства та визначення шляхів енергозабезпечення людства у майбутньому. Крім кількісної характеристики споживання енергії не менш важливим є екологічна і економічна оцінка енергозабезпечення. Вони в першу чергу залежать від науково-технічного рівня технологій видобутку енергоносіїв та перетворення і споживання енергії.

В останні роки прогнози розвитку світової енергетики, енергетики окремих країн та регіонів світу стали серйозніше враховувати екологічні аспекти функціонування систем енергопостачання і сфери енергоспоживання, тоді як масштаби негативного впливу традиційної енергетики на оточуюче середовище мають досить чітку тенденцію до збільшення. В даний час витрати ряду промислово розвинених країн на запобігання або ліквідацію негативних екологічних наслідків, значною мірою обумовлених зростанням енерговиробництва та енергоспоживання, досягають 3% об'єму валового внутрішнього продукту [6, 9].

Витрати на підтримку стану навколишнього середовища для вугільних ТЕС складають від 2 до 34,5 цент/кВт·год і йдуть головним чином на боротьбу

із загальним потеплінням, на підтримку нормального стану лісів, полів і будівель, на погашення збитків від стихійних лих, а також на підтримку здоров'я персоналу; для нафтових ТЕС ці витрати дорівнюють 3-12 цент/кВт·год (у меншій мірі йдуть на запобігання потеплінню); для газових ТЕС — 0,53-1,17 цент/кВт·год; для АЕС — 0,16-2,55 цент/кВт·год (на запобігання потеплінню — 0,02 цент/кВт·год) [6, 10].

Таким чином, основною альтернативою в енергозабезпеченні людства у майбутньому буде енергія Сонця та енергія його похідних — вітру, течії річок, хвиль, біомаси, теплова енергія океану, а також геотермальна енергія та енергія припливів, тобто майбутнє в енергозабезпеченні людства за відновлюваними джерелами енергії — екологічно чистими, ресурси яких практично безмежні.

На форумі Світової енергетичної ради, який проходив 16-19 травня 2000 року в м. Києві, зазначалось, що однією з найбільш важливих переваг технологій генерування електроенергії за рахунок використання нових і відновлюваних джерел є можливість децентралізації електроенергетики, і цю перевагу необхідно використовувати насамперед і зокрема стосовно розвитку вітроенергетики.

Використання енергії відновлюваних джерел у даний час є одним із пріоритетних напрямів розвитку світової енергетики, що обумовлено необхідністю:

- усунення енергетичної нестабільності країн, пов'язаної з енергетичними кризами;
- зменшення обсягів шкідливих викидів, що утворюються в процесі використання традиційних енергоносіїв;
- збереження запасів енергоресурсів для майбутніх поколінь;
- збільшення витрат органічної сировини для неенергетичних потреб.

Для кількісної оцінки органічного палива прийнято такі поняття, як підтверджені розвідані енергоресурси та потенційні запаси.

Поняття "*розвідані запаси енергоресурсів*" включає розвідані запаси енергоносіїв, наявність яких визначено достатньо достовірно, а їх кількість визначена достатньо точно. Розвідані енергоресурси можуть бути видобуті вже у найближчий час із застосуванням сучасних технологій.

Поняття "*потенційні запаси*" включає в себе розвідані та прогнозовані запаси енергоресурсів. Прогнозовані запаси — це запаси енергоресурсів, наявність яких достовірно доведена, але видобуток їх потребує застосування нових, ще не розроблених технологій.

Як песимістичні, так і оптимістичні прогнози передбачають у недалекому майбутньому повне вичерпання на Землі запасів вугілля, нафти, природного газу.

За прогнозами загальні світові запаси нафти закінчатся через 40 років. Світові запаси природного газу, найкращого і найдешевшого в минулі часи палива, вичерпуються в 2040-50 рр., або ще раніше [6, 11]. При цьому в останні роки спостерігається стрімке зростання ціни на органічне паливо. Внаслідок цього має місце стійка тенденція зростання ціни газу на європейських ринках (рис. 1.4).

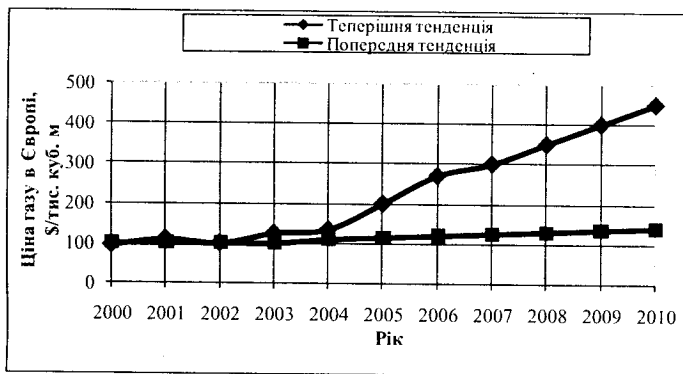


Рис. 1.4. Тенденції зростання ціни на газ у Європі

Переважає більшість родовищ природного газу розташована у віддалених від Європи країнах, схильних до використання дефіцитності газу не лише в економічних, а й у політичних цілях. Тенденція зростання ціни газу має місце навіть для внутрішнього ринку Росії – основного постачальника газу до Європи (рис. 1.5) [12].

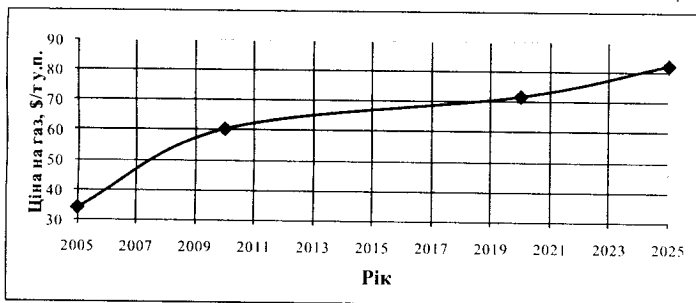


Рис. 1.5. Прогнозна динаміка ціни на газ на внутрішньому ринку Росії

Крім економічних проблем, "газова" енергетика ставить ще й проблеми політичні – під загрозою опиняється енергетична незалежність європейських країн. В офіційному документі Євросоюзу [13] було висловлено серйозну стурбованість проблемою енергонезалежності: "Залежність ЄС від імпорту енергії вже складає 50% і, як очікується, буде збільшуватись протягом декількох років у випадку бездіяльності, та досягне 70% до 2020 р. Це особливо актуально у відношенні до нафти і газу, які, чим далі, тим з більш віддалених від ЄС джерел будуть поступати, часто з певними геополітичними ризиками".

Єдиний органічний енергоресурс, запаси якого наявні у достатній кількості, як у Європі, так і в США – це вугілля. Але використання вугілля в енергетичних цілях пов'язане з великими обсягами викидів, шкідливих для здоров'я людей. ТЕС потужністю 2400 МВт, яка працює на вугіллі, викидає в

атмосферу вуглекислого газу – 2300 т/рік, діоксиду сірки – 34 т/рік, оксидів азоту – 9 т/рік, золи – 192 т/рік, твердих відходів – 35 т/рік. До цього слід додати велику кількість викидів складних органічних сполук і мікроелементів, дуже шкідливих для здоров'я людей. Здатні мігрувати і накопичуватися, вони призводять до незворотних змін у структурі біологічних тканин (у тому числі, і на генетичному рівні). ТЕС на вугіллі шкідливо впливають на довкілля і ландшафт місцевості. В середньому для спорудження ТЕС необхідна площа 2-3 км<sup>2</sup>, а з урахуванням під'їзних шляхів і золовідвалів вона зростає до 3-4 км<sup>2</sup>. На цій території змінюється рельєф місцевості, екологічна рівновага, структура ґрунту. Великі градири суттєво зволожують мікроклімат у районі ТЕС, сприяють створенню туманів, а в зимовий час – інсю і паморозі. З охолоджувальною водою у водоймища скидається велика кількість теплової енергії, яка підвищує температуру води в них, що впливає на зміну флори та фауни.

В останні роки вчені всього світу працюють над пошуком нових шляхів отримання енергії з метою скорочення використання корисних копалин для енергетичних потреб і збереження їх для використання в якості сировини для хімічної та харчової промисловості (виробництво синтетичних матеріалів, лікарських препаратів, харчових продуктів тощо).

Перспектива забезпечення людства новими енергетичними ресурсами нещодавно пов'язувалася з використанням ядерної і термоядерної енергії, при цьому вважалось, що атомна енергія є невичерпною та безпечною для людини та оточуючого середовища. Однак досвід, набутий при освоєнні "мирного атома" показав, що експлуатація атомних електростанцій з огляду на рівень технічного оснащення, навіть найбільш сучасного, може призвести до аварії не тільки місцевого чи регіонального значення, але й до світової катастрофи. Запаси ядерного палива також не є безмежними, а їх видобуток та переробка стають усе більш енергоємними і, відповідно, дорожчими. Крім того, у зв'язку з накопиченням відходів ядерного палива все актуальнішою стає проблема їх безпечного захоронення.

Практично невичерпними на даний час можна вважати запаси термоядерного палива, але, як показує практика, ера промислового використання термоядерного синтезу наступить ще не скоро.

Необхідно відмітити, що всі розглянуті види палива (органічне паливо, ядерна та термоядерна енергія) при своєму використанні негативно впливають на оточуюче середовище – крім шкідливих викидів, якими характеризується кожен із технологічних процесів виробництва електричної та теплової енергії окремо, всі вони призводять до так званого "теплового забруднення" оточуючого середовища. На думку вчених, перегрів навколишнього середовища на 3,5°C є критичною величиною, яка може призвести до глобальних змін клімату та атмосфери. Враховуючи темпи росту споживання енергії, критичний рубіж можна прогнозувати вже через 50 років [1].

Екологічну загрозу представляє також парниковий ефект. При згорянні органічного палива поряд з оксидами азоту, сажею, золою та іншими канцерогенними продуктами згоряння виділяється велика кількість вуглекислого газу, концентрація якого в атмосфері, незважаючи на часткове поглинання

ослиністю, постійно збільшується. Вуглекислий газ має властивість пропускати видимий спектр сонячного світла і поглинати інфрачервоне випромінювання Землі. Внаслідок цього навколо Землі створюється парниковий ефект, який характеризується підвищенням температури та вологості і може призвести до катастрофічних наслідків для флори та фауни нашої планети.

У сучасних умовах глобалізації економіки і загострення енергетичних проблем та проблем, пов'язаних із зміною клімату, зросла роль міжнародних зобов'язань у формуванні енергетичної політики країн ЄС. Виступивши одним з ініціаторів Кіотського протоколу (1997 р.), що приписує розвиненим країнам забезпечити до 2008-2012 рр. 5,2%-е скорочення викидів газів, які створюють парниковий ефект, країни ЄС заявили про готовність понизити на 8% (порівняно 1990 р.) рівень викидів парникових газів – зокрема Люксембург на 28%, Німеччина і Данія – 21%, Австрія – 13% і т.д. Одним із основних шляхів виконання цих міжнародних зобов'язань вважається широкомасштабне використання відновлюваних джерел енергії і підвищення їх частки в енергетичному балансі країн Євросоюзу. За оцінками експертів ЄС, міжнародні зобов'язання, що обумовлені Кіотським протоколом і закріплені Директивами ЄС, створюють істотні стимули до використання ВДЕ в країнах Євросоюзу, особливо в Німеччині, Данії, Люксембурзі.

Аналіз первинних джерел енергії, енергетичних технологій та наслідків їх застосування показує, що подолання енергетичної кризи, одночасно з отриманням позитивного екологічного ефекту, можна досягти, з однієї сторони, зменшенням питомого енергоспоживання за рахунок впровадження енергоефективних та енергозберігаючих технологій, з іншої – за рахунок широкомасштабного використання відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії.

Одним із ключових напрямів доктрини стійкого розвитку сучасної енергетики є уповільнення темпів експлуатації вичерпних енергоресурсів і заміщення їх відновлюваними та нетрадиційними джерелами енергії, що сприяє зниженню навантаження на навколишнє середовище. Вирішенням завдань у рамках цієї проблеми в даний час займаються в багатьох країнах світу, як промислово розвинених, так і в тих, що розвиваються. Світовий досвід показує, що одним із перспективних шляхів їх вирішення є формування дієвого механізму стимулювання і практичного використання відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії. Особлива увага при цьому приділяється різним видам нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії, що дозволяє одержувати "чисту" енергію, яка практично не надає негативного впливу на навколишнє середовище.

Термін можливого енергозабезпечення людства за рахунок використання вичерпних паливно-енергетичних ресурсів у значній мірі залежить від рівня технічного і технологічного забезпечення процесів видобування, перетворення та споживання енергії, темпів росту енергоспоживання на душу населення, економічних та екологічних факторів. Поступовий перехід до відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії відбуватиметься з урахуванням всіх цих факторів, тільки з огляду на те, що в даному випадку первинна енергія є практично невичерпною.

Тому надзвичайно важливим є створення оптимальної моделі енергетики майбутнього, в якій буде враховано всі можливі елементи впливу застосування кожного з джерел енергії на всі сфери господарювання, особливо на економіку та екологію. Зрозуміло, що таку модель неможливо створити для всього світу в цілому, її дія повинна бути обмежена рамками групи держав, однієї держави або навіть певного регіону.

Для вирішення проблеми енергозабезпечення людства все більшої значимості набуває роль відновлюваних джерел енергії у сучасній енергетиці. Для всієї світової спільноти роль ВДЕ не обмежується однією енергетикою – їх застосування позитивно вплине на вирішення трьох взаємопов'язаних глобальних проблем людства: на енергетику, екологію, продовольство.

Основними факторами, що обумовили освоєння ВДЕ в світі, є необхідність:

- забезпечення енергетичної безпеки країн;
- зменшення обсягів шкідливих викидів, що утворюються в процесі використання традиційних енергоносіїв;

- збереження запасів енергоресурсів для майбутніх поколінь;
- збільшення витрат органічної сировини для неенергетичних потреб.

Кінець другого тисячоліття характеризується інтенсивним зростанням об'ємів використання енергії відновлюваних джерел у більшості розвинених країн, зокрема в США, Німеччині, Іспанії, Швеції, Данії, Японії, які планують у першій половині 21 століття частку відновлюваних джерел енергії в загальному енергобалансі довести до 20-50%. Стратегія розвитку світової енергетики на найближчі 50 років прогнозує, що вже у 2020 р. 20% електроенергії буде вироблятися з енергії відновлюваних джерел, у 2040 р. – 50%, а наприкінці XXI століття частка енергії відновлюваних джерел може перевищити 85%. Згідно Директиви Європейської Комісії, до 2020 року частка використання відновлюваних джерел енергії має зрости із сьогоднішніх 6,5% до 20%.

Порівняння даних щодо введення і виведення з експлуатації старих потужностей в електроенергетиці ЄС у 2009 році показує, що на фоні абсолютного скорочення потужностей вугільної та атомної генерації електроенергії зростає газова генерація та генерація на основі відновлюваних джерел енергії (частка ВДЕ становить 62% усіх нововведених потужностей). В США у 2009 році за рахунок відновлюваних джерел енергії було створено більше 50% всіх нововведених потужностей. Загалом у світі введення нових потужностей в електроенергетиці за період 2008-2009 рр. має наступне співвідношення: за рахунок використання викопного палива – 53%, за рахунок використання енергії відновлюваних джерел – 47%. За прогнозами Міжнародного енергетичного агентства, у 2030 році за рахунок відновлюваних джерел енергії в світі буде генеруватися 60% електроенергії [14].

За останні роки темпи росту потужностей електростанцій на основі відновлюваних джерел енергії значно вищі, ніж у традиційних електростанцій. Потужності, введені та виведені з експлуатації за період 2000-2010 років у ЄС за видами джерел енергії, представлені World Wind energy report 2010 та World Wind Energy Association WWEA 2011, показані на рис. 1.6.

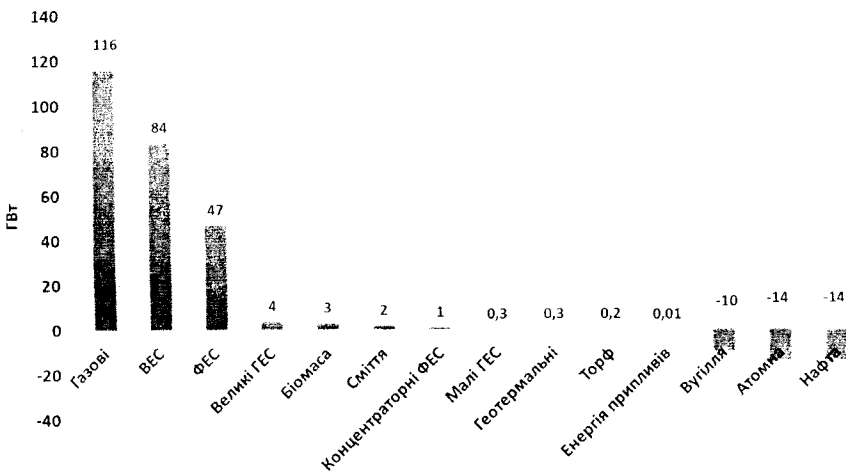


Рис. 1.6. Потужності, введені та виведені з експлуатації за період 2000-2011 років у ЄС, за видами джерел енергії, ГВт

На даний час частка відновлюваних джерел енергії загалом у світовому енергоспоживанні складає близько 16,7%. Питомі вартісні показники виробництва електроенергії в світі наведені в таблиці 1.5 [2, 6].

Згідно вимог Європейського Союзу, частка енергії відновлюваних джерел у національному енерговиробництві країн, що прагнуть до вступу у співдружність, повинна складати не менше 6%, або, з урахуванням великої гідроенергетики, – не менше 12%.

Таблиця 1.5. Вартісні показники питомих капітальних витрат та виробництва електроенергії в світі

Джерела енергії	дол. США/кВт	дол. США /кВт·год
ТЕС:		
на біомасі	3300-4660	0,08-0,18
на вугіллі	1100-1400	0,021-0,05
на нафті (мазуті)	1100 - 1400	0,0318
ПГУ	–	0,029-0,043
АЕС	4990	0,06
Вітроенергетичні станції	1410-2475	0,05-0,16
Фотоелектричні станції	1830-3270	0,20-0,44
Тепло Землі:		
високотемпературне	3000-4000	0,12-0,18
низькотемпературне	500-1700	0,03-0,20
ГЕС:		
великі	1000-3500	0,02-0,08
малі	1200-3000	0,04-0,10
припливні	1700-2500	0,08-0,15
хвильові	1500-3000	0,08-0,20
Геотермальні ТЕС	800-3000	0,02-0,10



Країни Європейської Співдружності одержують за рахунок відновлюваних джерел близько 16% електроенергії. У таблиці 1.6 наведено порівняння частки електроенергії, виробленої за рахунок використання енергії відновлюваних джерел і традиційних енергоресурсів [2, 6, 10].

Таблиця 1.6. Частка електроенергії, виробленої за рахунок використання ВДЕ і традиційних енергоресурсів

Країна	Частка електроенергії, що одержується від різних джерел, %				
	АЕС	ТЕС	ГЕС	ВДЕ	ВДЕ (включаючи великі ГЕС)
Бельгія	57	40,5	2,1	0,4	2,5
Данія	0	87,9	0	12,1	12,1
Фінляндія	32	33,5	21,4	13,1	34,5
Греція	0	90,6	9,0	0,4	9,4
Ірландія	0	93,8	4,9	1,3	6,2
Люксембург	0	26,7	66,7	6,6	73,3
Австрія	0	26,9	71,9	1,2	73,1
Швеція	38,6	4,0	54,8	2,6	57,4
Норвегія	0	0,4	99,6	0	99,6
Німеччина	30,6	62,0	4,8	2,6	7,4
Франція	78,8	7,2	13,8	0,2	14
Великобританія	22	74,6	2	1,4	3,4
Італія	0	78	19,2	2,8	22
Нідерланди	4,2	94,2	0,1	1,5	1,6
Португалія	0	70,8	27,7	1,7	29,4
Іспанія	27,9	54,6	14,7	2,8	17,5
Швейцарія	37,9	2,8	57,5	1,8	59,3
15 країн ЄС	33,6	50,3	13,9	2,2	16,1

За останні роки найбільш бурхливими темпами відновлювана енергетика розвивається в Німеччині, що обумовлено створенням у країні відповідних законодавчо-правових умов. Прогноз подальшого розвитку енергетики в Німеччині припускає швидке зростання частки електроенергії, виробленої за рахунок використання відновлюваних джерел енергії, енергопостачання від ВДЕ вважається цілком надійним. Довгостроковий прогноз показує, що споживання і виробництво електроенергії в Німеччині впаде з 557 ТВт·год/рік у 2000 р. до 430 ТВт·год/рік у 2050 р., що пояснюється заходами щодо економії електроенергії за рахунок застосування теплових насосів, нічних накопичувачів тепла тощо. В подальшому прогнозується повна відмова від АЕС і розвиток ТЕЦ [15].

Довгостроковий прогноз виробництва електроенергії в Німеччині наведений у таблиці 1.7 [6].

Ресурсну базу ВДЕ в Німеччині планується використовувати наступним чином: на півночі – вітроелектричні комплекси; на півдні – малі ГЕС і геотермальні електростанції; у сільських місцевостях – фотоприймачі і спалювання біомаси. До Німеччини повітряними лініями електропередачі постійного струму може бути передана електроенергія від гідроелектростанцій

і геотермальних електростанцій в Ісландії, гідроелектростанцій у Скандинавії, вітроенергетичних комплексів на європейських берегах, геліоелектростанцій і вітроенергетичних комплексів у Магрібі та на півдні Європи.

Таблиця 1.7. Довгостроковий прогноз виробництва електроенергії в Німеччині

Джерела енергії	Виробництво електроенергії, ТВт·год, по роках					
	2000	2010	2020	2030	2040	2050
АЕС	180	110	16	-	-	-
ТЕС:						
на вугіллі	245	180	150	85	45	12
на газі	20	33	45	50	45	40
ТЕЦ на вичопному паливі	80	120	150	155	150	135
ТЕС на біогазі	-	7	27	30	30	30
ГЕС	22	25	25	25	25	25
Вітроустановки	10	45	72	80	80	85
Геотермальні електростанції	-	-	-	5	11	16
Фотоприймачі	-	-	5	10	15	22
Імпорт від ВДЕ	-	-	5	30	54	65
<b>Всього</b>	<b>557</b>	<b>520</b>	<b>495</b>	<b>470</b>	<b>455</b>	<b>430</b>

Швидкі темпи розвитку виробництва електроенергії на основі відновлюваних джерел у Німеччині стали на даний час причиною зростання тарифів на електроенергію. Це пояснюється збільшенням частки електроенергії, виробленої за рахунок енергії відновлюваних джерел, і більш високою вартістю таких установок та енергії, що ними виробляється. Прогнозується помітне зростання тарифів на електроенергію до 2030 р., коли частка енергії відновлюваних джерел у виробництві електроенергії досягне 25%. Існуюча і прогнозована частка енергії відновлюваних джерел у виробництві електроенергії Німеччини наведені в таблиці 1.8 [6, 15].

Таблиця 1.8. Існуюча і прогнозована частка ВДЕ у виробництві електроенергії Німеччини

Роки	Частка ВДЕ у виробництві електроенергії, %/ТВт·год				
	Гідро-енергія	Спалювання біопалива	Енергія вітру	Фото-приймачі	Всього
2000	0,95/4,5	0,05/0,25	1,8/8,5	-	2,8/13,2
2001	0,95/4,5	0,10/0,5	2,2/10,5	-	3,3/15,5
2002	0,95/4,5	0,23/1,1	2,7/13,0	-	3,9/18,6
2005	1,00/4,7	0,52/2,5	5,8/28,0	-	7,3/35,2
2010	1,05/5,0	0,75/3,6	8,8/42	0,5/2,4	11,1/53
2020	1,05/5,0	4,2/20,0	12/58	1,3/6,2	18,5/89,2
2030	1,10/5,2	6,0/28,8	14/67	2,6/12,6	23,7/113,6

У світі вартість електроенергії від відновлюваних джерел енергії, виробленої на різних видах електростанцій, знаходиться в середньому на рівні традиційних електростанцій; із загального ряду випадає фотоенергетика, де вартість електроенергії в 4-5 разів вища, однак останнім часом спостерігається

стійке зниження вартості електроенергії від відновлюваних джерел енергії, в тому числі і на фотоелектричних елементах, яка, відповідно до прогнозів, наблизиться до вартості електроенергії від інших видів відновлюваних джерел за 5-10 років [11].

Тарифи на електроенергію для побутового і промислового секторів у Німеччині на перспективу до 2030 року та їх зростання щодо 2000 року наведені у таблиці 1.9 [6].

Як показують дані таблиці 1.9, і в побутовому, і в промисловому секторі Німеччини у перспективі очікується підвищення тарифів на електроенергію. Це пояснюється, у першу чергу, розвитком виробництва електроенергії за рахунок відновлюваних джерел. Проте переваги використання таких джерел (сприятливість для екології, збереження ресурсів сировини, заміна АЕС тощо) істотно покривають недолік, що виражається в деякому подорожчанні електроенергії.

Таблиця 1.9. Тарифи на електроенергію для побутового і промислового секторів у Німеччині на перспективу до 2030 року

Сектор господарства	2000 р.	2001 р.	2002 р.	2005 р.	2010 р.	2020 р.	2030 р.
<b>Побутовий:</b>							
мінімальний, цент/кВт·год	11,7	12,0	12,3	12,9	13,3	14,0	14,3
приріст, %	–	2,9	5,5	10,6	13,3	19,8	21,9
максимальний, цент/кВт·год	15,3	15,7	16,0	16,6	16,9	17,7	17,9
приріст, %	–	2,2	4,2	8,1	10,1	15,1	16,7
<b>Промисловий:</b>							
мінімальний, цент/кВт·год	5,5	5,6	5,7	6,1	6,4	7,2	7,4
приріст, %	--	2,4	4,31	11,4	17,2	31,0	35,5
максимальний, цент/кВт·год	7,6	7,8	7,9	8,3	8,6	9,3	9,6
приріст, %	--	1,7	3,1	8,3	12,4	22,4	25,6

При виконанні прогнозів розвитку енергетики на основі відновлюваних джерел необхідно враховувати не тільки тенденцію до зниження вартості електроенергії в даній галузі, але й підвищення вартості при генеруванні на традиційних електростанціях. За прогнозами, вартість електроенергії, виробленої за рахунок ВДЕ, повинна знизитися з 8,5 цент/кВт·год у 2000 р. до 5,5 цент/кВт·год у 2050 році. Очікується, що за цей же період вартість електроенергії від електростанцій із спалюванням палива збільшиться з нинішніх 3,2 до 4,5-7,0 цент/кВт·год в 2050 р. з урахуванням зростання цін на паливо [6]. Таким чином, вихід на один рівень вартості електроенергії, виробленої за рахунок ВДЕ та на теплових електростанціях, забезпечить можливість широкого використання ВДЕ в енергетиці країн світу.

Мінімальна та максимальна вартість електроенергії, виробленої на мікро- та малих ГЕС, вже зараз нижча від вартості електроенергії, виробленої

традиційними енергосистемами; електроенергія, вироблена на ВЕС, практично знаходиться на рівні вартості електроенергії, генерованої на газотурбінних станціях із комбінованим циклом, що мають найвищі показники ефективності серед традиційних енергосистем. При порівнянні вартості електроенергії, генерованої традиційними та відновлюваними енергосистемами, видно, що енергосистеми на основі відновлюваних джерел енергії, крім сонячних термодинамічних та фотоелектричних станцій, є цілком конкурентоспроможними вже зараз. Приймаючи до уваги тенденцію зниження вартості електроенергії від відновлюваних джерел енергії та підвищення вартості електроенергії на традиційних електростанціях, можна прогнозувати значне зростання обсягів впровадження ВДЕ для виробництва електроенергії (рис. 1.7) [6].

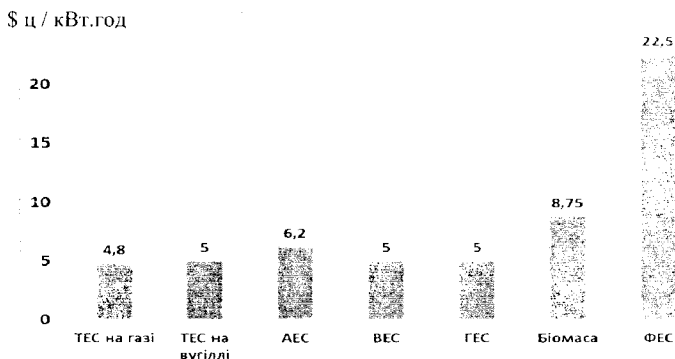


Рис. 1.7. Середні значення вартості електроенергії на електростанціях на основі ВДЕ і різних видів палива

Терміни окупності капітальних вкладень в енергетиці у середньому становлять 8-10 років. При цьому на спорудження теплоелектростанції необхідно 6-8 років, великої гідроелектростанції і атомних станцій – 10-12 років. Вітроелектростанція за кордоном споруджується за 5-6 місяців, починаючи з підписання контракту, термін її окупності – 8-10 років. Розрахунки, проведені російськими спеціалістами, показують, що в централізованих енергосистемах прийнятний термін окупності (5-10 років) визначається питомими капітальними вкладеннями 1500 дол./кВт та менше, терміном використання встановленої потужності – 2200 та більше годин на рік. Цим критеріям відповідають практично всі види обладнання енергетики на основі ВДЕ [6].

Широке розповсюдження джерел відновлюваної енергії через стохастичний характер потужності, залежної від багатьох чинників, потребуватиме проведення ґрунтовних заходів, що поєднуюватимуть навантаження і генеровану потужність, основними з яких є:

- використання широкого спектру різних видів відновлюваних джерел енергії та комплексне їх застосування;
- застосування погодинного графіка в споживанні та можливостей накопичення енергії;

- зміна стратегії у використанні ГАЕС;
- регулювання віддачі електроенергії ТЕЦ;
- використання резервних потужностей та регулюючих засобів;
- в перспективі – використання водню як накопичувача енергії;
- розвиток імпорту електроенергії від ВДЕ з інших країн.

У 2010 році інвестиції в нові ВДЕ становили більше 211 млрд дол. Світовий ринок ВДЕ може зрости в 2020 році до 0,5 трил. дол. [14].

Прогноз інвестицій у розвиток галузей відновлюваної енергетики в Європі до 2020 рр. показано на рис. 1.8.

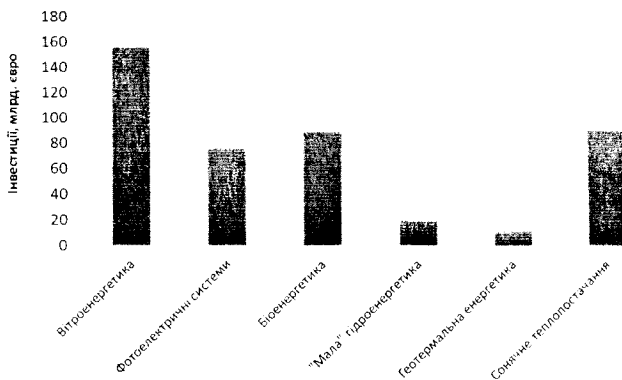


Рис. 1.8. Прогноз інвестицій у розвиток відновлюваної енергетики Європи

З точки зору створення нових робочих місць, розвиток відновлюваної енергетики є більш перспективним, ніж традиційної. За даними Renewables 2011 Global Status Report, (Paris: REN21 Secretariat) у 2009 році більше 3 млн чол. було зайнято у сфері ВДЕ, з них 600 тис. чол. працювали у галузі сонячної енергетики, 500 тис. чол. – у сфері вітроенергетики, біля 1,5 млн чол. – у сфері біоенергетики. Більша частина робочих місць з'явилася в країнах, де активно проводяться дослідження і впроваджуються нові технології щодо використання енергії відновлюваних джерел на комерційному ринку: США, Японія, Німеччина, Китай і Бразилія. У Китаї очікується, що до 2020 року в секторі альтернативної енергетики буде працювати більше 40 млн чол., тоді як у 2009 році працювало близько 1,5 млн чол. [14].

Можливість переходу до технологій відновлюваної енергетики залежатиме від того, наскільки ефективно будуть використовуватися діючі та нові механізми стимулювання і як швидко будуть ліквідуватись преференції для традиційної енергетики (витрати на субсидування енергетики на основі викопних палив, за оцінками МЕА, тільки в країнах, що розвиваються, та в країнах із перехідною економікою становлять близько 0,5 трил. дол. на рік (2008 р.). На даний час Китай розглядає зниження податкових пільг для виробників викопного палива; в Канаді опубліковано проект закону про відміну прискореної амортизації для інвестицій у видобуток нафти з бітумізованих

нафтових родовищ; Німеччина відміняє фінансову підтримку вугільній галузі до 2018 року; Корея відмінятиме підтримку виробникам антрациту; Туреччина продовжує політику щодо відміни державної підтримки вугільних шахт [14].

Як інструмент зменшення використання викопного палива використовується система торгівлі парниковими емісіями з одночасним введенням лімітів на парникові викиди. Так, у 2009 році обсяги торгівлі парниковими викидами становили 125 млрд дол. США; за оцінками деяких експертів, цей ринок до 2020 року може перевищити 1,3 млрд дол. США [14].

#### 1.4.2 Сучасний стан і перспективи розвитку відновлюваної енергетики України

Енергетичні проблеми України полягають як у технічному оснащенні (використовується в основному старе, зношене і малоефективне обладнання), так і в джерелах забезпечення енергоносіями (більш ніж 50% енергоносіїв Україна імпортує за високими цінами). Паливно-енергетичний комплекс України характеризується негативним станом та тенденціями, зокрема зростанням дефіцитності вітчизняних первинних енергоресурсів, підвищенням їх вартості на світовому ринку та проблемами зовнішнього постачання, недостатньою ефективністю використання наявних паливно-енергетичних ресурсів та практично відсутньою диверсифікацією джерел постачання палива, що створює загрозу національній безпеці України. Перелік та фактичні терміни експлуатації українських теплоелектростанцій надані в таблиці 1.10, перелік і проектні терміни виведення з експлуатації енергоблоків атомних електростанцій України – в таблиці 1.11.

Таблиця 1.10. Перелік та фактичні терміни експлуатації українських ТЕС

№	Назва	Потужність, МВт	Термін введення в експлуатацію першого блоку	Фактичний термін експлуатації, років	Проектний термін експлуатації
1	Буштинська	2300	1965	47	40 років для котлів і турбін (відповідно до ГОСТ 533-2000)
2	Вуглегірська	2800	1972	40	
3	Добротвірська	600	1959	53	
4	Запорізька	3600	1972	40	
5	Зміївська	2150	1960	52	
6	Зуївська	1245	1980	32	
7	Криворізька	2820	1965	47	
8	Курахівська	1460	1937	75	
9	Ладизинська	1800	1970	42	
10	Луганська	1325	1956	56	
11	Придніпровська	1740	1959	53	
12	Слов'янська	800	1971	41	
13	Старобешівська	2000	1961	51	
14	Трипільська	1800	1969	43	

Важливість вирішення проблемних питань розвитку відновлюваної енергетики в Україні обумовлена дефіцитністю і обмеженістю запасів енергоресурсів і погіршенням стану навколишнього середовища.

Широкомасштабне освоєння енергії відновлюваних джерел дозволить створити нову екологічно безпечну галузь енергетики, що сприятиме підвищенню рівня диверсифікації енергоресурсів та зміцненню енергетичної і екологічної безпеки держави.

Таблиця 1.11. Перелік і проектні терміни виведення з експлуатації енергоблоків атомних електростанцій України

Назва	№ енергоблоку	Потужність, МВт	Енергопуск енергоблоку	Проектний рік виведення з експлуатації
Запорізька	1	1000	10.12.1984	2014
	2	1000	22.07.1985	2015
	3	1000	10.12.1986	2016
	4	1000	18.12.1987	2017
	5	1000	14.08.1989	2019
	6	1000	19.10.1995	2025
Південно-Українська	1	1000	31.12.1982	2012
	2	1000	06.01.1985	2015
	3	1000	20.09.1989	2019
Рівненська	1	420	22.12.1980	2010
	2	415	22.12.1981	2011
	3	1000	21.12.1986	2016
	4	1000	16.10.2004	2034
Хмельницька	1	1000	22.12.1987	2017

Основними чинниками, що визначають необхідність розвитку відновлюваної енергетики в Україні, є:

- зростання дефіцитності традиційних енергоресурсів, підвищення їх вартості на світовому ринку та проблеми із зовнішнім постачанням;
- негативний стан і тенденції у паливно-енергетичному комплексі, зокрема недостатня ефективність використання традиційних паливно-енергетичних ресурсів;
- екологічні проблеми, зокрема необхідність виконання міжнародних зобов'язань щодо дотримання норм Кіотського протоколу.

Наукові дослідження з використання відновлюваних джерел енергії в Україні і СРСР почалися в 80-і роки в Київському національному технічному університеті України (Київський політехнічний інститут) під керівництвом член-кореспондента АН України Денисенко Г.І. Створений ним колектив ентузіастів пройшов шлях від теоретичних досліджень, науково-дослідних і конструкторських розробок до створення демонстраційних зразків устаткування в галузі вітроенергетики, сонячної теплової та фотоенергетики, малої гідроенергетики, біоенергетики, акумулявання енергії. Особлива увага приділялася підвищенню ефективності роботи енергоустановок на основі

відновлюваних джерел енергії за рахунок їх комплексного застосування з використанням акумуляторів електричної і теплової енергії і автоматизації управління режимами їх роботи.

Перевірка наукових розробок і відпрацювання робочих режимів проводилася на науково-дослідному полігоні КПІ "Десна", розташованому на межі Київської і Чернігівської областей. Вперше в СРСР на ньому була побудована вітростанція потужністю 160 кВт, що складається з восьми вітроелектричних установок потужністю 20 кВт кожна (рис. 1.9). У процесі експлуатаційних досліджень проводилась перевірка ефективності вітроустановок при застосуванні різних конструкцій лопатей, видів редукторів, генераторів, систем акумулювання і допоміжного устаткування. Проводились дослідження роботи вітроустановок в автономному і системному режимах.

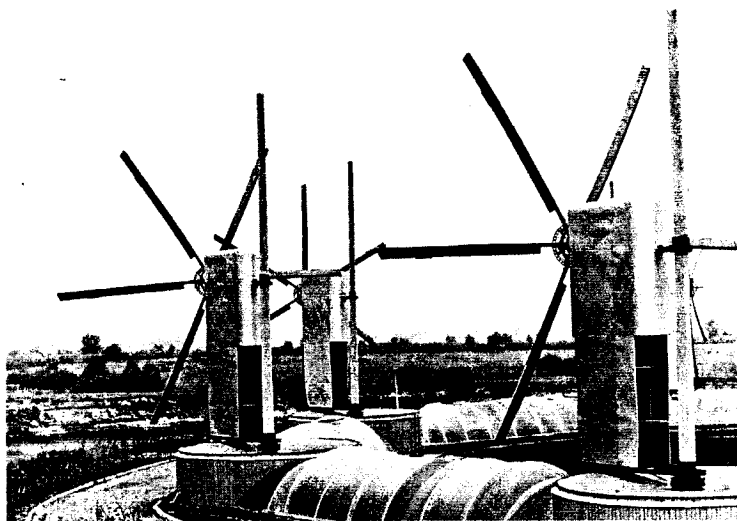


Рис. 1.9. Вітростанція потужністю 160 кВт на науково-дослідному полігоні КПІ "Десна"

На полігоні проводилися дослідження різних конструкцій геліоприймачів, фотоперетворювачів, теплових насосів, біоустановок, вітроелектричних і вітромеханічних агрегатів, систем акумулювання теплової та електричної енергії. На основі аналізу результатів досліджень з метою отримання оптимальних енергетичних і економічних показників проводилася компоновка комплексних енергосистем та їх випробування. Були побудовані три будинки-лабораторії з різними системами комплексного енергозабезпечення за рахунок відновлюваних джерел енергії (рис. 1.10). Необхідно відзначити, що ці роботи проводилися в часи, коли відношення до відновлюваної енергетики було досить скептичним, основну надію тоді покладали на традиційну енергетику, а енергетикою майбутнього вважалася атомна енергетика.





Рис. 1.10. Будинки-лабораторії з різними системами комплексного енергозабезпечення від відновлюваних джерел енергії

Продовження цих робіт колективом фахівців у галузі відновлюваної енергетики з 1987 р. виконувалося у Відділенні комплексних енергетичних систем на основі відновлюваних джерел енергії Інституту електродинаміки НАН України, а в даний час – в Інституті відновлюваної енергетики НАН України (ІВЕ НАНУ), створеному в 2004 р. у складі Відділення фізико-технічних проблем енергетики НАН України з метою подальшого розвитку і координації досліджень у галузі відновлюваних джерел енергії і забезпечення використання їх результатів. До складу Інституту відновлюваної енергетики входить шість наукових відділів (комплексних енергосистем, сонячної енергетики, вітроенергетики, малої гідроенергетики, геотермальної енергетики, відновлюваних органічних енергоносіїв), Міжгалузевий науково-технічний центр вітроенергетики, Кримський науково-технічний центр енергозбереження і відновлюваної енергетики, допоміжні служби.

Для розширення сфери освіти в галузі відновлюваної енергетики у Національному технічному університеті України (НТУУ «КПІ») м. Києва створено кафедру відновлюваних джерел енергії, що займається підготовкою кваліфікованих фахівців за всіма напрямками відновлюваної енергетики, у тому числі щодо комплексного використання енергії відновлюваних джерел. З метою підвищення якості підготовки фахівців НТУУ «КПІ» спільно з ІВЕ НАНУ створили філію кафедри відновлюваних джерел енергії, що входить до структури факультету електроенерготехніки та автоматики НТУУ «КПІ».

Щоквартально Інститутом відновлюваної енергетики НАН України випускається журнал "Відновлювана енергетика". Щорічно проводиться міжнародна конференція "Відновлювана енергетика XXI століття".

Після реорганізації колишньої радянської централізованої економіки серед країн СНД найбільш підготовленою до широкомасштабного освоєння енергії відновлюваних джерел виявилась Україна, в якій ініціативу щодо розвитку відновлюваної енергетики взяли на себе наукові, науково-технічні, громадські організації та приватні фірми.

Україна, незважаючи на низькі обсяги використання ВДЕ (близько 1% у загальному енергозабезпеченні України), на даний час за рівнем їх освоєння

вийшла на перше місце серед країн СНД і, при послідовній державній підтримці, є всі підстави для оптимістичних прогнозів її подальшого розвитку.

При врахуванні великої гідроенергетики частка енергії відновлюваних джерел у загальному енергозабезпеченні України склалася на сьогодні біля 3%, а в електрозабезпеченні – біля 6,5%.

Великий вклад у розвиток відновлюваної енергетики внесла реалізація заходів Комплексної програми будівництва вітрових електростанцій (далі – Програма), розробленої на виконання Указу Президента України від 02.03.1996 року №159 і схваленої постановою Кабінету Міністрів України від 03.02.1997 року №137.

Головним завданням Програми: визначення напрямів збалансованого розвитку вітроенергетичного комплексу та заходів забезпечення зростання обсягів виробництва електроенергії ВЕС, створення умов для виготовлення вітчизняних ВЕУ та устаткування для ВЕС з використанням потужностей конверсійних підприємств, розроблення нормативної бази, виділення пріоритетних завдань НДДКР та експлуатації ВЕС, створення умов для зменшення забруднення довкілля.

Термін виконання Програми: 1997-2010 роки; реалізація заходів здійснювалась у три етапи.

**Перший етап:** 1997-2000 роки. На цьому етапі передбачалось будівництво пілотних і промислових ВЕС, яке мало здійснюватися з використанням ліцензійних ВЕУ українського виробництва USW 56-100 потужністю 107,5 кВт, а також вітчизняних ВЕУ АВЕ-250С потужністю 200 кВт, ЕСО-0420 потужністю 420 кВт та ВМ-37 потужністю 45 кВт.

Фактично будівництво велось тільки на базі ліцензійних ВЕУ, для яких виконувалась підготовка виробництва на декількох десятках вітчизняних заводів. Жоден із агрегатів вітчизняної розробки не пройшов успішного завершення дослідної експлуатації на цьому етапі.

**Другий етап:** 2001-2005 роки. На цьому етапі були передбачені: організація виробництва ВЕУ потужністю від 275 до 550 кВт, будівництво і дослідна експлуатація на цих агрегатах пілотних ВЕС та будівництво першої черги ВЕС з новими ВЕУ.

Оскільки фактичний стан економіки країни відрізнявся від прогнозованого, реальний ріст виробництва розпочався тільки в середині другого етапу реалізації Програми. Відповідно на цьому етапі розпочалося освоєння виробництва ВЕУ потужністю 600 кВт та будівництво перших черг ВЕС на основі цих ВЕУ.

**Третій етап:** 2006-2010 роки. На початок цього періоду планувалося завершити розробку всіх розділів нормативно-технічної документації та керівних документів, виконати значну частину запланованих науково-дослідних розробок, що давали можливість розробляти, виготовляти та впроваджувати конкурентоспроможні на світовому ринку ВЕУ.

У даний час нормативна база для виробництва ВЕУ та експлуатації ВЕС в Україні практично створена. Тепер постає потреба в її гармонізації із загальноєвропейськими стандартами. Ведуться також пошуки шляхів залучення

інвестицій для виробництва ВЕУ великої потужності.

Програма була складена на підставі заявок на будівництво ВЕС від Міненерго, Держводгоспу, Міноборони та ряду сільськогосподарських та промислових підприємств і передбачала потребу встановленої потужності ВЕС у 2010 році на рівні 1920 МВт.

Джерелом фінансування заходів, визначених Програмою, було визначено встановлені Законом України відрахування в розмірі 0,75 відсотка вартості товарної продукції виробництва електроенергії в Україні, а також інвестиційні кошти.

На кінець 2010 року в стані будівництва знаходилося шість ВЕС загальною проектною потужністю 219,1 МВт. Будівництво велося чергами, в промислову експлуатацію прийнято 87,36 МВт, вироблено в електромережу 368,171 млн кВт-год електроенергії, що дозволило заощадити понад 100 тис. тонн умовного палива. В експлуатації знаходиться 734 ВЕУ USW56-100 і 13 ВЕУ Т600-48. Всього виготовлено і передано замовникам будівництва ВЕС 770 серійних ВЕУ USW56-100 та 22 ВЕУ Т600-48 установчої серії.

Закінчена підготовка до серійного виробництва ліцензійної ВЕУ Т600-48. Близько 65% складових частин ВЕУ виготовляли підприємства України. Потенційний річний виробіток електроенергії однією ВЕУ Т600-48 на ВЕС України становить в середньому 1600 000 кВт-год в Криму і 1400 000 кВт-год у Донецькому регіоні, проти виробітку однією ВЕУ USW56-100 у цих регіонах відповідно 110 000 кВт-год і 70 000 кВт-год.

За кошти Комплексної програми було створено спеціалізоване виробництво ВЕУ USW56-100, велась підготовка виробництва ВЕУ Т600-48 на ДП "ВО ПМЗ ім. О.М.Макарова" (реконструкція цехів під виробництво вез, лопатей, збирання та випробування модулів ВЕУ тощо). На ДНВП "Електронмаш" створена дільниця для виготовлення та випробування обладнання системи управління ВЕУ Т600-48.

За час реалізації Комплексної програми виконано понад 70 НДДКР, пов'язаних із вирішенням проблемних питань будівництва та експлуатації ВЕС, розроблено понад 60 нормативних та методичних документів, в тому числі чотири національних стандарти та 16 галузевих.

В Україні є достатньо аргументовані передумови для масштабного освоєння енергії відновлюваних джерел, в першу чергу, це наявність значного енергетичного потенціалу основних видів ВДЕ та науково-технічної і промислової бази за всіма основними напрямками відновлюваної енергетики.

Головною проблемою науково-технологічного забезпечення та розвитку відновлюваної енергетики в Україні є необхідність створення ефективної бази для розвитку фундаментальних і прикладних наукових досліджень з метою забезпечення застосування та підвищення техніко-економічної ефективності систем енергопостачання на основі відновлюваних джерел, зокрема:

- розробка теоретичних основ використання різних видів джерел енергії;
- науково-технічна розробка, створення та застосування нової техніки і технологій для енергосистем на основі ВДЕ;
- удосконалення режимів експлуатації устаткування на основі

відновлюваних джерел енергії;

– створення та застосування комбінованих схем використання різних видів устаткування на основі відновлюваних джерел енергії і різних видів акумуляторів енергії;

– вирішення проблеми сумісності енергосистем на основі окремих видів ВДЕ з об'єднаною енергетичною системою.

Екологічна значимість використання енергії відновлюваних джерел в Україні полягає у значному зменшенні шкідливих викидів в атмосферу, що утворюються при згорянні органічного палива – енергетика на відновлюваних джерелах використовує потоки енергії, що вже існують у навколишньому просторі, тому теплове забруднення навколишнього середовища буде незначним, як і обсяги відходів. Соціальна значимість полягає у створенні додаткових робочих місць у галузях наукової, виробничої, культурно-освітньої, правової, державної та громадської діяльності.

Широке використання енергії відновлюваних джерел сприятиме підняттю рівня життя, особливо у сільських районах. Невичерпність, як основна властивість відновлюваних джерел енергії, має в перспективі забезпечити більшу стабільність енергетики, ніж це можливо при використанні традиційних паливних ресурсів, особливо нафти і газу. Цікавим є також вплив такого, як вважається в даний час, негативного фактора потоків відновлюваної енергії – низької щільності і розсіяності в просторі; при активному використанні ВДЕ та при відповідних державних методах стимулювання це більшою мірою сприятиме розосередженню населення та промислових об'єктів у сільських районах, ніж збільшенню витрат на концентрацію енергії в мегаполісах. Поступове зростання частки енергії відновлюваних джерел в енергетиці дозволить уникнути утворень нових мегаполісів та сприятиме розвитку агропромислового комплексу на всій території України.

Таким чином, для ефективної реалізації завдань щодо освоєння енергії відновлюваних джерел в Україні в першу чергу необхідне створення української моделі розвитку відновлюваної енергетики як окремої енергетичної галузі – створення нормативно-правової бази з урахуванням особливостей освоєння кожного з видів відновлюваних джерел енергії, визначення основ економічної стимулюючої політики держави і створення законодавчої бази відновлюваної енергетики, основаної на проведенні пільгової політики для виробників та споживачів енергії відновлюваних джерел, визначення механізмів фінансування. Для встановлення реального співвідношення основних техніко-економічних показників традиційної і відновлюваної енергетики в Україні необхідно проведення відповідних реформ у ціновій політиці традиційної енергетики. Досвід країн, що активно використовують енергію відновлюваних джерел, показує, що одним із перших чинників при їх освоєнні є вихід на ринкові ціни на енергоносії.

Першочерговими завданнями відновлюваної енергетики України є:

– проведення наукових фундаментальних і прикладних досліджень, науково-дослідних і проєктно-конструкторських розробок та організація їх впровадження;

- здійснення підготовки фахівців за всіма напрямками розвитку відновлюваної енергетики;
- створення профільної інфраструктури на основі вже існуючих навчальних, проектно-конструкторських та науково-дослідницьких організацій;
- розробка нормативно-правової бази, що сприятиме впровадженню розробок на основі ВДЕ, в тому числі щодо доступу об'єктів ВДЕ до електричних та теплових мереж енергокомпаній та відведення земельних площадок;
- створення сертифікаційної та метрологічної бази;
- створення бази для виробництва технічних пристроїв та обладнання, монтажу, експлуатації, ремонту та сервісу.

Для сприяння розвитку відновлюваної енергетики в Україні на даний час прийнято чотири Закони України, затверджено 46 Державних стандартів.

Рішенням Ради національної безпеки і оборони України від 9 грудня 2005 року "Про стан енергетичної безпеки України та основні засади державної політики у сфері її забезпечення", введеним у дію Указом Президента України №1863, одним із пріоритетних завдань державної політики у сфері забезпечення енергетичної безпеки України визначено використання нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії.

Важливим етапом розвитку відновлюваної енергетики стало прийняття в 2009 році Закону України "Про внесення змін до деяких законів України щодо встановлення "зеленого" тарифу" №601-VI про встановлення спеціального тарифу, за яким закуповується електроенергія, вироблена на об'єктах електроенергетики, що використовують альтернативні джерела енергії. "Зелений" тариф на електроенергію, що виробляється шляхом перетворювання енергії ВДЕ, надано в таблиці 1.12.

Таблиця 1.12. "Зелений"тариф на електроенергію, що виробляється шляхом перетворювання енергії ВДЕ

Напрямок використання ВДЕ	"Зелений" тариф, євро/ кВт·год
Вітроелектростанції (в залежності від потужності ВЕС)	0,07 – 0,113
Фотоелектричні станції (в залежності від типу розміщення та потужності)	0,43-0,467
Малі гідроелектростанції	0,08
Електростанції на біомасі	0,12

Для вирішення головних проблем, що виникають при впровадженні техніки та технологій відновлюваної енергетики, необхідно:

- визначення порядку відведення земельних площадок під установку обладнання відновлюваної енергетики;
- проведення робіт щодо підвищення потужності електромереж для забезпечення приймання електроенергії, отриманої від обладнання на основі відновлюваних джерел.

Вирішення цих питань сприятиме залученню інвестицій у відновлювану енергетику. Будівництво потужних електростанцій повинне проводитись

паралельно з розширенням електромереж у напрямку підвищення їх пропускної спроможності. На стадії відведення земельних ділянок та виготовлення проектно-документації необхідне проведення екологічних експертиз, які для кожного з видів енергетичного обладнання відновлюваної енергетики мають свої особливості. Так, наприклад, для встановлення вітроенергетичного обладнання необхідні висновки орнітологів.

Міжвідомча комісія з питань науково-технологічної безпеки при Раді національної безпеки і оборони України 19 травня 2009 року прийняла рішення, яким, з огляду на нагальну необхідність створення основних засад майбутньої екологічно безпечної енергетики, зміцнення енергетичної незалежності держави шляхом нарощування обсягів виробництва енергії з відновлюваних джерел в Україні, рекомендовано прийняття ряду заходів щодо розвитку відновлюваної енергетики в Україні. Найбільш суттєвими заходами визначено:

- внесення змін до деяких законів України щодо механізмів стимулювання використання нетрадиційних, відновлюваних та альтернативних джерел енергії;
- внесення змін до Закону України "Про інвестиційну діяльність" щодо створення пільгових умов інвесторам, що здійснюють науково-дослідні, проектно-конструкторські та будівельні роботи у сфері відновлюваних джерел енергії;
- опрацювання питання щодо удосконалення нормативно-правової бази стосовно стимулювання використання відновлюваних джерел енергії на етапі відведення земельних площадок для об'єктів відновлюваної енергетики при розробці проектів нових об'єктів будівництва та реконструкції систем енергопостачання;
- створення постійно діючої науково-технічної ради з питань відновлюваної енергетики із залученням провідних спеціалістів у даній галузі;
- розроблення змін та доповнень до стратегії розвитку відновлюваної енергетики до 2030 р. як складової частини "Енергетичної стратегії України до 2030 року";
- розроблення та затвердження протягом 2009-2010 років галузевих та регіональних програм енергозбереження та використання відновлюваних джерел енергії.

На даний час у галузі прикладних наукових досліджень розроблено цілий ряд нових технічних рішень для створення енергоефективної техніки і технологій відновлюваної енергетики. Можливі обсяги енергозабезпечення за рахунок енергії відновлюваних джерел у різних регіонах України залежать від багатьох факторів. Так, в Автономній Республіці Крим технічно-досяжний потенціал становить 192% від енергоспоживання. Промислово розвинені області з високим енергоспоживанням мають більш низький потенціал – 20-30%. Області України з найбільш високим потенціалом заміщення органічного палива за рахунок ВДЕ представлені на рис. 1.11.

Для залучення інвестицій у відновлювану енергетику в 2009 році був прийнятий Закон України "Про внесення змін до деяких законів України щодо встановлення "зеленого" тарифу" з терміном дії до 2030 року. При його розробці був врахований весь передовий світовий досвід; на електроенергію, вироблену на

об'єктах відновлюваної енергетики, були встановлені досить високі спеціальні закупівельні тарифи. Для швидкого старту відновлюваної енергетики на об'єктах, введених до 2014 року, передбачені найвищі тарифи.

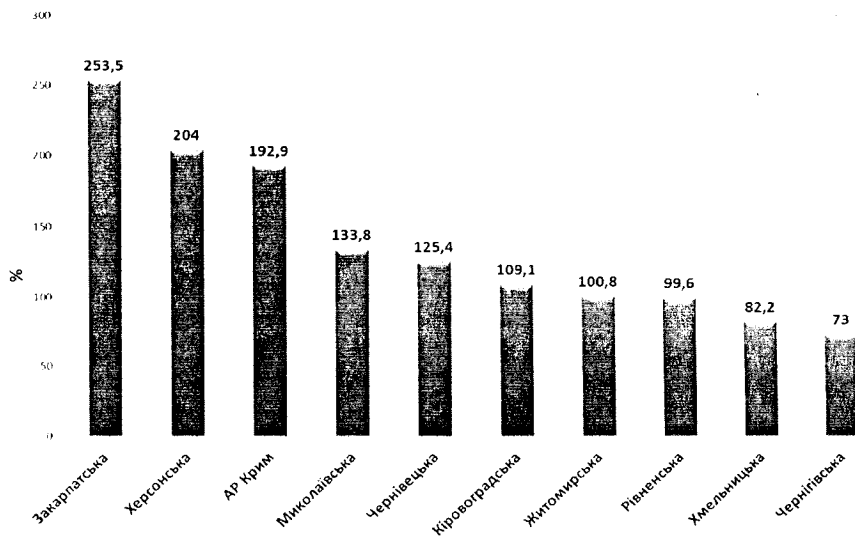


Рис. 1.11. Області України з найбільш високим потенціалом заміщення органічного палива за рахунок ВДЕ

Науковим супроводом розвитку відновлюваної енергетики в Україні, у тому числі вибором площадок під будівництво та вибором устаткування, займається Інститут відновлюваної енергетики НАН України. В АР Крим впроваджуються глобальні проекти для освоєння сонячної та вітрової енергії – "Сонячна долина" потужністю 100 МВт і вітроелектрична станція "Такіль" потужністю 150 МВт, для будівництва яких буде залучено 375 млн євро інвестицій.

Паралельно проводяться дослідження в галузі автономної, так званої "малої" вітроенергетики. В Україні змонтовані і функціонують близько 400 установок на основі вітрогенераторів потужністю до 10 кВт, переважно українського виробництва. Використання таких установок на Теїдрівській косі у Миколаївській області показало їх високу ефективність для енергопостачання автономних об'єктів – на військових об'єктах, у горах, на пасовищах і т.д. 100 таких установок працюють у Київській області. Понад 50 вітроустановок українського виробництва функціонують за кордоном (Канада, Німеччина, Угорщина, Росія, Польща та ін.).

Проводяться дослідження щодо зниження вартості виробництва сонячних фотоперетворювачів. В Україні створена науково-дослідна виробнича база для подальшого розвитку і масового виробництва сонячних фотоелементів, модулів і батарей на основі напівпровідникового кремнію.

Важливим напрямом розвитку сонячної енергетики є вибір перспективних площадок для мережевих фотоелектричних станцій; на даний час визначено перспективні площадки для будівництва на території АР Крим мережевих фотоелектричних станцій із середнім періодом повернення інвестицій 7-8 років.

В Україні накопичено досвід у галузі сонячного теплопостачання – створена ефективна нормативна база для проектування, а технологічний потенціал промисловості дозволяє вирішити завдання масового виробництва геліотехнічного обладнання. Проблеми подальшого розвитку сонячної енергетики полягають у необхідності удосконаленні існуючої техніки і технологій, в розробці нових матеріалів, у тому числі для автономних систем електропостачання, гарячого водопостачання та опалення для житлових та промислових будівель, які в даний час інтенсивно впроваджуються в усьому світі.

У 2009 році Інститутом відновлюваної енергетики НАН України розроблено Програму підвищення енергоефективності в Автономній Республіці Крим до 2014 року, яка була затверджена Постановою Верховної Ради АР Крим (№ 1569-5/10 від 17.02.2010 р.). Очікувані річні обсяги заощадження традиційних паливно-енергетичних ресурсів за рахунок використання енергії ВДЕ становлять: 2010 рік – 289,5 тис.т у.п., 2011 рік – 1284,4 тис.т у.п., 2012 рік – 1735,4 тис.т у.п., 2013 рік – 1822,2 тис.т у.п., 2014 рік – 1909 тис.т у.п.

Почато розробку ряду обласних Програм підвищення енергоефективності, в тому числі за рахунок використання енергії відновлюваних джерел.

Активні дослідження проводяться у напрямку забезпечення інвестиційної привабливості об'єктів відновлюваної енергетики.

Фахівцями Інституту відновлюваної енергетики НАН України досліджено, визначено та обґрунтовано базові прогностичні показники щодо використання в Україні на період до 2030 року вітрової, сонячної та геотермальної енергії, енергії малих рік, біомаси, енергії довкілля з використанням теплових насосів, а також альтернативних видів палива. Результати роботи забезпечать підвищення ефективності при проведенні проектних робіт та впровадженні інвестиційних проектів, при розробці державних програм та заходів у галузі відновлюваної енергетики, сприятимуть підвищенню обсягів заощадження традиційних паливно-енергетичних ресурсів за рахунок використання енергії відновлюваних джерел та альтернативних видів палива.

Зведені прогностичні показники щодо використання відновлюваних джерел енергії в Україні (вітрової, сонячної, геотермальної енергії, енергії біомаси, малих річок та довкілля) до 2030 року надані в таблиці 1.13 [8].



Таблиця 1.13. Зведені прогностні показники щодо використання відновлюваних джерел енергії в Україні до 2030 року

Найменування завдання	Показники обсягів виконання завдання	Всього за 2011-2030	по роках					2011-2015	по роках					2016-2020
			2011	2012	2013	2014	2015		2016	2017	2018	2019	2020	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Створення виробничих потужностей для використання відновлюваних джерел енергії	<b>Технічний:</b> Введення потужностей, тис. МВт	<b>118,4</b>	1,30	2,03	2,47	2,93	3,69	<b>12,41</b>	6,60	5,68	5,80	6,06	6,98	<b>31,13</b>
	Досягнута потужність, тис. МВт		1,30	3,33	5,80	8,72	12,41		19,01	24,69	30,50	36,56	43,54	
	Вироблення енергії, млрд кВт·год	<b>3357,7</b>	3,7	10,0	18,1	28,2	41,3	<b>101,3</b>	63,4	84,1	105,8	126,9	150,6	<b>530,8</b>
	<b>Економічний:</b> Заміщення органічного палива, млн т у.п.	<b>792,8</b>	1,3	3,1	5,0	7,3	10,7	<b>27,4</b>	16,7	21,2	26,0	30,6	36,6	<b>131,1</b>
	Заміщення природного газу, млрд куб. м	<b>698,4</b>	1,2	2,7	4,5	6,5	8,8	<b>23,7</b>	14,4	18,3	22,4	26,4	31,5	<b>113,0</b>
	<b>Екологічний:</b> Зменшення викидів парникових газів, млн т	<b>1427,0</b>	2,4	5,5	9,0	13,3	19,1	<b>49,3</b>	30,1	38,2	46,9	55,0	65,8	<b>236,0</b>
	<b>Соціальний:</b> Створення додаткових робочих місць, тис. од.	<b>231,3</b>	2,1	3,9	4,8	5,8	7,0	<b>23,5</b>	11,0	11,1	11,2	11,2	11,3	<b>55,8</b>
	Обсяг капітало-вкладень, млрд грн.	<b>949,6</b>	17,16	22,18	25,84	29,59	33,43	<b>128,2</b>	44,05	44,93	45,46	45,98	46,64	<b>227,1</b>

Продовження таблиці 1.13.

Найменування завдання	Показники обсягів виконання завдання	по роках					2021-	по роках					2026-
		2021	2022	2023	2024	2025	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2030
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Створення виробничих потужностей для використання відновлюваних джерел енергії	<b>Технічний:</b> Введення потужностей, тис. МВт	4,75	3,66	3,67	3,91	4,88	<b>20,86</b>	11,11	10,50	9,59	10,74	12,02	<b>53,97</b>
	Досягнута потужність, тис. МВт	48,29	51,94	55,61	59,52	64,40		75,51	86,01	95,60	106,35	118,36	
	Вироблення енергії, млрд кВт·год	168,9	182,5	196,1	210,6	228,7	<b>986,8</b>	271,0	309,8	344,2	383,7	430,1	<b>1738,7</b>
	<b>Економічний:</b> Заміщення органічного палива, млн т у.п.	40,1	43,4	46,6	50,1	54,0	<b>234,2</b>	63,0	71,5	79,5	88,0	98,0	<b>400,0</b>
	Заміщення природного газу, млрд куб. м	33,8	36,5	39,3	42,3	45,7	<b>197,8</b>	57,4	65,0	72,3	80,0	89,2	<b>363,9</b>
	<b>Екологічний:</b> Зменшення викидів парникових газів, млн т	72,1	78,0	84,0	90,2	97,1	<b>421,4</b>	113,7	128,8	143,1	158,3	176,5	<b>720,3</b>
	<b>Соціальний:</b> Створення додаткових робочих місць, тис. од.	8,6	8,8	8,9	9,0	9,1	<b>44,5</b>	20,7	21,1	21,5	21,9	22,3	<b>107,5</b>
	Обсяг капітало-вкладень, млрд грн.	31,07	31,81	32,51	33,21	34,39	<b>163,0</b>	82,59	84,39	86,14	87,90	90,29	<b>431,3</b>

Прогнозні річні обсяги заощадження традиційних паливно-енергетичних ресурсів в Україні до 2030 року за напрямками використання відновлюваних джерел енергії надані в таблиці 1.14 та на рис. 1.12, загальні обсяги заощадження традиційних ПЕР – у таблиці 1.15 та на рис. 1.13.

Таблиця 1.14. Річні обсяги заощадження традиційних паливно-енергетичних ресурсів в Україні до 2030 року

№ з/п	Напрямок розвитку ВДЕ	Річні обсяги заміщення ПЕР (млн т у.п.)			
		2015	2020	2025	2030
<b>1</b>	<b>Вітроенергетика</b>	<b>5,04</b>	<b>13,56</b>	<b>17,28</b>	<b>28,0</b>
<b>2</b>	<b>Сонячна енергетика, у т. ч.:</b>	<b>0,77</b>	<b>2,45</b>	<b>3,7</b>	<b>6,02</b>
2.1	Електрична	0,21	0,67	1,06	2,0
2.2	Теплова	0,56	1,78	2,64	4,0
<b>3</b>	<b>Мала гідроенергетика</b>	<b>0,11</b>	<b>0,61</b>	<b>1,52</b>	<b>2,98</b>
<b>4</b>	<b>Біоенергетика, у т. ч.:</b>	<b>2,35</b>	<b>13,56</b>	<b>19,09</b>	<b>31,02</b>
4.1	Електрична	1,35	3,69	5,21	10,33
4.2	Теплова	0,53	7,57	11,08	16,87
4.3	Виробництво моторного біопалива	0,368	2,1	2,5	3,4
4.4	Виробництво торфу	0,1	0,2	0,3	0,42
<b>5</b>	<b>Геотермальна енергетика, у т. ч.:</b>	<b>0,27</b>	<b>1,58</b>	<b>4,87</b>	<b>12,0</b>
5.1	Електрична	0,22	1,43	4,43	11,0
5.2	Теплова	0,05	0,15	0,44	1,0
<b>6</b>	<b>Енергетика доквілля</b>	<b>2,13</b>	<b>4,8</b>	<b>7,53</b>	<b>18,0</b>
	<b>Всього за рахунок ВДЕ</b>	<b>10,7</b>	<b>36,6</b>	<b>54,0</b>	<b>98,0</b>

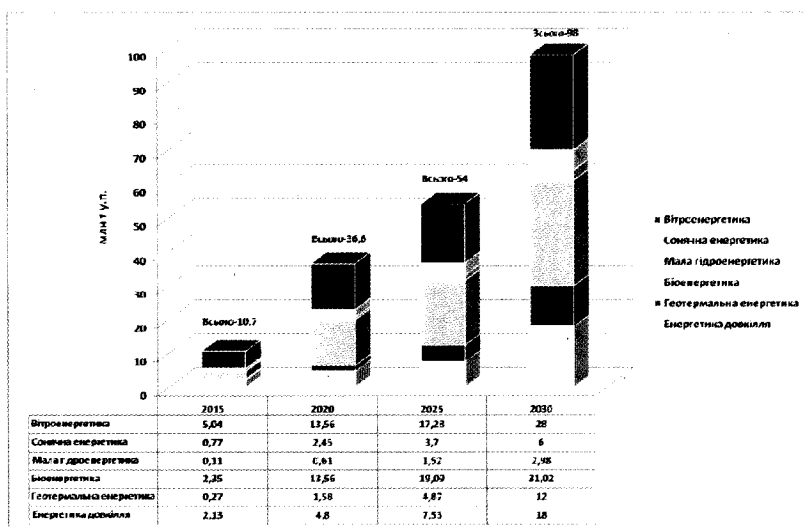


Рис. 1.12. Річні обсяги заощадження традиційних паливно-енергетичних ресурсів в Україні до 2030 року за напрямками освоєння

Таблиця 1.15. Загальні обсяги заощадження традиційних паливно-енергетичних ресурсів за напрямками використання відновлюваних джерел енергії в Україні до 2030 року

№з/п	Напрямок розвитку ВДЕ	Обсяги заміщення ПЕР (млн т у.п.)				Всього
		2011-2015	2015-2020	2021-2025	2026-2030	
<b>1</b>	<b>Вітроенергетика</b>	<b>15,20</b>	<b>51,22</b>	<b>78,71</b>	<b>118,45</b>	<b>263,58</b>
<b>2</b>	<b>Сонячна енергетика, у т. ч.:</b>	<b>1,55</b>	<b>8,77</b>	<b>15,98</b>	<b>25,42</b>	<b>51,72</b>
2.1	Електрична	0,48	2,38	4,51	8,09	15,46
2.2	Теплова	1,07	6,39	11,47	17,33	36,26
<b>3</b>	<b>Мала гідроенергетика</b>	<b>0,23</b>	<b>2,05</b>	<b>5,76</b>	<b>12,18</b>	<b>20,22</b>
<b>4</b>	<b>Біоенергетика, у т. ч.:</b>	<b>5,54</b>	<b>45,46</b>	<b>84,39</b>	<b>131,0</b>	<b>266,39</b>
4.1	Електрична	2,69	11,21	23,01	41,41	78,32
4.2	Теплова	1,36	23,75	48,38	72,73	146,22
4.3	Виробництво моторного біопалива	1,23	9,7	11,7	15,0	37,63
4.4	Переробка торфу	0,26	0,8	1,3	1,86	4,22
<b>5</b>	<b>Геотермальна енергетика, у т. ч.:</b>	<b>0,41</b>	<b>4,98</b>	<b>17,07</b>	<b>44,59</b>	<b>67,05</b>
5.1	Електроенергетика	0,3	4,45	15,55	40,83	61,13
5.2	Теплова енергетика	0,11	0,53	1,52	3,76	5,92
<b>6</b>	<b>Енергетика доквілля</b>	<b>4,61</b>	<b>18,62</b>	<b>32,20</b>	<b>68,43</b>	<b>123,86</b>
<b>Всього за рахунок ВДЕ</b>		<b>27,53</b>	<b>131,1</b>	<b>234,11</b>	<b>400,25</b>	<b>792,82</b>

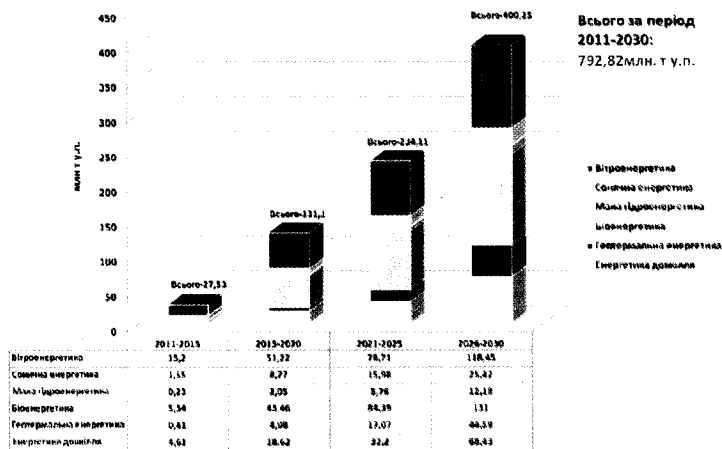


Рис. 1.13. Обсяги заощадження традиційних паливно-енергетичних ресурсів в Україні за етапами до 2030 року

Зведені показники щодо обсягів заміщення природного газу в Україні до 2030 року показані на рис. 1.14.

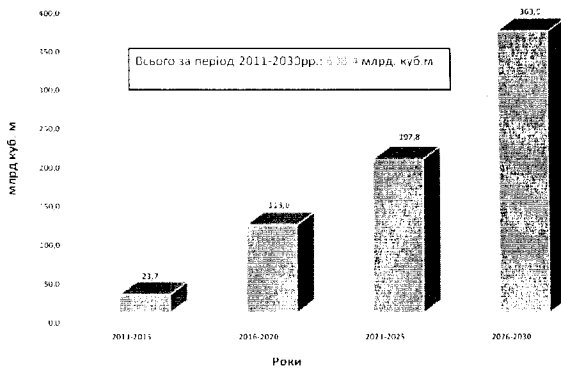


Рис. 1.14. Загальні обсяги заміщення природного газу за рахунок використання ВДЕ в Україні до 2030 р., млрд. куб. м

Прогнозні показники щодо зменшення шкідливих викидів в еквіваленті CO<sub>2</sub> за рахунок використання ВДЕ в Україні на період до 2030 року показані на рис. 1.15.

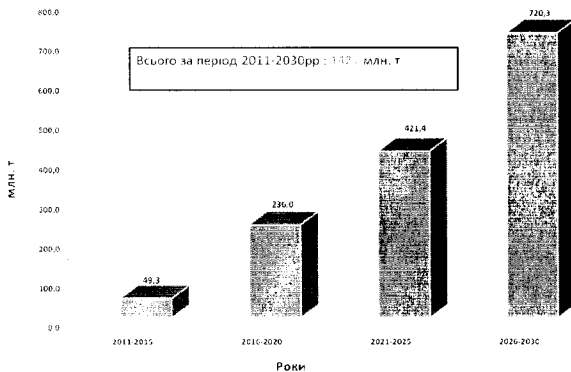


Рис. 1.15. Прогнозні показники щодо зменшення шкідливих викидів (у еквіваленті CO<sub>2</sub>), за рахунок використання ВДЕ в Україні на період до 2030 р.

Таким чином, при використанні технічно-досяжного на даний час енергетичного потенціалу всіх видів відновлюваних джерел енергії цілком реальним є досягнення наступних річних обсягів заощадження традиційних паливно-енергетичних ресурсів: у 2015 році – 10,7 млн т у.п/рік; у 2020 році – 36,6 млн т у.п/рік; у 2025 році – 54,0 млн т у.п/рік; у 2030 році – 98,0 млн т у.п/рік.

Для енергетики та народного господарства України в цілому позитивними є екологічні та соціально-економічні наслідки розвитку енергетики на

відновлюваних джерелах енергії. Загальні обсяги зменшення викидів парникових газів у перерахунку на діоксид вуглецю за рахунок використання відновлюваних джерел енергії за період 2011-2030 рр. складуть 1427 млн. т; загальна чисельність нових робочих місць за рахунок використання відновлюваних джерел енергії за період 2011-2030 рр. складе 231,3 тис. осіб.

Для подальшого розвитку відновлюваної енергетики України до світового рівня та широкомасштабного освоєння енергії відновлюваних джерел необхідним є вирішення проблем науково-технологічного забезпечення розвитку кожного з основних видів відновлюваних джерел енергії, в першу чергу, створення ефективної бази фундаментальних і прикладних наукових досліджень та проектно-конструкторської бази для розробки і впровадження нової техніки та технологій відновлюваної енергетики.

Для ефективного вирішення проблем розвитку відновлюваної енергетики в Україні необхідно формування національної енергетичної політики за допомогою:

- удосконалення законодавчо-правової та нормативно-технічної бази відновлюваної енергетики з урахуванням особливостей освоєння кожного з видів відновлюваних джерел енергії;
- розробки основ економічної стимулюючої політики держави, заснованої на проведенні пільгової політики для виробників і споживачів енергії відновлюваних джерел, використання ефективних механізмів фінансування;
- формування і фінансування відповідних державних програм, у тому числі заходів щодо створення демонстраційних об'єктів;
- підтримка діяльності відповідних громадських організацій;
- адаптація положень державних програм з освоєння ВДЕ до вимог Євросоюзу;
- створення освітньої системи – як спеціальної технічної за всіма напрямками відновлюваної енергетики, так і для формування екологоенергозберігаючої свідомості населення;
- формування позитивного іміджу відновлюваної енергетики в суспільній свідомості для подолання відсталості та недовіри потенційних інвесторів і споживачів з використанням усіх наявних засобів масової інформації.

## *Контрольні запитання*

1. На які основні групи поділяються енергетичні потоки відновлюваних джерел енергії?
2. Що таке "парниковий ефект"?
3. Із яких частин складається енергетична система Землі? Які потоки енергії і в якій кількості направлені на поверхню Землі та її атмосферу?
4. Які джерела енергії відносяться до:
  - а) традиційних відновлюваних;
  - б) нетрадиційних відновлюваних?
5. Якою є класифікація якості перетворення енергії відновлюваних джерел?
6. Що розуміють під поняттям "умовне паливо" і в яких одиницях воно визначається?
7. Який вираз має співвідношення між паливом умовним і натуральним?
8. Енергетичні ресурси становлять  $12 \times 10^7$  тонн нафтового еквіваленту. Визначте показник у перерахунку на умовне паливо.
9. Віпроустановкою вироблено 2400 МВт-год електроенергії. Яку кількість традиційних енергоносіїв заміщено в перерахунку на умовне паливо?
10. Тепловим колектором за рік отримано 5 Гкал теплової енергії. Яку кількість традиційних енергоносіїв заміщено в перерахунку на умовне паливо?
11. Які основні фактори обумовлюють використання ВДЕ в Україні?
12. Які закони обумовлюють розвиток відновлюваної енергетики?
13. Назвіть найбільш ефективні напрями освоєння відновлюваних джерел енергії в Україні.
13. Що включають у себе поняття "теоретично-можливий", "технічно-досяжний" та "економічно-доцільний" потенціал відновлюваних джерел енергії?
14. Яка кількість природного газу заощаджується у результаті використання технічно-досяжного потенціалу відновлюваних джерел енергії України?

## РОЗДІЛ 2. ВІТРОЕНЕРГЕТИКА

**Вітроенергетика** – галузь науки і техніки, в рамках якої розробляються теоретичні основи, методи і засоби використання енергії вітру для отримання механічної, електричної та теплової енергії, визначаються напрями і масштаби доцільного використання вітрової енергії в народному господарстві. Вітроенергетика складається з 2-х основних частин: *вітротехніки*, що розробляє теоретичні основи і практичні прийоми проектування технічних засобів (агрегатів і установок), і *вітровикористання*, що включає вирішення теоретичних і практичних питань оптимального використання енергії вітру, раціональної експлуатації установок і їх техніко-економічних показників, а також узагальнення досвіду практичного застосування вітроенергетичних установок.

Вітроенергетика спирається на результати досліджень у галузі аерології, на базі яких розробляється *вітроенергетичний кадастр* – система обліку (база даних) вітроенергетичних ресурсів, що є сукупністю об'єктивних і необхідних відомостей, які характеризують режими швидкостей вітру в тій або іншій місцевості. При використанні даних вітроенергетичного кадастру певної місцевості можна оцінювати можливу продуктивність та режими роботи вітроенергетичного обладнання. За даними вітроенергетичного кадастру не тільки виявляють райони зі сприятливим вітровим режимом, але й встановлюють види робіт, де застосування вітрової енергії є доцільним і економічно вигідним у порівнянні з іншими енергетичними джерелами.

*Вітрова енергія* належить до постійно відновлюваних джерел енергії, зобов'язаних своїм походженням діяльності Сонця. Внаслідок нерівномірного нагріву сонячними променями земної поверхні і нижніх шарів земної атмосфери, в приземному шарі, а також на висоті від 7 до 12 км виникають переміщення великих мас повітря, тобто утворюється вітер, який несе колосальну кількість енергії. Сила вітру залежить від його швидкості і змінюється в дуже широких межах. Використовуючи навіть декілька відсотків енергії вітру, можна задовольнити значну частину енергетичних потреб країни.

До переваг вітрової енергії перш за все відноситься доступність, повсюдне поширення і практична невичерпність ресурсів. Джерело енергії не потрібно здобувати і транспортувати до місця споживання: вітер сам поступає до встановленого на його шляху вітродвигуна. Ця особливість вітру надзвичайно важлива для важкодоступних (арктичних, степових, пустинних, гірських і т. п.) районів, віддалених від джерел централізованого енергопостачання, і для відносно дрібних (потужністю до 100 кВт) споживачів енергії.

Основним недоліком при використанні вітру як енергетичного джерела є неспостійність його швидкості, а отже, і енергії в часі. Вітер характеризується не тільки багаторічною і сезонною мінливістю, але також змінює свою активність протягом доби і за дуже короткі проміжки часу (миттєві пульсації швидкості і пориви вітру). Однак сучасні досягнення в галузі вітроенергетики забезпечують ефективне використання енергії вітру та широкомасштабне впровадження обладнання в різних галузях народного господарства.



## 2.1 Історичні аспекти, сучасний стан та перспективи розвитку вітроенергетики

Енергію вітру людина використовувала з давніх часів – спочатку в судноплаванні, а потім для заміни своєї мускульної сили. Перші прості вітродвигуни застосовували за глибокої давнини в Єгипті і Китаї. У Єгипті (біля м.Александрії) збереглися залишки кам'яних вітряних млинів барабанного типу, побудованих ще в 2-1 ст. до н.е. В 7 ст. н.е. перси будували вітряні млини вже більш довшеної конструкції – крильчаті. Дещо пізніше, приблизно в 8-9 ст., вітряні млини з'явилися на Русі і в Європі. Починаючи з 13 ст., вітродвигуни отримали широке розповсюдження в Західній Європі, особливо в Голландії, Данії і Англії, для підйому води, помолу зерна і приведення в рух різних верстатів.

Максимальне поширення вітряних млинів спостерігалось у 1700-ті роки на рівнинах Голландії, Німеччини, Італії, Іспанії, України, Росії. У 30-х роках 18 ст. у Голландії працювало 1200 вітроустановок, які захищали 2/3 території країни від заболочування ґрунтів. До кінця 19 ст. у Голландії нараховувалось більше 10 тисяч вітроустановок, а в маленькій Данії – 30 тисяч для побутових потреб і 3 тисячі вітродвигунів, що використовувались у промисловості [2].

Україна має багатовікові традиції використання енергії вітру. Вітродвигуни для перекачування води та помолу зерна мали масове поширення на всій її території – до 1917 року їх загальна потужність становила близько 1400 МВт. Для порівняння – потужність Хмельницької атомної станції становить 2000 МВт, а сумарна встановлена потужність сучасних вітроелектричних станцій у країнах Європейського Союзу в 1994 році дорівнювала 1510 МВт [2].

З винаходом парових машин, а потім двигунів внутрішнього згорання і електричних двигунів старі примітивні вітряні двигуни і млини були витіснені з багатьох галузей, залишившись в основному в сільському господарстві.

Будівництво вітряків у давні часи було засноване на багаторічному досвіді. Формування промисловості у 18 ст. стало значним імпульсом для розвитку науки і сприяло появі наукового підходу до вирішення проблеми використання енергії вітру. Наприкінці 19 ст. почалися активні розробки щодо використання енергії вітру для генерування електричної енергії; в цьому напрямку в різних країнах проводились наукові теоретичні та експериментальні роботи.

Першу вітрову установку для виробництва електричної енергії створив в 1888 році основоположник вітроенергетики американський інженер Ч. Браш (рис. 2.1) [2, 6].

Установка Браша стала важливим етапом в історії розвитку вітроенергетики. По-перше, вона була досить великою. По-друге, в ній була використана підвищувальна двоступінчаста ремінна трансмісія з передаточним числом 50:1, при цьому генератор обертався зі швидкістю 500 об/хв.

Це була перша спроба поєднати добре розвинену систему вітряного млина з новою електричною технологією. У той же час установка показала, що

багатолопатеві вітротурбіни занадто повільні й малоефективні для електрогенерування [16].

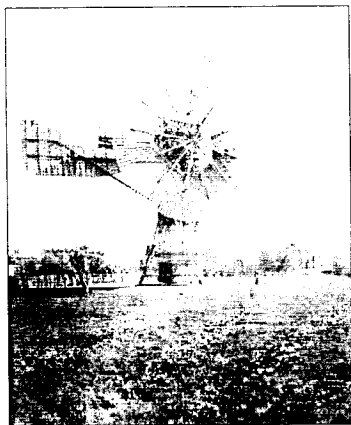


Рис. 2.1. Перша вітрова електрична установка Ч. Браша

Наступний крок переходу від вітряних млинів до вітроенергетичних установок зробив Пол Лакур у Данії на початку минулого століття. Він був першим, хто створив аеродинамічну трубу й застосував аеродинамічний профіль у своїх вітроустановках. До 1910 року близько сотні таких вітроустановок потужністю від 5 до 25 кВт працювали в сільській місцевості Данії [16].

На початку 20 ст. російський учений Н.Є. Жуковський розробив теорію швидкохідного вітродвигуна і заклав наукові основи створення високопродуктивних вітродвигунів, здатних більш ефективно використовувати енергію вітру. Вони були побудовані його учнями після організації в 1918 р. Центрального аерогідродинамічного інституту (ЦАГІ) [2].

Упродовж наступних восьмидесяти років вітроелектроенергетика носила в основному експериментальний характер. Вчені та інженери теоретично обґрунтували принципово нові схеми і створили вітроенергетичні установки (ВЕУ) і вітроелектричні станції (ВЕС) різних типів потужністю до 100 кВт для механізації і електрифікації процесів сільськогосподарського виробництва та для інших цілей. Промисловий випуск вітродвигунів для механічного приводу машин був налагоджений на початку 20 ст., а електричних вітроагрегатів з генераторами невеликої потужності – приблизно в 20-х роках. У 40-50-х роках почалося будівництво ВЕС.

В 1925 році був створений новий вид ротора – ротор Савоніуса, названий на честь його творця фінського інженера С. Савоніуса. Перевагами такого типу роторів є високий стартовий момент і здатність сприймати вітер з будь-якої сторони, а недоліками – низька швидкохідність і коефіцієнт використання енергії вітру, а також значна маса конструкції. Іншим новим типом вітротурбіни, що з'явився в 30-х роках минулого сторіччя, була вертикальна вітротурбіна, запропонована Ф. Дар'є. Ротор Дар'є має дві або три вигнуті лопаті, закріплені

зверху й знизу центральної колони, і може сприймати вітер з усіх боків. Даний тип вітротурбіни практично не використовувався до початку 1970-х років, коли в Канаді, а потім і в інших країнах почалися дослідження великих вітроагрегатів з таким ротором [16].

У Радянському Союзі було налагоджено серійне виробництво спеціалізованих і універсальних вітродвигунів потужністю від 0,7 до 11 кВт (від 1 до 15 к.с.), головним чином із механічними та електричними трансмісіями. У післявоєнний період було випущено більше 40 тисяч вітродвигунів, в основному типу ТБ-8, ТБ-5, Д-12, ВЕ-2, які з високою ефективністю застосовувалися в колгоспах і радгоспах. До кінця 60-х років 20 ст. були створені нові типи більш довершених уніфікованих швидкохідних вітроенергетичних агрегатів (ВБЛ-3, ВПЛ-4, "Беркут", "Вітерець" та ін.), в яких використовувались нові типи насосів і генераторів, пневматичні, електричні та інші види приводів, модернізовані системи регулювання. Більшість вітродвигунів застосовувалась для механізації підйому води, особливо на пасовищах і віддалених фермах у зонах, де вони працювали 250-300 днів на рік.

Розробка теоретичних основ і створення нових конструкцій вітроенергетичних агрегатів різного призначення проводились у Радянському Союзі (Всесоюзний НДІ електрифікації сільського господарства, Всесоюзний НДІ електромеханіки, ЦАГП та ін.), ФРН (Штутгартська школа вітроенергетиків), США, Великобританії, Франції, Данії та інших країнах.

Значним є внесок українських вчених у розвиток вітроенергетики; в Україні було розроблено принципово нові технічні рішення, що стали стандартом для сучасних ВЕУ і за якими дотепер зберігається український пріоритет. Одним із видатних українських вчених у галузі аерогідродинаміки й теорії авіації був Г.Ф. Проскура, який, розвиваючи ідеї свого вчителя Н.С. Жуковського, у 1922 році в статті "Теорія пропелерних турбін" вперше у світі дав основи теорії турбін цього типу й способи їхнього розрахунку. Під його керівництвом у 1922 році на базі Харківського технологічного інституту була відкрита аеродинамічна лабораторія, що поклала початок широкомасштабним науково-дослідним роботам у галузі аеродинаміки й авіації [16].

У Харкові існували дві групи вчених, що займалися створенням ВЕУ. Перша група ентузіастів вітроенергетики працювала під керівництвом Г.Ф. Проскури, що в 1923 році зацікавився проблемою використання енергії вітру. Був створений проект дослідної вітросилової станції Харківського технологічного інституту (діаметр колеса 10 м, висота осі від рівня землі 45 м). Вона була змонтована в інженерно-механічному корпусі в 1926 році. В 1933 році під керівництвом Г.Ф. Проскури інженер Д.Я. Алексапольський спроектував вітросилову станцію потужністю 4500 кВт (діаметр колеса 80 м, висота вежі 150 м). Конфігурація цієї ВЕУ відповідала європейській (данській та голландській) концепції того періоду [16].

Видатний вчений полтавчанин Ю.В. Кондратюк (О.Шаргей) в 30-і роки 20-го століття розробив один з найцікавіших і перспективніших проєктів ВЕС, проєктна потужність якої складала 12 МВт (рис. 2.2), що майже удвічі вище за потужність першої в країні експериментальної атомної електростанції [6].

Розробки Н.Є. Жуковського, Г.Ф. Проскури, Г.Х. Сабініна, Ю.В. Кондратюка та інших вчених стали фундаментом сучасної теорії та методів розрахунку вітротурбін, а деякі ідеї Ю.В. Кондратюка були реалізовані в сучасних ВЕУ.

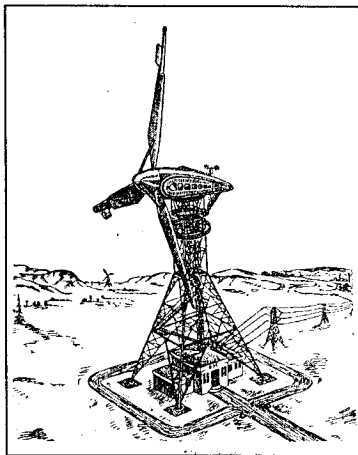


Рис. 2.2. Проект вітроелектричної установки Ю.Кондратюка

В ряді країн науково-дослідні роботи в галузі вітроенергетики посилено розвивалися з кінця 1940-х до початку 1960-х років. Однак на той час ціни на викопне паливо помітно знизилися, і з погляду вартості електроенергії вітроелектричні установки вже не могли конкурувати з тепловими електростанціями. У цей період комерційна вітроенергетика практично не розвивалася. На початку 1970-х років почався новий період розвитку вітроенергетики, обумовлений насамперед енергетичною кризою. У цей період уряди багатьох країн розгорнули широкомасштабні програми зі створення ВЕУ, згідно яких розробка технологій, конструкторські роботи й експериментальні дослідження повинні були проводитися в постійній взаємодії. Дослідження були розділені на два напрямки – ВЕУ з горизонтальною віссю та ВЕУ з вертикальною віссю обертання.

Вітроенергетика в сучасному розумінні – це сукупність засобів перетворення енергії вітру в електричну енергію. Промислова вітроенергетика почала свій розвиток у середині 60-х років ХХ століття. У західних країнах було розроблено і реалізовано механізми державної підтримки вітроенергетики як найбільш могутньої підгалузі відновлюваної енергетики – спеціальні тарифи, преференції при під'єднанні до електромережі та при закупівлі екологічно чистої електроенергії і тому подібне. За останні 10 років керівними органами ЄС прийнято ряд вагомих документів для істотного стимулювання виробництва електроенергії в галузі вітроенергетики. Все це стимулювало фінансування і активізацію роботи компаній, що конструюють і впроваджують вітрові електроустановки.

На сьогодні прогрес світової вітроенергетики є феноменальним – кожні три роки сумарна встановлена потужність вітрових електростанцій подвоюється. Внаслідок науково-технічного прогресу у вітроенергетиці, направлено на підвищення номінальної потужності ВЕУ, в кінці ХХ століття собівартість електроенергії ВЕС стала істотно нижчою від собівартості електроенергії АЕС (визначеної з урахуванням витрат на дезактивацію відходів і ліквідацію АЕС) і сумірною із собівартістю електроенергії ТЕС. Компанія RePower вже почала виробництво ВЕУ потужністю 5 МВт, а компанія Enercon – потужністю 7,5 МВт (рис. 2.3) [17].



Рис. 2.3. ВЕУ моделі Enercon E-126 потужністю 7,5 МВт

Вартість ВЕУ має дві складові – постійну (незалежну від потужності ВЕУ) і змінну (залежну від потужності ВЕУ). До першої складової, наприклад, можна віднести вартість системи управління ВЕУ, до другої – вартість башти, лопатей, генератора і т. д. Зі збільшенням потужності ВЕУ постійна складова залишається незмінною, а змінна складова збільшується набагато повільніше за збільшення потужності ВЕУ. Аналогічна тенденція простежується і по відношенню до витрат на експлуатацію ВЕУ. Все це разом і пояснює причини істотного зниження собівартості електроенергії ВЕУ. З огляду на те, що прогнозується збереження тенденції збільшення номінальної потужності ВЕУ, відповідно і надалі повинна знижуватися собівартість електроенергії ВЕС, що впливатиме на подальше зростання встановленої потужності ВЕС.

За критеріями повних витрат на виробництво електроенергії вітроенергетика має істотні переваги перед традиційними технологіями генерації електроенергії з органічного палива. Ця тенденція в майбутньому посилюватиметься завдяки постійним тенденціям зростання цін на органічне паливо і зростання вартості квот на викиди парникових газів.

Ряд країн Європи поставили завдання довести частку електроенергії ВЕС у загальному споживанні електроенергії до 20%.

Зниження собівартості електроенергії ВЕС стало наслідком науково-технічного прогресу у вітроенергетиці, направлено на підвищення номінальної потужності ВЕУ. Світова тенденція росту номінальної потужності ВЕУ (для передових моделей) показана на рис. 2.4 та 2.5 (за даними данської Національної лабораторії RISØ).

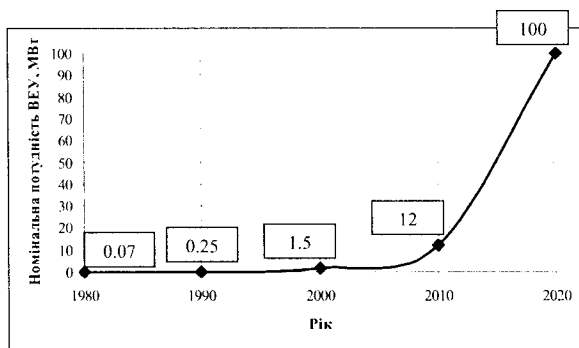


Рис. 2.4. Світова тенденція росту номінальної потужності ВЕУ

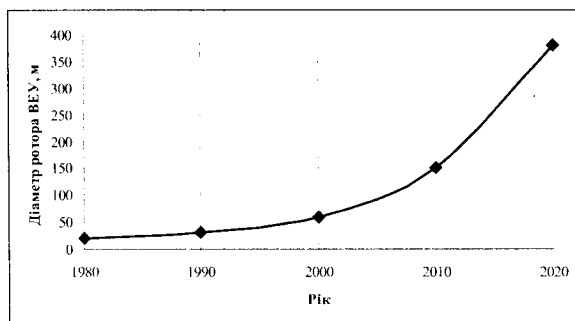


Рис. 2.5. Світова тенденція росту діаметра ротора ВЕУ (для передових моделей)

У всьому світі за 2011 рік ВЕУ було вироблено біля 500 млрд кВт·год електричної енергії, що складає 3% від глобального попиту на електроенергію.

Починаючи з 2000 року, встановлена потужність світової вітроенергетики зростає більш ніж у 13 разів і досягла на кінець 2011 року 237016 МВт у порівнянні з 17400 МВт у 2000 році. У 2011 році було введено в дію 40053 МВт вітроенергетичних потужностей. Біля 44% зростання потужності вітроенергетики належить Китаю, яка на кінець 2011 року склала 64364 МВт.

За даними на кінець 2011 року, у Європі сконцентровано 39,8% встановлених потужностей, в Азії – 35,3%, у Північній Америці – 22,%. На кінець 2011 року у світовій індустрії вітроенергетики зайнято близько 670 тис. працівників.

Середня кількість годин роботи ВЕУ на рік у режимі номінального навантаження змінюється від країни до країни і суттєво залежить від вітрового режиму. У провідних країнах Європи для офшорних ВЕУ зазначена величина (усереднена по роках) дорівнює: Великобританія – 2100 годин, Данія – 1750 годин, Німеччина – 1314 годин.

За рахунок використання вітрової енергії на кінець 2011 р. в Данії вироблялося 21% електроенергії, в Португалії – 18%, Іспанії – 16%, Франції – 10% в Німеччині – близько 8%. США до 2030 р. запланували довести частку електроенергії ВЕС приблизно до 20%.

За прогнозами Всесвітньої асоціації вітроенергетики, потужність світової вітроенергетики може збільшитися до 600000 МВт до 2015 р. і до 1500000 МВт до 2030 р.

На рис. 2.6 показано прогноз темпів впровадження вітроенергетики в генерацію електроенергії у світі [6].

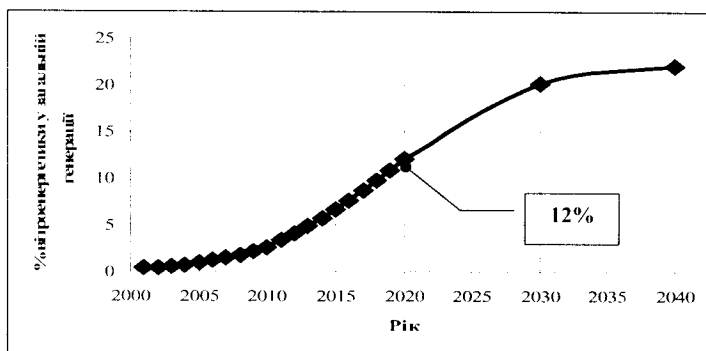


Рис. 2.6. Прогноз впровадження вітроенергетики в генерацію електроенергії у світі

Донедавна вважалося, що вітроенергетику доцільно розвивати в країнах із могутньою економікою. Але тепер, коли вітроенергетика дозволяє забезпечити виробництво електроенергії за цінами, зіставними з цінами традиційної енергетики, істотно змінилося відношення до цієї галузі. Зараз ВЕС активно будуються в промисловому масштабі не тільки в передових країнах Європи і Америки, але і в країнах, що розвиваються (Індія, Китай, Португалія, Греція, Єгипет, Коста-Ріка, Бразилія, Латвія). Таке будівництво ведеться там, де є суттєва залежність від імпорту енергоносіїв, що характерно і для України.

На кінець 2011 р. загальна встановлена потужність ВЕС в Україні склала 151 МВт. За класифікацією Всесвітньої вітроенергетичної асоціації, за рівнем розвитку вітроенергетики Україна займає 38 місце серед 98 країн, випереджаючи Швейцарію, Латвію, Росію та інші країни. В Україні у 2011 році було вироблено 89 млн кВт·год електричної енергії.

Фактично розвиток промислової вітроенергетики в Україні почався в 1994 році з ухвалення практичних рішень щодо серійного виробництва вітроелектричних установок на українських заводах і будівництва вітроелектричних станцій на їх основі. У 1997 р. ухвалою Кабінету Міністрів України №137 була прийнята державна "Комплексна програма будівництва ВЕС в Україні" і розпочато її виконання.

Основна мета даної програми – розвиток вітчизняного вітроелектричного машинобудування. На підставі рішення, згідно якого в Україні організовується виробництво високотехнологічних ВЕУ за ліцензіями іноземних компаній, було освоєно серійне виробництво ВЕУ моделі USW56-100 потужністю 107,5 кВт, за ліцензією відомого на той час американського виробника вітроелектричного устаткування компанії "Kenetech WindPower", яке повністю проводилося на 23 промислових підприємствах України. На даний момент виготовлено 740 ВЕУ даної моделі, з яких впроваджено до експлуатації в Україні 770 ВЕУ [17].

У процесі науково-технічного супроводу Інститутом відновлюваної енергетики НАН України Комплексної програми будівництва вітроелектростанцій визначено перспективні території для будівництва, розроблено техніко-економічні оцінки будівництва вітроелектростанцій, виконано моделювання для оптимальних розстановок вітроагрегатів на майданчиках вітроелектростанцій, а також подальший аналіз і оптимізацію їх роботи з використанням новітніх технічних та інформаційних технологій. Досліджена енергетична сумісність вітроелектростанцій у складі електросистеми, вирішені питання компенсації реактивної енергії вітроелектростанцій, знижені рівні перенапруг устаткування вітроелектростанцій в процесі експлуатації.

При створенні Судакської вітроелектростанції враховувались розрахунки і рекомендації Міжгалузевого науково-технічного центру вітроенергетики Інституту відновлюваної енергетики НАН України, і на сьогодні коефіцієнт використання встановленої потужності цієї вітроелектростанції вищий, ніж в інших українських вітроелектростанцій.

Загальний вигляд Судакської станції на базі вітроагрегатів USW 56-100, введеної в експлуатацію в 2002 році зі встановленою потужністю 5028 кВт, (коефіцієнт використання енергії вітру досягав 20%), показано на рис. 2.7.

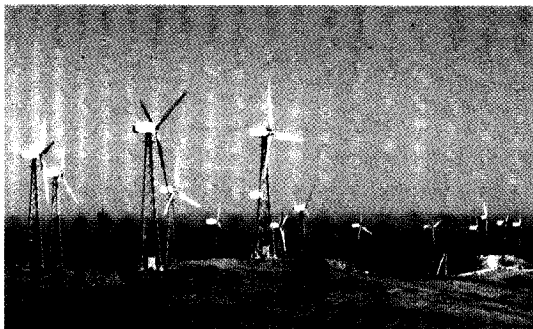


Рис. 2.7. Загальний вигляд Судакської ВЕС



Набутий досвід будівництва і експлуатації ВЕС надав упевненості у можливостях і необхідності розвитку промислової вітроенергетики в Україні. Встановлена потужність ВЕС на кінець 2010 року складала близько 90 МВт.

Сьогодні в Україні налагоджене серійне виробництво ВЕУ Т600-48 потужністю 600 кВт (рис. 2.8) за ліцензією бельгійської компанії Turbowinds.

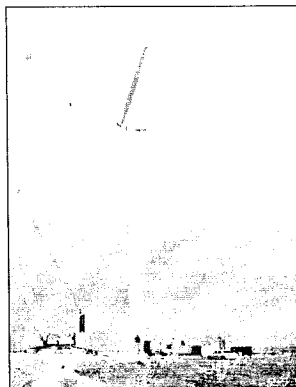


Рис. 2.8. Монтаж ВЕУ моделі Т600-48 на Тарханкутській ВЕС (АР Крим)

Зараз на дніпропетровському "ВО Південний машинобудівний завод ім. О.М. Макарова" організовано складальне виробництво ВЕУ Т600-48, а також виготовлення башт (рис. 2.9) і лопатей (рис. 2.10). На київському заводі "Електронмаш" організовано виробництво електронних компонентів цієї моделі ВЕУ [6].

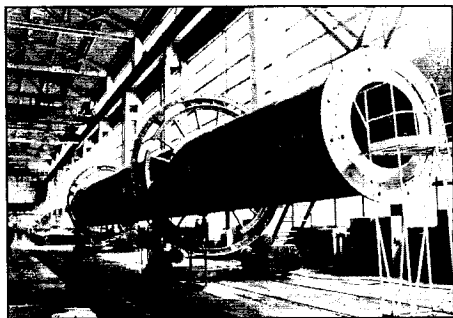


Рис. 2.9. Виготовлення башти ВЕУ Т600-48 на ВО "Південмаш"

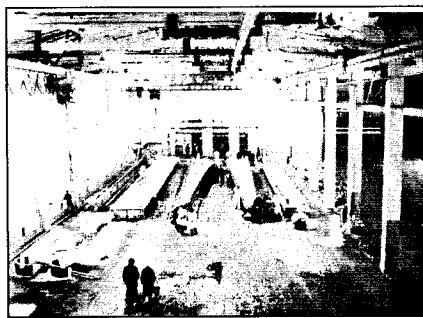


Рис. 2.10. Виготовлення лопатей ВЕУ Т600-48 на ВО "Південмаш"

Тенденцією сучасного ринку промислової вітроенергетики є швидке зростання обсягів впровадження моделей ВЕУ потужністю 2,0 МВт і вище, які поступово витісняють клас машин 1,5 МВт. Компанія Nordex недавно повідомила, що більше 70% отриманих нею замовлень – це ВЕУ потужністю

2,3 і 2,5 МВт. Показник номінальної потужності ВЕУ в межах 2,0-3,0 МВт є найпоширенішим у світі за останні роки.

Основні характеристики складових частин конструкції найбільш часто використовуваних машин – це багатоступінчаста трансмісія, регулювання кроку лопатей (так звана система пітч) і зміна швидкості обертання ротора. Генератори застосовуються переважно асинхронні, з двома синхронними швидкостями обертання. Впроваджуються генератори зі змінною швидкістю обертання ротора на постійних магнітах сумісно з електричними інверторами.

Істотною особливістю сучасних моделей ВЕУ є низька швидкість обертання ротора маточини. За рахунок інновацій у конструкції силових передач швидкість обертання ротора знижена до 9-19 об/хв. Завдяки цьому суттєво знижений рівень шуму від ВЕУ. Крім того, значно зменшений ризик зіткнення птахів з лопатями, що рухаються.

Помітним явищем стала поява ВЕУ з ротором збільшеного діаметра в порівнянні з потужністю генератора. Це конструктивне рішення сприяє більш продуктивній роботі ВЕУ при низьких швидкостях вітру. Конструктивним рішенням, яке також сприяє збільшенню продуктивності ВЕУ, є збільшення висоти вежі до 100-120 м.

Вітроенергетика є капіталоемною технологією, тому більшість витрат приходить на етап будівництва. Капітальні витрати можуть скласти до 80% від суми витрат за весь період експлуатації, з відмінностями між моделями та ринками. Витрати на ВЕУ представляють найбільшу складову витрат, після них іде підключення до мережі.

У країнах Європи, після стійкого зниження протягом більш ніж двох десятиліть, капітальні витрати на ВЕС збільшилися майже на 20% протягом кількох останніх років. Вони знаходяться у межах 1100-1400 €/кВт для новорозроблених проєктів у Європі. Ці витрати нижчі у США, Китаї, а також на деяких ринках, що розвиваються. Розподіл капітальних вкладень на спорудження ВЕС у Європі становить:

- витрати на ВУ та її будівництво – 71%;
- підключення до мережі – 12%;
- інженерні роботи – 9%;
- інші капітальні витрати – 8%.

Будівництво ВЕС в Україні виконувалося згідно завдань Комплексної програми будівництва вітрових електростанцій, в період з 1997 по 2010 р.

Розподіл капітальних вкладень на спорудження ВЕС згідно зазначеної програми виконувався в обсягах 73% на виготовлення ВЕУ та 27% на виконання будівельно-монтажних та пусконаладжувальних робіт.

Завдання *малої вітроенергетики* полягає у забезпеченні надійного функціонування автономних і локальних вітроенергетичних систем, практика використання яких передбачає необхідність забезпечення певної кількості годин роботи виробничих механізмів споживачів, тоді як робота об'єктів великої вітроенергетики направлена на досягнення максимального вироблення енергії, що подається в загальну мережу.

Доступність енергії вітру, його повсюдність викликає значну зацікавленість у малій вітроенергетиці. В той же час, ухвалення рішення про застосування тієї або іншої вітроенергетичної системи неможливе без енергетичної оцінки вітроенергетичного потенціалу. На сьогодні в Україні розроблена і функціонує державна програма будівництва і експлуатації вітроелектричних станцій, розробляється нормативна і законодавча база для їх функціонування. В той же час, малі вітроустановки проектуються і виготовляються окремими невеликими колективами, які не в змозі довести їх до серійного виробництва. На даний час в Україні серійно випускаються вітроелектроустановки потужністю 0,8 кВт, а попит змінюється в бік установок потужністю 3-10 кВт.

В Україні є істотні передумови для розвитку вітроенергетики, а саме: великі площі для будівництва ВЕС, вільні від промислової і житлової забудови, від інтенсивного використання в землеробстві; великі потужності на машинобудівних заводах, здатних виготовляти вискоєфективні сучасні моделі ВЕУ для внутрішніх потреб України і на експорт; кваліфіковані кадри на машинобудівних заводах, які мають досвід виробництва ВЕУ і адаптації технологічної документації до українських конструкторських і технологічних стандартів; дані багаторічних спостережень характеристик вітрового режиму в районах перспективного будівництва ВЕС; кваліфіковані кадри у галузі будівництва, налагодження і експлуатації ВЕС. Розроблений НАН України спільно з НКАУ проект "Доповнення до Енергетичної стратегії України на період до 2030 р. в частині розвитку вітроенергетики" передбачає до 2030 р. побудувати в Україні ВЕС загальною потужністю 16000 МВт.

## 2.2 Основні характеристики енергії вітру

Вітер фактично є однією з форм сонячної енергії: частина енергії Сонця перетворюється в кінетичну енергію потоку повітряних мас, яка виникає внаслідок нерівномірного нагрівання Сонцем поверхні Землі. Вітрові потоки різної потужності є майже в будь-якому місці земної кулі. Одним із основних факторів, який визначає доцільність впровадження вітроенергетичного обладнання в певній місцевості, є рівень питомої потужності вітрового потоку (це потужність, віднесена до  $1 \text{ м}^2$  площі, перпендикулярної напрямку вітру) [1].

$$N = 1/2 \rho V^3, \text{ Вт/м}^2, \quad (2.1)$$

де  $\rho$  – густина навігаючого повітряного потоку,  $\text{кг/м}^3$ ;

$V$  – швидкість навігаючого повітряного потоку,  $\text{м/с}$ .

Середня густина навігаючого вітрового потоку визначається як добуток масової густини повітря –  $0,125 \text{ кг}\cdot\text{с}^2/\text{м}^4$  та прискорення сили тяжіння –  $9,8 \text{ м/с}^2$  і становить  $1,225 \text{ кг/м}^3$  при температурі  $15^\circ\text{C}$  і атмосферному тиску  $0,0981 \text{ МПа}$  ( $760 \text{ мм рт. ст.}$ ), ця величина дещо змінюється при зміні кліматометеорологічних умов [1, 18].

Таким чином, питома потужність вітрового потоку, що діє на  $1 \text{ м}^2$  площі вітроколеса, визначається як  $0,613V^3$ . Як видно, самою важливою складовою, яка визначає потужність вітрової енергії, є швидкість вітру, на яку в першу

чергу і орієнтуються при виборі та впровадженні вітроенергетичного обладнання.

Вітер на різних висотах в атмосфері Землі для кожної точки її поверхні характеризується швидкістю, яка є випадковою змінною в просторі й часі, що залежить від багатьох факторів: особливостей місцевості, сезону року, погодних умов. Відповідно всі процеси, прямо пов'язані з використанням поточного значення швидкості вітру, зокрема генерація електроенергії у вітроелектричних установках, мають складний випадковий характер, їх характеристики мають статистичні розбіжності і невизначеність середніх очікуваних значень. Тому на сучасному рівні досліджень завдання оцінки цих процесів формулюється як створення імовірного опису випадкового процесу за допомогою розбивки всього процесу на окремі часові інтервали, у межах кожного з яких можна використовувати наближення стаціонарності, тобто незалежності всіх обумовлених параметрів від часу. Як період стаціонарності можуть бути прийняті різні тимчасові інтервали з відповідною точністю опису залежно від реальних умов випадкового процесу. Зокрема, у деякому наближенні можна вважати процес стаціонарним у всьому розглянутому часі, наприклад, протягом року.

Для систематизації характеристик вітрової енергії в конкретному регіоні з метою визначення доцільності та ефективного її використання в певній місцевості розробляється вітровий кадастр, що представляє собою сукупність аерологічних і енергетичних характеристик вітру, визначених за результатами багаторічних спостережень. Це дозволяє визначити доцільність застосування вітроенергетичного обладнання, а також доцільні параметри та режими роботи ВЕУ.

Основними характеристиками вітрового кадастру є:

- середньорічні, середньомісячні та середньодобові швидкості вітру;
- максимальна швидкість вітру;
- залежність швидкості вітру від висоти;
- повторюваність швидкості вітру та його напрямків протягом року, сезону, місяця;
- дані про пориви, про періоди і терміни відсутності вітру;
- питома потужність і питома енергія вітру.

Основною характеристикою вітру, що визначає його інтенсивність і ефективність використання вітрової енергії, є його середня швидкість за певний період часу, наприклад за добу, місяць, рік або кілька років. Середня швидкість вітру представляється як середноарифметичне значення, отримане з ряду вимірів швидкості, проведених через рівні інтервали часу протягом заданого періоду. Загальна формула для визначення всіх шуканих середніх значень швидкості вітру  $V$  має вигляд [19]:

$$\langle v \rangle = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i, \quad (2.2)$$

де  $n$  – повне число всіх вимірів;

$i$  – порядковий номер виміру ( $i = 1, 2, \dots, n$ );

$V_i$  – відповідне випадкове значення швидкості вітру.

Для одержання достовірних даних про середні швидкості вітру, що визначають його енергетичну здатність, виникає питання про репрезентативність вибірки випадкових значень швидкості, тобто про необхідний обсяг і тривалість вимірів. У загальному випадку зі збільшенням обсягу одержуваних даних точність і вірогідність середніх значень, що обчислюються, підвищується. Для чисельної оцінки використовується коефіцієнт варіації середніх швидкостей, що зазвичай зменшується при збільшенні періоду усереднення, тобто, наприклад, середня багаторічна швидкість має менший розкид, ніж багаторічна середньомісячна швидкість.

При використанні даних метеоспостережень про середні швидкості вітру необхідно враховувати, що вони відповідають конкретним рельєфним і ландшафтним умовам у районі метеостанції і певній висоті над поверхнею Землі (висоті флюгера). Для різних станцій ці умови можуть значно відрізнятись. Тому прийнято приведення середньої багаторічної швидкості вітру до порівняних умов щодо відкритості та рівності місцевості. Для врахування умов місцевості розроблено різні класифікації відкритості місцевості; при всіх розбіжностях, вони мають одну загальну властивість – лінійну залежність наведеної середньорічної швидкості  $V_n$  від номера (коефіцієнта) класу  $K_o$ , відн. од. [19]:

$$V_n = A \cdot K_o, \quad (2.3)$$

де  $A$  – постійна, що має розмірність швидкості, яка визначає вітрову обстановку на місцевості і відрізняє одну класифікацію від іншої; це дозволяє встановити їх приблизну відповідність одна одній.

Важливе значення для оцінки вітроенергетичного потенціалу певної місцевості та ефективності його використання за рахунок врахування ступеня погодженості графіка надходження вітрової енергії з графіком енергетичного навантаження споживачів мають характеристики зміни середньої швидкості вітру впродовж певного періоду. Добовий хід середньої швидкості вітру – це зміна швидкості вітру протягом доби, усереднена на протязі всієї доби у певному місяці і за багаторічними спостереженнями. Річний хід середньої швидкості вітру – це зміна протягом року багаторічної середньомісячної швидкості вітру.

При визначенні енергетичного потенціалу вітру обов'язково необхідно враховувати висоту дії вітрового потоку. Відомо, що швидкість вітру зростає з висотою по ступеневому закону [1]:

$$\frac{V}{V_\phi} = \left( \frac{h}{h_\phi} \right)^\alpha, \quad (2.4)$$

де  $V$  та  $V_\phi$  – швидкість вітру на розрахунковій висоті  $h$  та на стандартній висоті флюгера  $h_\phi$ ; показник степеня  $\alpha$  залежить від швидкості вітру, зменшуючись зі збільшенням останньої. Залежність значення показника  $\alpha$  від швидкості вітру показана в таблиці 2.1 [1].

Таблиця 2.1.

$V, \text{ м/с}$	$0 \div 3$	$3,5 \div 4$	$4,5 \div 5$	$5,5$	$6 \div 11,5$	$12 \div 12,5$	$13 \div 14$	$14,5$
$\alpha$	0,20	0,180	0,160	0,150	0,140	0,135	0,130	0,125

Тому енергетичний потенціал вітру в одній місцевості може суттєво відрізнятись на різних висотах приземного шару повітря, причому значне збільшення енергетичного потенціалу вітру спостерігається на висоті 60-100 метрів, потім інтенсивність його росту сповільнюється і на висоті декількох сотень метрів практично припиняється.

Перетворення енергоресурсів повітряного потоку (вітру) здійснюється за допомогою вітроенергетичних установок, що перетворюють кінетичну енергію повітряного потоку в механічну енергію.

Потужність вітроенергетичної установки ( $N_{ВЕУ}$ ) визначається за формулою:

$$N_{ВЕУ} = \xi N, \text{ Вт}, \quad (2.5)$$

де  $\xi$  – коефіцієнт використання енергії вітру;

$N$  – потужність повітряного потоку, Вт.

Величина коефіцієнта  $\xi$  у найбільш розповсюджених вітроустановках може досягати 0,45, тоді як теоретична межа за різними літературними джерелами дорівнює 0,593 [20] та 0,687 [21].

Потужність повітряного потоку  $N$  визначається за формулою:

$$N = \rho V^3 F / 2, \text{ Вт}, \quad (2.6)$$

де  $\rho$  – густина повітря (при нормальних умовах = 1,293 кг/м<sup>3</sup>);

$V$  – швидкість незбуреного повітряного потоку, м/с;

$F$  – площа обмаху поверхні вітроустановки, м<sup>2</sup>.

Величина швидкості вітру  $V$  для визначення номінальної потужності вітроустановки вибирається рівною 1,6  $V_{ср.р.}$  [21], де  $V_{ср.р.}$  – середньорічна швидкість вітру в районі розташування вітроустановки. Потужність вітрового потоку пропорційна кубу швидкості вітру  $V$ , тому надзвичайно важливим є вибір місця розташування вітроустановки з тим, щоб величина  $V_{ср.р.}$  була якомога більша. Для визначення найбільш сприятливих районів для установки вітрових агрегатів проводять анемометричну розвідку і складають вітрові кадастри.

### 2.3 Принципи перетворення енергії вітру

**Вітроенергетична установка** – комплекс технічних пристроїв для перетворення кінетичної енергії вітрового потоку в будь-який інший вид енергії. До складових вітроенергетичної установки входить власне вітроагрегат (вітродвигун у комплекті з однією або кількома робочими машинами), акумулюючий або резервуючий пристрій та системи автоматичного управління й регулювання режимами роботи. У деяких випадках застосовується дублюючий невітровий двигун.

**Вітродвигун** – двигун, що використовує кінетичну енергію вітру для виробництва механічної енергії. У якості робочого органу вітродвигуна, що сприймає енергії вітрового потоку і перетворює її в механічну енергію обертання валу, застосовують ротор, вітроколесо, барабан тощо. Залежно від типу робочого органу та положення його відносно вітрового потоку розрізняють карусельні (або роторні) вітродвигуни, барабанного типу і крильчаті.

У якості акумуляючого пристрою часто застосовують наповнену водою ємність або батареї електрохімічних акумуляторів; для короткочасного запасу енергії та вирівнювання споживаної потужності при незначних змінах швидкості вітру можуть бути використані інерційні акумулятори. Дублюючий невітровий двигун (як правило, двигун внутрішнього згорання) використовують у періоди відсутності потоку вітрової енергії і в тих випадках, коли через зниження швидкості вітру потужність, що розвивається вітродвигуном, стає нижчою від номінальної або недостатня для живлення електроенергією всього приєднаного навантаження.

Системи автоматичного управління та регулювання служать для вмикання й вимикання вітрового двигуна (залежно від режимів вітру та навантаження, ступеня заповнення резервуючої ємності водою, заряду акумулятора і т.д.), для контролю за роботою головних елементів вітрової установки, узгодження режимів спільної або паралельної роботи вітрового та теплового двигунів і т.ін.

Розрізняють вітроустановки спеціального призначення – насосні або водопідйомні, електричні зарядні, млинові, опріснювальні тощо) та комплексного використання (вітросилові та вітроселективні). У силових вітроустановках від механічної трансмісії вітродвигуна приводяться в дію виконуючі машини; в електричних вітроустановках генерована електроенергія передається на електродвигун виконуючих машин. Залежно від типу і характеристик вітродвигунів та робочих машин вітроустановки можуть бути тихохідними, середньої швидкохідності і швидкохідними. Встановлена (розрахункова) потужність вітроустановки залежить головним чином від діаметра вітроколеса і показника швидкості вітру. Вітроустановки працюють зі змінюваною у широких межах частотою обертів вітроколеса і, відповідно, потужністю.

Перетворення кінетичної енергії повітряного потоку при застосуванні вітроенергетичного обладнання здійснюється шляхом його взаємодії з робочими органами вітроустановками, які можуть бути виконані у наступному вигляді:

- а) лопатей (плоских, увігнутих або з аеродинамічним профілем);
- б) циліндрів А.Флетнера;
- в) осцилюючих предметів, наприклад, тросів;
- г) системи з електродними сітками електрогідравлічного динамічного генератора.

Найбільш розповсюдженими робочими органами вітроустановок є лопаті з аеродинамічним профілем. Вітроустановки з робочими органами у вигляді осцилюючих предметів і електрогідравлічного динамічного генератора знаходяться в стадії експериментів. Результати досліджень [22, 23] свідчать, що

такого роду вітровим установкам властиві низький коефіцієнт використання енергії вітру і складності агрегування з навантаженням. Тому нижче розглянуто вітрові установки з робочими органами, виконаними у вигляді лопатей.

### 2.3.1 Вітроустановки, що використовують силу швидкісного натиску повітряного потоку

При взаємодії повітряного потоку з робочим органом вітроустановки на останній діє сила лобового тиску  $Q$ , яка направлена уздовж набігаючого потоку визначається за формулою:

$$Q = C_x W^2 F / 2, \text{ Н}, \quad (2.7)$$

де  $C_x$  – коефіцієнт лобового тиску робочого органу;  
 $W$  – відносна швидкість вітру, м/с;

$$W = V - V_{p.o.}, \text{ м/с}, \quad (2.8)$$

де  $V_{p.o.}$  – швидкість руху робочого органу вздовж напрямку потоку, м/с;  
 $F$  – площа поверхні обмаху робочого органу, м<sup>2</sup>.

Величина коефіцієнта використання енергії вітру (КВЕВ)  $\xi$  у цьому випадку визначається за формулою:

$$\xi = C_x(1-Z)^2 Z^2, \quad (2.9)$$

де  $Z$  – модуль швидкохідності робочого органу,

$$Z = V_{p.o.} / V. \quad (2.10)$$

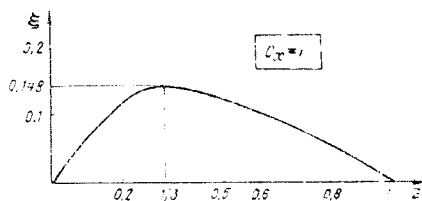
Аналіз показує, що КВЕВ максимальний при  $Z=1/3$  і формулу (2.9) в цьому випадку можна переписати як:

$$\xi_{max} = C_x 0,148. \quad (2.11)$$

Через низьку швидкохідність і низьке значення КВЕВ вітроустановки карусельного типу не знаходять широкого застосування, їх відрізняє підвищена матеріаломісткість, ненадійність при шквальних посиленнях вітру, для них тепер не розроблені прості і надійні механізми обмеження частоти обертання, скидання надмірної потужності, аварійного захисту від шквальних посилень вітру. Висока парусність карусельних вітроустановок робить їх уразливими при сильному вітрі або бурі. Ці причини привели до того, що зразки карусельних вітроустановок мають потужність, що не перевищує 1 кВт і практично неконкурентоздатні з вітроустановками, що працюють на підйомній періодичній силі.

Залежність  $\xi - f(Z)$ , так звана аеродинамічна характеристика такого роду вітроустановок, представлена на рис. 2.11 при  $C_x = 1$ .

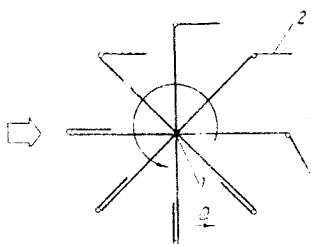




Аеродинамічна характеристика робочого органу ВУ, що використовує силу лобового тиску вітру.

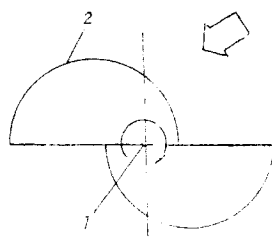
Рис. 2.11.

Вітроустановки, що використовують силу  $Q$  як робоче зусилля, характеризуються тихохідністю і підвищеним пусковим і робочим моментами. Основні конструктивні схеми таких вітроустановок представлені на рис. 2.12, 2.13.



Карусельна ВУ  
1-вісь обертання, 2-лопать

Рис. 2.12.



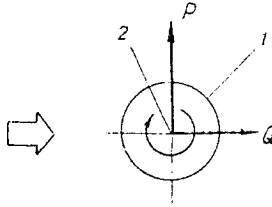
Ротор Савоніуса  
1-вісь обертання, 2-лопать

Рис. 2.13.

Представлені вітроустановки мають вісь обертання, встановлену перпендикулярно набігаючому потоку, як правило, вертикально, що дозволяє відмовитися від механізму орієнтації на вітер. Вітроустановки (рис. 2.12) традиційно називаються карусельними, а вітроустановка (рис. 2.13) називається ротором Савоніуса. Величина КВЕВ у останнього досягає 0,18, а швидкохідність  $Z$  – до 1 (підвищене значення КВЕВ у ротора Савоніуса пояснюється тим, що, крім сил лобового тиску  $Q$ , на лопаті ротора діє також і підйомна сила  $P$ , і реактивний момент від перетікання повітря в міжлопатовому зазорі) [23]. Із карусельних вітроустановок ротор Савоніуса має найбільш широке застосування для вироблення потужностей від 50 до 100 Вт, а також для розкручування швидкохідних низькомоментних вітроколіс.

### 2.3.2 Вітроустановки, що використовують ефект Магнуса

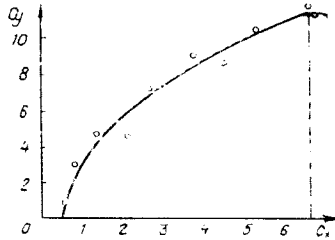
При набіганні вітрового потоку на циліндр, що обертається, у відповідності з ефектом Магнуса діє сила, перпендикулярна до напрямку потоку (рис. 2.14).



**Ефект Магнуса**  
 **$P$ -підйомна сила**  
**1-поверхня циліндра,**  
**2-вісь обертання.**

Рис. 2.14.

Головним недоліком даного типу вітроустановок є значний лобовий опір, що видно з поляри обертального циліндра (рис. 2.15). Пристрої з обертальними циліндрами знайшли застосування як вітрила, для руху суден.

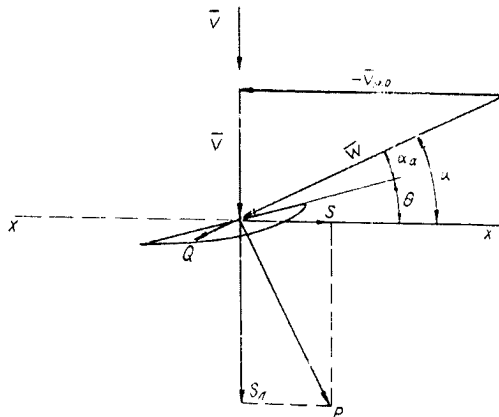


**Поляра обертального циліндра**  
 **$C_x$ -коєф. підйомної сили,**  
 **$C_y$ -коєф. лобового тиску.**

Рис. 2.15.

### 2.3.3 Вітроустановки, що використовують аеродинамічну підйомну силу

Вітроустановки, що використовують аеродинамічну підйомну силу  $P$ , знаходять найбільш широке розповсюдження у вітротехніці. Їх характерною ознакою є наявність лопаті з аеродинамічним профілем; при її обдуванні набігаючим потоком  $V$  утворюється підйомна аеродинамічна сила  $P$ , складова від якої є тяговим зусиллям  $S$ , що рухає лопать за прямою (або кривою)  $x-x$  (рис. 2.16). Як видно із планів сил і швидкостей (рис. 2.16), лопать має можливість рухатися швидше набігаючого потоку  $V$ , тобто  $V_{p.u.} > V$ . План швидкостей типовий для швидкохідної лопаті з профілем високої аеродинамічної якості, якщо знехтувати втратами на кручення струменя за траєкторією лопаті і силою лобового опору  $Q$ , зважаючи на їх незначну величину. Пряма  $x-x$  – це площина обертання горизонтально-осьового вітроколеса, а крива  $x-x$  буде створювати поверхню обмаху вітроколеса типу ротора Дар'є, про що буде сказано нижче.

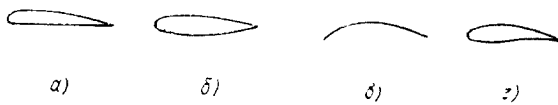


План швидкостей та сил, які діють на лопать  
 $V$  - швидкість вітру,  $V_{0,0}$  - швидкість руху лопаті,  
 $V$  - швидкість потоку в площині  $x-x$ ,  
 $W$  - швидкість результуючого потоку,  
 $\theta$  - кут установки лопаті,  $\alpha_a$  - кут атаки,  
 $\alpha$  - кут підходу потоку  $W$ ,  $Q$  - сила лобового опору,  
 $\rho$  - підйомна сила,  $S$  - сила тяги,  $S_L$  - лобовий тиск.

Рис. 2.16.

При розрахунку аеродинамічних і робочих характеристик вітроколiс попутно визначають оптимальні значення кутів  $\alpha_a$ ,  $\theta$  (рис. 2.17), оптимальну геометрію лопаті і вітроколеса в цілому, оптимальний аеродинамічний профiль.

У сучасній вітротехніці головним чином використовують профiлі, зображені на рис. 2.17, за полярами яких за допомогою різних методик визначають перераховані вище параметри [20, 21, 24].



Основні типи аеродинамічних профiлей

- а) випуклий (Есперо),
- б) симетричний (NACA-0016),
- в) вгнута пластина (парус),
- г) випукло-вгнутий.

Рис. 2.17.

За літературними даними [24] критерієм вибору профiлю є максимальна величина  $C_y/K^2$ , де  $K$  – аеродинамічна якість лопаті,  $K = C_y/C_x$ . Цим умовам найбільш відповідають вартмановські профiлі серії FX, аеродинамічна якість яких досягає 170. Відсутня однозначна залежність швидкохідності ротора вітроустановки від числа лопатей, що відповідає оптимальній швидкохідності  $Z_{opt} = 4K/9$ , а також оптимальній величині коефіцієнта заповнення поверхні

обмаху  $\sigma = 13,5/C_p K^2$ , де  $\sigma = ic/2\pi R$  (для горизонтально-осьових вітроустановок [24]),  $i$  – число лопатей;  $c$  – хорда лопаті;  $R$  – радіус розташування даного елемента лопаті).

Для досягнення максимального КВЕВ лопаті вітроколеса повинні мати нелінійну двосторонню гвинтову крутку і змінну хорду вздовж довжини лопаті. Основні положення методики підтверджені експериментально [24].

## 2.4 Класифікація вітрових установок, методи та засоби перетворення енергії вітру

Для використання енергії вітру застосовуються різні типи вітроенергетичного обладнання. Вітроенергетична система спочатку перетворює енергію вітру в механічну енергію, а потім, при необхідності, в електричну. Функціонально вітроустановки можуть бути розподілені таким чином:

- ◆ мережеві вітроелектричні установки;
- ◆ автономні вітроелектричні установки;
- ◆ вітроустановки для виконання механічної роботи.

Режими функціонування вітроелектричного обладнання, що працює в комплексі з промисловою електромережею, суттєво відрізняються від режимів роботи автономних вітроелектричних установок; ці відмінності потребують спеціального технічного і технологічного забезпечення. Тому автономна вітроенергетика часто виділяється як окрема підгалузь вітроенергетики.

Механічні вітроустановки частіше всього використовуються в сільському господарстві, вітроелектричні агрегати мають більш широке коло споживачів – різні приватні та державні господарства, установи, будинки та об'єкти. Для забезпечення потреб теплопостачання вітрову енергію перетворюють у тепло за допомогою механічних або електричних пристроїв.

Для виробництва електроенергії застосовують вітроелектричні агрегати двох основних типів: з вертикальною та з горизонтальною віссю обертання. Найбільш поширеними є вітроагрегати з горизонтальною віссю обертання, на їх частку приходиться біля 95% вітроустановок.

Потенційний попит на вітроенергетичне обладнання, а також на пристрої енергопостачання на їх основі, може бути визначений залежно від напрямків їх використання. При цьому варто мати на увазі, що області використання визначають вимоги до конструкції як власне вітроустановок, так і до складу устаткування системи захисту, автоматики та алгоритму керування. Це в остаточному підсумку визначає вартість системи та платоспроможний попит.

Відповідно із сформованою практикою, *за напрямками використання вітроустановки класифікуються* наступним чином [19]:

- вітроустановки та вітростанції, що працюють у мережі (енергосистемі) загального користування (мережні ВЕУ і ВЕС);
- вітроустановки, що працюють у локальній (автономній) системі паралельно з іншими енергоустановками (дизель-генератор, мала ГЕС, сонячна батарея тощо);

- вітроустановки індивідуального або групового електропостачання;
- вітроустановки для виробництва теплової енергії;
- вітроустановки для виробництва механічної енергії.

У вітроенергетичних установках енергія вітру перетворюється в механічну енергію їх робочих органів. Первинним і основним робочим органом вітроустановки, що безпосередньо приймає на себе енергію вітру і, як правило, перетворює її в кінетичну енергію свого обертання, є вітроколесо. Обертання вітроколеса під дією вітру обумовлюється тим, що в принципі на будь-яке тіло, що обтікає потік газу, діє сила  $E$ , яку можна розкласти на дві складові:

- 1) сила лобового опору, що діє уздовж швидкості набігаючого потоку;
- 2) підйомна сила, що діє у напрямку, перпендикулярному швидкості набігаючого потоку.

Різні за розмірами і потужністю типи вітроустановок із горизонтальною віссю відповідно до європейської та американської класифікації представлені у таблиці 2.2 [16, 25].

Таблиця 2.2 Розмірна класифікація вітроустановок

Розмір	Діаметр ротора	Потужність
мала (клас А)	менше 12 м	менше 40 кВт
середня (клас В)	від 12 до 45 м	від 40 до 999 кВт
велика (клас С)	46 м і більше	1 МВт і більше

Із позицій конструктивних і технологічних особливостей, а також тенденцій розвитку, умовно розділяють ВЕУ на дві групи [16].

- 1) ВЕУ малої потужності (до 100 кВт);
- 2) ВЕУ середньої і великої потужності (100 кВт і більше).

Особливості першої групи обумовлені специфікою ринку даної категорії ВЕУ, розрахованої на індивідуальних споживачів приватного сектора і малий бізнес. Низька платоспроможність індивідуальних споживачів і неможливість (або обмежені можливості) професійного технічного обслуговування призвели до необхідності максимального спрощення і здешевлення конструкції агрегатів. При цьому показники надійності та автономності роботи повинні залишатися на найвищому рівні. Характерними властивостями новітніх ВЕУ до 100 кВт є:

- використання трилопатевої вітротурбіни з фіксованим кутом установки лопатей, перетин профілю лопаті постійний;
- виготовлення лопатей із армованого скляним або вуглецевим волокном пластику;
- орієнтація ВЕУ за допомогою найпростішого механізму – флюгерної лопаті, яка завдяки спеціальній конструкції та шарніру одночасно регулює швидкість обертання вітротурбіни шляхом повороту всієї площини обертання вітротурбіни відносно вітрового потоку;
- використання тихохідних трифазних синхронних генераторів на базі рідкоземельних магнітів з високою коерцитивною силою;

– виконання генераторної системи за схемою "синхронний генератор – випрямляч – інвертор", що дозволяє працювати при змінній частоті обертання ротора;

- можливість як мережної, так і автономної роботи;
- забезпечення повністю автономної роботи, контрольованої комп'ютером, а також роботи в різних комбінаціях системи (наприклад, координація роботи разом із дизельною електростанцією або акумулятором).

Перепонами до широкомасштабного впровадження мережних та автономних вітроустановок малої потужності є [16, 25]:

- висока питома вартість агрегатів малої потужності;
- обмеженість у фінансах у масового приватного покупця;
- обмежене число площадок із прийнятними вітровими умовами;
- низькі показники надійності і ККД;
- слабка розвиненість маркетингової та сервісної системи.

Розвиток вітроенергетики на основі вітроустановок потужністю до 100 кВт повинен бути орієнтованим на відносно низьку одиничну вартість агрегатів та їх механічну простоту, повну автономність і універсальність у роботі, застосування генераторів, що працюють зі змінною швидкістю обертання, для підвищення загального коефіцієнта використання вітроелектричної установок.

Вітроустановки другої групи (середньої та великої потужності) характеризуються спільними технологічними рішеннями, які обумовлюються вимогами до роботи в електромережі та великими габаритами ВЕУ. При цьому висока одинична вартість агрегатів такого класу компенсується зниженням питомої вартості 1 кВт установленої потужності.

До основних тенденцій розвитку вітроенергетики на основі середніх і великих ВЕУ відноситься [16]:

- пошук нових матеріалів та удосконалених композитів для виготовлення лопатей;
- пошук більш досконалих профілів для лопатей ;
- використання генераторів зі змінною швидкістю обертання ротора;
- збільшення встановленої потужності вітроустановок;
- використання високих веж для підвищення ефективності роботи за рахунок більш сильних і стабільних вітрів.
- Застосування великих вітроустановок із діаметром вітротурбіни більше 45 м і встановленою потужністю 1 МВт і більше надає наступні переваги [3]:
  - зниження питомих витрат на 1 кВт установленої потужності;
  - можливість використання більше вітрової енергії на одиницю площі у випадку наявності у межах ландшафту високих перепонов, а також у випадку, коли дмуть стабільні вітри одного напрямку;
  - забезпечення кращої аеродинаміки внаслідок більш високих чисел Рейнольдса, що спостерігаються у лопатей із більшою хордою;
  - обмеження чутливості великих лопатей до забруднень;
  - більш висока економія на деяких системах, наприклад, на системі керування.

Разом із тим, виробництво та будівництво потужних вітроустановок супроводжується певними проблемами [16]:

- виготовлення, зберігання та транспортування великогабаритних компонентів ВЕУ;
- необхідність відповідних підйомних пристроїв по висоті та вантажопідйомності;
- залежність від аеродинамічного керування потужністю та швидкістю обертання;
- забезпечення безпечного доступу обслуговуючого персоналу;
- необхідність певного розташування групи ВЕУ для запобігання електромагнітній інтерференції;
- граничні вимоги до якості виготовлення різних вузлів ВЕУ.

Характерними рисами новітніх ВЕУ середньої та великої потужності є:

- використання трилопатевої вітротурбіни, виготовленої зі склопластику, армованого скляним або вуглецевим волокном, із регулюванням кута установки периферійної частини лопаті;
- застосування асинхронних двошвидкісних генераторів, що приводяться в рух через трансмісію;
- застосування активної системи орієнтації на вітер;
- використання трубчастої сталеві вежі без розтяжок; у самих останніх розробках плануються більш дешеві та більш високі башти на розтяжках;
- повністю автоматизована система керування;
- можливість тільки мережної роботи.

На рис. 2.19 показано конструкцію сучасної ВЕУ на прикладі агрегату Nordex N62/1300 потужністю 1,3 МВт.

**Конструктивно вітроустановки класифікуються** за двома основними ознаками:

- 1) геометрією вітроколеса;
- 2) положенням вітроколеса відповідно до напрямку вітру.

За типом вітротурбіни застосовуються дві принципові схеми вітроустановок: з горизонтальною та вертикальною осями (рис. 2.18) [25].

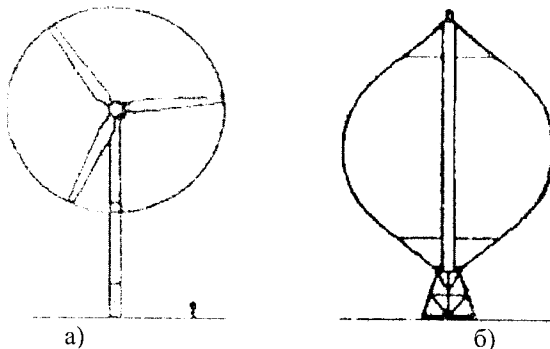


Рис. 2.18. Вітротурбіни з горизонтальною (а) і вертикальною осями (б)

Якщо вісь обертання вітроколеса паралельна повітряному потоку, то установка називається горизонтально-осьовою. Установки, що використовують силу лобового тиску, як правило, обертаються з лінійною швидкістю, меншою від швидкості вітру, а установки, що використовують підйомну силу, мають лінійну швидкість кінців лопатей, істотно більшу від швидкості вітру.

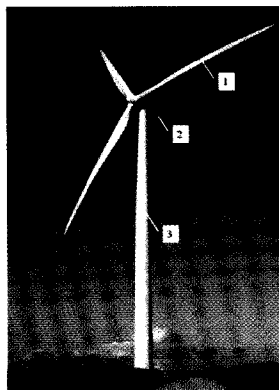
Сучасна вітроенергетика базується в основному на застосуванні вітропродвигунів: горизонтально-осьових пропелерних із горизонтальною віссю обертання й вертикально-осьових (або ортогональних) із вертикальною віссю обертання. Ротори останніх виконуються у вигляді вертикально розташованих лопатей або у спеціальному виконанні – ротори типу Дар'є [25].

### 2.4.1 Горизонтально-осьові вітроустановки

Вітроустановки, лопаті яких здійснюють обертання у вертикальній площині навколо горизонтальної осі, відносяться до класу горизонтально-осьових. До складу типового горизонтально-осьового вітропродвигуна (рис. 2.19) входить вітроколесо з радіально встановленими лопатями, поворотна головка з трансмісією і навантаженням (гондола), а також несуча опора.

За величиною номінального модуля швидкохідності  $Z$  горизонтально-осьові вітроустановки умовно поділяють на два типи:

- а)  $Z < 2$  – тихохідні вітроустановки;
- б)  $Z > 2$  – швидкохідні вітроустановки.



1 – вітроколесо; 2 – гондола; 3 – башта

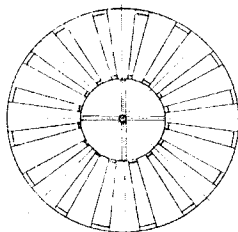
Рис. 2.19. Горизонтально-осьова вітроустановка

#### 2.4.1.1 Тихохідні горизонтально-осьові вітроустановки

Тихохідні горизонтально-осьові вітроустановки характеризуються великим числом лопатей, що мають профіль вигнутої (або плоскої) пластини, встановленої під великим ( $\approx 10^\circ$ ) кутом установки  $\theta$ . Оскільки такого роду профіль має низьку аеродинамічну якість  $K$ , вітроколесо для досягнення



підвищених значень КВЕВ повинне мати високий коефіцієнт заповнення поверхні обмаху  $\sigma$  (близько 1). Таким чином, тихохідне вітроколесо – це густонаповнений лопатями диск із високою парусністю (рис. 2.20). Тихохідні вітроустановки мають переваги в порівнянні з швидкохідними, які полягають у тому, що, володіючи підвищеним пусковим моментом, вони починають роботу при слабких швидкостях вітру (2,5-3 м/с) [20, 21, 26]. Завдяки цьому тихохідні вітроустановки можуть використовуватися в районах зі слабкими і помірними швидкостями вітру, де швидкохідні вітроустановки значну частину часу будуть простоювати (до таких районів відноситься велика частина території України). Тихохідні вітроустановки використовуються головним чином для водопідйому за допомогою поршневих або інерційних насосів, а також для здійснення механічної роботи на млинах, лісопиленьях тощо.



Тихохідний горизонтально-осьовий ротор ВУ

Рис. 2.20.

Тихохідним вітроустановкам притаманні наступні недоліки, що перешкоджають їх широкому використанню:

а) через високу парусність вітроколеса тихохідна вітроустановка чутлива до сильних поривів і шквальних посилень вітру – навіть у зупиненому стані тихохідна вітроустановка піддається сильним навантаженням від набігаючого повітряного потоку, внаслідок чого не має достатньої надійності;

б) внаслідок підвищеного лобового тиску тихохідне вітроколесо комплектується додатковими ободами і розкосами, що ускладнюють і збільшують масу вітроколеса і вітроустановки в цілому; за рахунок збільшення матеріалоемності і наявності великого числа лопатей такі вітроустановки дуже громіздкі. Через підвищену матеріалоемність тихохідних вітроустановок (350-500 кг/кВт) вартість генерованої ними енергії вища порівняно із швидкохідними вітроустановками;

в) через велике число лопатей (12-24), ободів і розкосів проблемним є оснащення тихохідного вітроколеса регулятором частоти його обертання – важко виконати лопаті поворотними. Тому в тихохідних вітроустановках для обмеження частоти обертання і відцентрових сил, для зниження лобового тиску на вітроколесо та скидання надмірної потужності, а також для зупинки вітроколеса використовують примусове виведення вітроколеса з-під вітру в горизонтальній або вертикальній площині за допомогою штормової лопаті або

шляхом ексцентричного кріплення поворотної головки вітроустановки до несучої опори. Проте цей захід не може повністю зняти проблему надійності тихохідної вітроустановки через виникнення навантажень від гіроскопічного моменту, який виникає при одночасному повороті осі обертання вітроколеса;

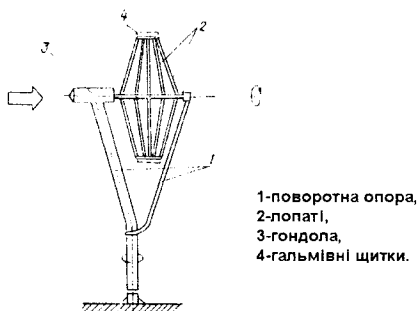
г) низьке значення величини номінальної швидкохідності ( $Z < 2$ ) призводить до низької частоти обертання вітроколеса. Тому для агрегування тихохідної вітроустановки із швидкохідним низькомоментним навантаженням (електрогенератор, осьові і відцентрові компресори і т.д.) необхідним є додаткове оснащення редуктором, вірніше, мультиплікатором зі значним передавальним відношенням, що додатково знизить ККД вітроустановки і підвищить її питому матеріалоємність і вартість виробленої енергії;

д) тихохідні вітроустановки мають відносно низьке значення коефіцієнта використання енергії вітру (до 0,35), тоді як у швидкохідних вітроустановок величина КВЕВ досягає 0,5.

Недоліки, перераховані вище, призводять до того, що тихохідні вітроустановки розробляються із невеликою встановленою потужністю (до 1-2 кВт) та діаметром вітроколеса до 6 м і агрегуються головним чином із насосами, млинами, круппорушками та іншими механізмами.

Хоча сучасна вітротехніка робить акцент на швидкохідні вітроустановки з невеликою кількістю лопатей (зазвичай 2-3), в деяких випадках доцільним є використання переваг тихохідних вітроустановок за рахунок простої технології виготовлення лопаті (аж до тканинних лопатей), здатності роботи при слабких вітрах і нових компоновок вітроколеса із запобіжними механізмами.

Одна з альтернативних конструкцій тихохідної вітроустановки представлена на рис. 2.21 [27].



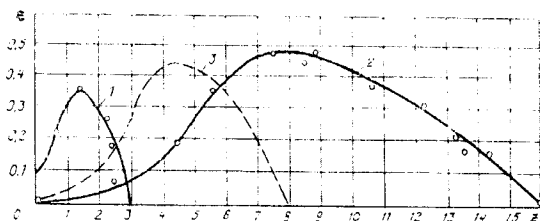
ВУ середньої швидкохідності з решітчастим ротором ВУ

Рис. 2.21.

Представлена тихохідна вітроустановка відрізняється ґратчастим вітроколесом, утвореним рядами лопатей, встановлених уздовж валу вітроколеса в одній площині. Таке вітроколесо в зупиненому стані має невелику парусність, оскільки лопаті екранують одна одну. При обертанні вітроколеса результуючий повітряний потік заходить до площини його обертання під кутом, внаслідок чого всі лопаті активно працюють як у звичайного

тихохідного вітроколеса. Завдяки збільшенню бічної парусності такого вітроколеса, воно може використовуватися для самоорієнтації на вітер без флюгера, а підпружинені торцеві пластини-клапани виконують функцію аеродинамічного гальма для обмеження частоти його обертання. Той факт, що ґратчасті вітроколеса власне є фермою, дозволяє відмовитися від усякого роду додаткових розкосів і ободів і збільшити діаметр (а отже і потужність) до 8-12 м. Додання лопатям аеродинамічного профілю великого потовщення дозволить підвищити швидкохідність вітроколеса до 4-5. Отже, ґратчасте ВК зможе поєднувати переваги швидкохідних і тихохідних вітроустановок і може розглядатися як перспективне для районів зі слабкими та помірними швидкостями вітру.

Аеродинамічні характеристики перерахованих типів вітроколес наведені на рис. 2.22.



Типові аеродинамічні характеристики  
горизонтально-осьових вітроколес  
1-тихохідне вітроколесо, 2-швидкохідне вітроколесо,  
3-вітроколесо середньої швидкохідності

Рис. 2.22.

Момент, який розвиває вітроколесо, можна знайти з аеродинамічної характеристики за допомогою формул:

$$M_n = \xi / Z, \quad (2.12)$$

де  $M_n$  – відносний момент вітроколеса;

$\xi$  – КВЕВ;

$Z$  – модуль швидкохідності робочого органу.

$$M = M_n \pi R^3 \rho V^2 / 2, \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (2.13)$$

де  $R$  – радіус вітроколеса, м.

#### 2.4.1.2 Швидкохідні горизонтально-осьові вітроустановки

В даний час найбільше розповсюдження знаходять швидкохідні горизонтально-осьові вітроустановки, лопаті яких мають аеродинамічний профіль з аеродинамічною якістю  $K \geq 10 \dots 15$ . Такі лопаті, встановлені під

малими кутами установки ( $\theta \approx +3^\circ \dots -1^\circ$ ), розвивають швидкохідність  $Z$ , що досягає 14 і КВЕВ до 0,5 (див. рис. 2.20). Традиційно швидкохідні вітроустановки мають дво- або трилопатеве вітроколесо (рис. 2.17). Данські фірми, одні з лідерів світової вітроенергетики, віддають перевагу трилопатеvim вітроколесам, які, як показує досвід, стійкіше працюють при косому обдуві повітряним потоком. З іншого боку, швидкохідні вітроустановки мегаватного класу, що виготовляються в США, ФРН, Швеції, мають, як правило, дволопатеві вітроколеса. Вибір числа лопатей важливий, оскільки їх вартість досягає 30-40% від вартості всього вітроагрегату. Лопаті виконують із легких міцних матеріалів: пресований алюміній, вуглепластик, склопластик, пресована фанера тощо. До лопатей ставляться високі вимоги по міцності, якості поверхні, стійкості до обмерзання і перепадів температур [22, 28, 29]. В Україні в Інституті електродинаміки та Інституті відновлюваної енергетики НАН України та в Росії ("Вітроен") накопичений досвід із використання при виготовленні вітроколеса вертолїтних лопатей від вертольотів МІ-2, МІ-8, МІ-24.

Використання циліндрів А. Флетнера, що обертаються як лопаті, підтвердило працездатність такого роду вітроколеса, проте вони не знайшли розповсюдження через додаткові гіроскопічні моменти, що навантажують циліндри при їх одночасному обертанні відносно декількох осей (обертання осі циліндра, осі вітроколеса, осі повороту головки). Як показав досвід, горизонтально-осьові вітроколеса із циліндрами, що обертаються, мають швидкохідність нижчу за середню і відносно невисокий КВЕВ (рис. 2.23) [29, 30].

У восьмидесяті роки XIX ст. була розроблена вітроустановка Вагнера потужністю 250 кВт (рис. 2.24), оснащена однолопатеvim вітроколесом із проти вагою. Вісь обертання вітроколеса встановлена під кутом близько  $50^\circ$  до горизонту, а 25-метрова лопать встановлена під кутом  $45^\circ$  до валу вітроколеса. Проти вага з'єднана із лопаттю стяжкою. Перевага даної вітроустановки полягає у відсутності високої несучої опори. Вітроколесо, встановлене на баржі, що заякорена в Північному морі, довело свою працездатність, однак докладніші дані про результати випробувань відсутні. До недоліків даного вітроколеса можна віднести те, що на лопать у процесі обертання діють знакоzmінні і пульсуючі навантаження. Крім того, площа поверхні обмаху даного ротора у декілька разів менша, ніж у вітроколеса з тією ж лопаттю, якби остання була б встановлена під малим кутом конусності.

Широкого розповсюдження швидкохідні горизонтально-осьові вітроустановки отримали за рахунок наступних переваг:

а) високе (у порівнянні з тихохідними) значення КВЕВ (до 0,5) (див. рис. 2.20);

б) високе значення номінальної швидкохідності ( $Z=6\dots 10$ ), що дозволяє уникнути застосування громіздких мультиплікаторів у випадку застосування у якості навантаження електрогенераторів або компресорів;

в) із усіх типів вітроустановок швидкохідні мають якнайкращі техніко-економічні показники: питома вартість 1 кВт встановленої потужності становить біля 1000 дол., питома металосmність – близько 100 кг/кВт [1];

г) мале число лопатей і низькі значення коефіцієнтів заповнення поверхні обмаху дозволяють істотно зменшити парусність вітроколеса і підвищити його стійкість при сильному вітрі або бурі;

д) відсутність різкого піку кривої  $\xi(Z)$  (рис. 2.20) дозволяє швидкохідному вітроколесу працювати з високим КВЕВ у широкому діапазоні швидкохідностей  $Z$ , оскільки в умовах непостійності швидкості вітру величина  $Z$  постійно змінюється [28];

е) мале число лопатей забезпечує можливість обмеження швидкості вітроколеса і його зупинку поворотом лопатей, оскільки при цьому маточина не дуже ускладнюється порівняно з тихохідними вітроколесами.

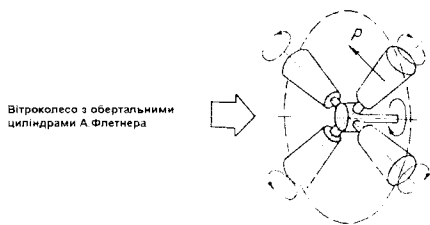


Рис. 2.23.

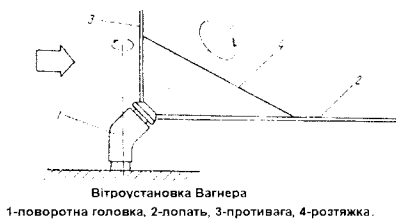


Рис. 2.24.

Перераховані вище переваги швидкохідних горизонтально-осьових вітроустановок забезпечують більш високу конкурентну здатність порівняно з іншими типами вітроустановок і дозволяють створювати вітроустановки великої потужності (до 4 МВт) з діаметром вітроколеса до 122 м. Швидкохідні вітроустановки мають найбільш високі техніко-економічні показники: вартість 1 кВт встановленої потужності – 800-1500 дол., питома матеріалоемність (без фундаменту) – 150-200 кг/кВт [22, 28].

### 2.4.1.3 Засоби для перетворення енергії вітру

Найбільш широко поширена *конструкція швидкохідної горизонтально-осьової вітроустановки* компонується наступним чином: вітроколесо, що має дві або три поворотні лопаті і встановлене в поворотній гондолі на трубчастій опорі. Відносно напрямку вітру вітроколесо розташовується перед опорою (баштою). При використанні фермової опори вітроколесо може розташовуватися за баштою, що пояснюється впливом аеродинамічної тіні башти на роботу вітроколеса. Поворотна головка встановлюється на висоті, що, як правило, перевищує діаметр вітроколеса.

*Лопаті* є найбільш складним і дорогим елементом вітроустановки, в Україні до останнього часу не налагоджений випуск лопатей для вітроустановок потужністю в діапазоні 2...100 кВт. За кордоном проектуванням і виготовленням лопатей займаються найбільш розвинені фірми: авіаційні (Boeing), аерокосмічні та суднобудівельні. Складність виготовлення лопаті для швидкохідної ВУ пояснюється високими вимогами, що ставляться до лопаті: висока міцність на розрив і вигин, легкість, здатність працювати в

широкому діапазоні температур ( $-50^{\circ}\text{C} \dots +60^{\circ}\text{C}$ ), стійкість до обмерзання, точність форми профілю лопаті, низька шорсткість поверхні і т.д. Крім того, оптимальна лопать має складну геометрію: поздовжню гвинтову крутку, змінну хорду профілю уздовж довжини, обтічні торці лопатей і т.д. Вказаним вимогам у найбільшій мірі відповідають лопаті, виконані з композитних матеріалів, склопластиків, вуглепластика, пресованого алюмінію тощо [24].

**Силова трансмісія** утворена валом вітроколеса, встановленим у підшипниках, другий кінець валу через пружну (або іншу) муфту з'єднаний із тихохідним валом мультиплікатора, для чого можуть використовуватися редуктори суден, наземного транспорту, редуктори кранів тощо, які задовольняють вимогам щодо передавального відношення, крутильного моменту, швидкості обертання, умовам мастила і т.д. Швидкохідний вал мультиплікатора через пружну муфту пов'язаний із навантаженням, в якості якого звичайно використовується електрогенератор або компресор. Вітроустановка має гальмівний пристрій (стрічковий, дисковий або колодковий), розміщений найчастіше на швидкохідному валу мультиплікатора (або на другому вихідному кінці валу електрогенератора). Гальмівний пристрій повинен забезпечувати плавне гальмування вітроколеса без перевантажень по моменту, що може досягатися включенням до складу гальма пружної ланки (пружини) або дроселя в разі використання гідравлічного приводу в гальмівному пристрої.

За кордоном у процесі серійного випуску вітроустановок використовують сумісну компоновку валу вітроколеса, мультиплікатора і гальма в одному литому корпусі, що дозволяє істотно зменшити габарити приводу і гондоли в цілому. Електрогенератор фланцевого виконання у цьому випадку жорстко кріпиться до литого корпусу.

Для зменшення перевантажень по моменту (при гальмуванні великих вітроколес) часто застосовують спільно з гальмуванням валу вітроколеса аеродинамічне гальмування поворотом лопаті або поворотом її кінцевої частини або гальмівним аеродинамічним щитком [22].

Серед сучасних конструкцій мультиплікатора найбільш ефективним є планетарний мультиплікатор, зручний при компоновці приводу за рахунок співвідношення вхідного і вихідного валів, компактності та високого коефіцієнта корисної дії.

**Механізми орієнтації вітроколеса на вітер.** Для орієнтації вітроколеса на вітер звичайно використовують поворот головки вітроустановки відносно несучої опори, для чого застосовують опорний (крановий або спеціально виготовлений) підшипник, встановлений між головкою і несучою опорою. Вітроустановки малої потужності (0,1-1 кВт) орієнтується на вітер, як правило, за допомогою хвоста (флюгерного оперення на консольному вильоті). У вітроустановках більшої потужності для повороту гондоли на вітер використовують ввідрозний черв'ячний механізм із додатковими одним або двома малими вітроколесами. Коли потужність вітроустановки досягає 100 і більше кВт, то зазвичай використовується електропривід (мотор-редуктор) із великим передавальним відношенням, який забезпечує низьку куту

швидкість повороту гондоли з тим, щоб понизити величину гіроскопічного моменту, що виникає на лопатях вітроколеса. При цьому виконавчий електродвигун електрично пов'язаний із датчиком напрямку вітру, що встановлюється на головці вітроустановки і являє собою анеморумбограф із власним хвостовим оперенням.

У випадку розташування вітроколеса за баштою (щодо напрямку вітру) досить ефективним може бути спосіб орієнтації на вітер за рахунок власної парусності вітроколеса. У цьому випадку відпадає необхідність у механізмі орієнтації, але необхідний демпфер (катаракт) крутильних коливань поворотної головки. Демпфер може бути виконаний у вигляді мішалки, поміщеної у бак з рідиною і пов'язаної з нерухомою опорою через підвищувальну передачу. Для вітроустановки малої потужності у якості хвоста можна використовувати пусковий ротор Савоніуса, жорстко пов'язаний із вітроколесом. Діаметр ротора Савоніуса в цьому випадку вибирається розрахунковим шляхом так, щоб ні ротор, ні вітроколесо в процесі роботи не входили в режим вентилятора.

**Запобіжні пристрої та регулятори горизонтально-осьових вітроустановок** призначені для обмеження відцентрових сил, моментів і сил лобового тиску, що діють на вітроколесо, для обмеження навантажень від гіроскопічних моментів і стабілізації частоти обертання вітроколеса з метою отримання якісної електроенергії для випадку, коли у якості навантаження використовується електрогенератор.

Обмеження відцентрових сил досягається стабілізацією частоти обертання вітроколеса шляхом скидання надмірної потужності і зниження крутильного моменту на вітроколесі. Для цього використовується цілий ряд прийомів, які полягають у наступному:

- аеродинамічному пригальмовуванню вітроколеса поворотом лопатей, їх кінцевих елементів або гальмівних аеродинамічних щитків за допомогою відцентрових регуляторів або керованих за допомогою мікропроцесорів електричних і електрогідравлічних приводів повороту лопатей, щитків і т.д.;
- гальмуванні регулюючим моментом навантаження, наприклад, включенням додаткового навантаження або зміною окремих параметрів навантаження (наприклад, гідродинамічне гальмування мішалкою теплобака);
- гальмуванні відведенням вітроколеса з-під вітру у вертикальній або горизонтальній площині;
- гальмуванні силами Коріоліса, що виникають при радіальному проходженні повітря у порожнинах лопатей, внаслідок чого вітроколесо переходить у режим відцентрового пневматичного насоса.

Найбільше розповсюдження знаходить регулювання вітроустановки за допомогою повороту лопатей. У малих вітроустановок поворот лопаті здійснюється механічним відцентровим регулятором, вантажі якого можуть розташовуватися як на махах лопатей [26, 30], так і на важелях відцентрового маятника. У вітроустановок великої потужності використовується гідроелектропривід. Поворот лопаті навколо своєї поздовжньої осі може здійснюватися перекладанням профілю лопаті як у флюгерне, так і в антифлюгерне положення (коли задня кромка лопаті рухається за вітром або,

відповідно, проти вітру). Антифлюгерне регулювання вважається більш оптимальним через вищу швидкодію і підвищену стійкість лопаті до знакоперемінних аеродинамічних навантажень.

Обмеження частоти обертання вітроколеса, що досягається таким чином, забезпечує скидання надмірної потужності при максимальних швидкостях вітру, а також перешкоджає зростанню крутильного моменту та лобового тиску на вітроколесі.

Для обмеження гіроскопічних моментів, що виникають при орієнтації вітроколеса, застосовують повільний поворот головки приводом орієнтації або установку демпфера крутильних коливань головки.

## 2.4.2 Вертикально-осьові вітроустановки

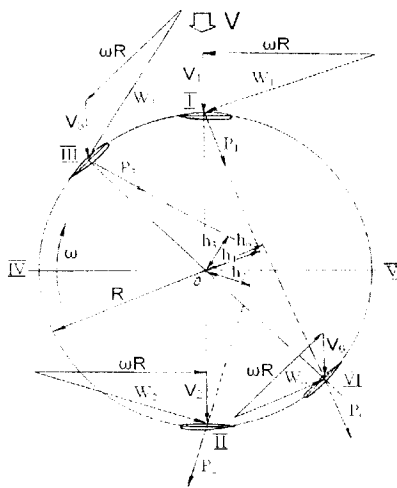
Тихохідні вітроустановки з вертикальною віссю обертання (див. рис. 2.10, 2.11) не знаходять широкого розповсюдження через істотні недоліки. Недоліки тихохідних вертикально-осьових і тихохідних горизонтально-осьових вітроустановок у принципі аналогічні, тому далі будуть розглянуті швидкохідні вертикально-осьові вітроустановки, що використовують аеродинамічну підйомну силу на своїх робочих органах.

У 1920 році французьким академіком Дар'є був винайдений ротор, названий у його честь ротором Дар'є, який складає конкуренцію ортодоксальним швидкохідним горизонтально-осьовим вітроколесам.

**Принцип дії ротора Дар'є** заснований на ефекті Кацмайра, з якого виходить, що при зміні напрямку повітряного потоку, що діє на двовипуклий профіль, на останньому утворюється аеродинамічне тягове зусилля, завжди направлене в одну й ту ж сторону в напрямі носика профілю. Ротор Дар'є утворений однією або декількома лопатями, найчастіше із симетричним аеродинамічним профілем серії NACA-0018. Лопаті встановлені вертикально із можливістю обертання навколо вертикальної осі. Хорда профілю лопаті зазвичай встановлюється по дотичній до кругової траєкторії, описуваної лопаттю при її обертанні навколо вертикальної осі [31]. При обертанні лопаті навколо вертикальної осі з кутовою швидкістю  $\omega$  (рис. 2.25) її лінійна швидкість у цьому випадку буде дорівнювати  $\omega R$ , де  $R$  – радіус установки лопаті (радіус ротора Дар'є).

Якщо скласти плани швидкостей і результуючих аеродинамічних сил при різних положеннях лопаті на круговій траєкторії, то видно, що в положеннях I, II, III, VI результуюча сила  $P$  створює позитивний момент щодо осі повороту на плечі  $h_r$ . На круговій траєкторії є тільки два положення (IV, V), в яких лопать не створює позитивного моменту. Ці положення лопать при обертанні проходить за інерцією. Таким чином видно, що знімання потужності повітряного потоку здійснюється двічі – на навітряному та підвітряному напівколах, утворених круговою траєкторією. Ця обставина забезпечує потенційну можливість підвищення КВЕВ ротора.





Принцип дії вертикально-осьового ротора Дар'є

Рис. 2.25.

Якщо скласти плани швидкостей і результуючих аеродинамічних сил при різних положеннях лопаті на круговій траєкторії, то видно, що в положеннях I, II, III, VI результуюча сила  $P$  створює позитивний момент щодо осі повороту на плечі  $h_i$ . На круговій траєкторії є тільки два положення (IV, V), в яких лопать не створює позитивного моменту. Ці положення лопать при обертанні проходить за інерцією. Таким чином видно, що знімання потужності повітряного потоку здійснюється двічі – на навітряному та підвітряному напівколах, утворених круговою траєкторією. Ця обставина забезпечує потенційну можливість підвищення КВЕВ ротора.

**Основні типи роторів Дар'є** представлені на рис. 2.26 [31]. Класичний варіант ротора Дар'є (рис. 2.26, А) є ротор, утворений зігнутими у вертикальній площині лопатями, кінці яких жорстко кріпляться до вертикального валу. Форма зігнутої лопаті повторює форму скакалки з тим, щоб розвантажити лопать від вигинаючих моментів, обумовлених відцентровими силами. Оскільки лопать у формі скакалки буде навантажена тільки розтягуючими зусиллями, це є сприятливим видом навантаження для лопатей, виконаних практично із будь-якого матеріалу. Обертання від вертикального валу передається навантаженню (компресору, електрогенератору, насосу), розташованому в опорі безпосередньо біля рівня землі. Верхній кінець валу зафіксований розтяжками.

Ротор Дар'є володіє дуже незначним пусковим моментом, і при підключеному навантаженні його самозапуск практично неможливий. Для цієї мети застосовують попереднє розкручування ротора Дар'є за допомогою електрогенератора, переключеного в режим електродвигуна, або за допомогою ротора Савоніуса, встановленого на валу ротора Дар'є (рис. 2.26, В).

Одним із недоліків такого типу ротора є велика площа відчужуваної земельної ділянки через великий виліт розтяжок до фундаментних кріплень. Крім того, виготовлення зігнутої лопаті вимагає складного технологічного оснащення. Тому для спрощення конструкції лопаті часто використовують прямі лопаті (рис. 2.26, Б), встановлені на радіальних кронштейнах, пов'язаних із консольно встановленою опорою, що обертається. Недолік такої конструкції полягає в необхідності могутнього фундаменту і у вантаженні лопатей згинаючим моментом від відцентрових сил. Ротори такого типу здебільшого використовуються для вітроустановок великої потужності (100-1000 кВт), оскільки завдяки збільшеному радіусу ротора вдається знизити кутову швидкість ротора, а, отже, обмежити і навантаження від відцентрових сил [31].

Оскільки радіальні консольні кронштейни створюють додатковий аеродинамічний опір, знижують КВЕВ і підвищують матеріалосмість, запропоновано встановлювати лопаті під кутом до осі обертання (рис. 2.26, В), фіксуючи нижні кінці лопатей на маточині. У середній частині лопаті зв'язані розтяжкою, яка, в силу сприятливого вантаження на розрив, може бути істотно простіша та легша за консольний кронштейн у розглянутому раніше типі ротора Дар'є.

Простір між маточиною і розтяжкою зручний для установки пускового ротора Савоніуса, оскільки його розташування у вузькій частині конічного ротора Дар'є зводить до мінімуму шкідливий вплив від аеродинамічного взаємного екранування роторами одного.

Із метою зниження відцентрових сил і збільшення поверхні обмаху (а отже, і одиничної потужності) ротора Дар'є використовують істотне збільшення радіуса ротора. При цьому застосування консольних кронштейнів (як на рис. 2.26, Б) невинуватиме через великий їх виліт і підвищення згинальних моментів від власної ваги і ваги лопатей. Тому існує концепція (рис. 2.26, Г), в якій передбачається відмова від кронштейнів, вертикального валу, розтяжок і центральної опори. У цьому випадку ротор є кільцевим (або овальним) замкнутим шляхом, на якому встановлено рухома частину з лопатями. Механізм знімання потужності може виконуватись у вигляді лінійного генератора, ротор і статор якого відповідно суміщені з рухомою частиною [31]. У цьому типі вітроустановок передбачається використання магнітної підвіски рухомої частини, повітряної подушки, роликів опор та інші варіанти.

Таким чином, порівняльний аналіз різних типів вітроустановок показує, що найвищі техніко-економічні показники мають швидкохідні горизонтально і вертикально-осьові вітроустановки, КВЕВ яких досягає 0,4...0,5, а матеріалосмість – 120...150 кг/кВт. Саме такі вітроустановки забезпечують мінімальну вартість виробництва електроенергії при вартості кіловата встановленої потужності близько 800-1000 дол./кВт. Вдалий вибір компоновки і технології виготовлення швидкохідної вітроустановки дозволяє поліпшити і ці показники, але при цьому надзвичайно важливою є умова розташування вітроустановок у районах із підвищеною середньорічною швидкістю вітру (не менше 5 м/с).

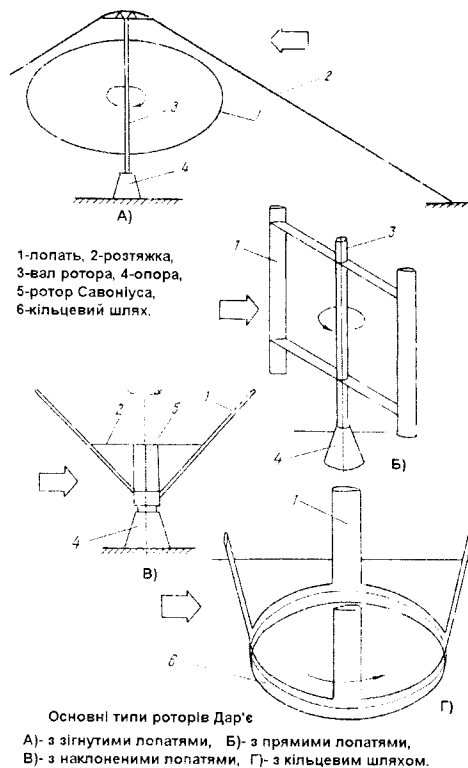


Рис. 2.26.

## 2.5 Енергетичні ресурси вітру

З 50-х років минулого сторіччя у світі проводяться роботи щодо створення вітрового кадастру територій. Головною енергетичною характеристикою вітру є його швидкість. Оскільки швидкості вітру постійно змінюються, при виборі площадок під будівництво вітроустановок у першу чергу розглядаються графіки добового, місячного та сезонного їх розподілу в певній зоні. При проведенні вітроенергетичних розрахунків враховується також роза вітрів, тобто характерні напрями швидкостей вітру в даній зоні протягом року. Особливо важливим врахування рози вітрів є при будівництві потужних вітростанцій або при значній концентрації вітроенергетичного обладнання у даній місцевості.

Для оцінки перспективності впровадження вітроенергетичного обладнання в певній місцевості необхідним є проведення обчислень теоретично можливих, технічно-досяжних та економічно-доцільних енергетичних ресурсів вітрової енергії.

## 2.5.1 Методи визначення енергетичного потенціалу вітру

Теоретичний потенціал вітрової енергії – це частина середньобагаторічної сумарної вітрової енергії, доступної для використання на певній площині протягом одного року. При розгляді регіону він представляється як сукупність ділянок або зон, у кожній з яких питома потужність вітрової енергії, а також географічні, кліматичні та погодні умови є однорідними на всій площині зони. Як правило, зони повинні відповідати розташуванню метеорологічних станцій. Теоретично можливий потенціал ( $W_T$ , кВт·год/рік) регіону представляє суму теоретичних потенціалів складових його зон. Питомий теоретично можливий потенціал вітрової енергії певної зони  $W_{IT}$  визначається середньою питомою потужністю вітрового потоку  $P$ , кВт/м<sup>2</sup> [19]:

$$W_{IT} = \langle P \rangle \cdot T / 20, \quad (2.14)$$

де  $T = 8760$  годин на рік.

Теоретично можливий потенціал вітрової енергії певної зони  $W_T$  визначається за формулою:

$$W_T = W_{IT} \cdot S, \quad (2.15)$$

де  $S$  – площа зони, м<sup>2</sup>.

Для фонових районування рівнинних територій за питомою потужністю вітрового потоку використовуються дані метеостанцій, розташованих у відкритій місцевості на плоских або опуклих формах рельєфу. В усіх країнах діють метеорологічні служби, які займаються реєстрацією метеозведень.

Технічно-досяжний потенціал вітрової енергії – це сумарна електрична енергія, що може бути отримана від використання теоретично-можливого потенціалу вітрової енергії на сучасному рівні розвитку технічних засобів і за умови дотримання екологічних норм.

Технічно-досяжний потенціал певного регіону представляє суму технічно-досяжних потенціалів складових його зон і залежить від параметрів вітроенергетичного обладнання, середньорічної швидкості вітру в зоні на висоті оголовка вітроенергетичної установки, а також частини площі зони, придатної для спорудження вітроенергетичної установки. Технічно-досяжний потенціал  $W_{TD}$  може бути визначений за формулою [19]:

$$W_{TD} = W_T \cdot \varepsilon_w \cdot \eta_g \cdot \eta_p \cdot S_T, \quad (2.16)$$

де  $\varepsilon_w$  – коефіцієнт використання енергії вітру, що залежить від швидкості вітру за складним законом, змінюючись від максимального значення по Жуковському-Бейцу (0,593) до мінімального порядку (0,05). Досягнуте максимальне значення становить 0,4–0,45.

$\eta_g$  і  $\eta_p$  – відповідно ККД генератора і редуктора вітроустановки, значення яких можна прийняти рівним 0,9.

$S_T$  – площа території розрахункової зони (регіону), на якій за обліком технічних і екологічних обмежень можливе розміщення вітроустановок.

Попередні оцінки показують, що величина цієї площі може коливатися від 10 до 30% всієї площі території розрахункової зони (регіону).

Економічно-доцільний потенціал вітрової енергії регіону – це величина річного надходження електричної енергії в регіоні від використання ВЕУ, одержання якої економічно виправдане для регіону при існуючому рівні цін на будівельно-монтажні роботи, устаткування, виробництво, транспортування та розподіл енергії і палива, а також при умові дотриманні екологічних норм.

### 2.5.2 Енергетичні ресурси вітру в Україні та оцінка можливостей його промислового освоєння

Україна має потужні ресурси вітрової енергії. За оцінкою міжнародної програми INFORSE, в Україні можливо побудувати вітрові електричні станції загальною потужністю 24 ГВт. Враховуючи, що не на всій території України було виконане детальне дослідження вітрового енергетичного потенціалу, слід вважати зазначену оцінку (24 ГВт) нижньою границею, що відображає рівень вже "розвіданих" вітрових енергетичних ресурсів України.

Виміри швидкості вітру на території України проводяться на метеорологічних станціях Державного комітету по гідрометеорології і на метеорологічних пунктах різних відомств та організацій України. Виміри проводяться на висоті від 9 м до 20 м м над рівнем ґрунту. Систематичні виміри швидкості вітру в Україні виконуються протягом останніх 60 років. В таблиці 2.3 представлено дані реологічних та середньорічні швидкості вітру в Україні за даними метеорологічних служб [1].

Таблиця 2.3. Середньосезонні та середньорічні швидкості вітру в Україні (висота вимірів – 10 м)

№ з/п	Місто, область	Середня швидкість вітру, м/с				
		Зима	Весна	Літо	Осінь	Середня за рік
1	2	3	4	5	6	7
1.	Любешів, Волинська обл.	3,4	3,5	2,4	3,2	3,15
2.	Львів	3,9	3,6	3,0	3,5	3,5
3.	Ужгород	3,3	3,9	3,5	3,5	3,55
4.	Житомир	4,1	3,8	2,9	3,5	3,58
5.	Кам'янець-Подільський, Хмельницька обл.	4,2	3,9	3,0	3,3	3,6
6.	Новоград-Волинський, Житомирська обл.	4,3	3,8	3,0	3,4	3,62
7.	Чернігів	4,4	4,0	3,0	3,6	3,75
8.	Кіровоград	4,0	4,0	4,2	3,6	3,95
9.	Київ	4,3	4,1	3,6	3,9	3,98
10.	Ніжин, Чернігівська обл.	4,9	4,4	3,1	3,7	4,03
11.	Ромни, Сумська обл.	5,0	4,4	3,1	3,8	4,07
12.	Умань, Черкаська обл.	4,8	4,3	3,3	3,9	4,07
13.	Миколаїв	4,6	4,4	3,8	4,1	4,22
14.	Красноград, Харківська обл.	5,4	4,6	3,4	4,2	4,4
15.	Полтава	5,5	4,8	3,5	4,6	4,6
16.	Черкаси	5,7	4,3	3,7	4,9	4,62

Продовження таблиці 2.3.

1	2	3	4	5	6	7
17.	Леканія-Нова, Херсонська обл.	5,4	4,9	3,8	4,5	4,65
18.	Запоріжжя	5,3	5,1	3,8	4,4	4,65
19.	Нікополь, Запорізька обл.	5,9	5,5	3,8	4,4	4,92
20.	Євпаторія, АР Крим	6,0	4,9	4,6	4,8	5,07
21.	Амвросіївка, Донецька обл.	6,6	5,3	3,9	4,9	5,17
22.	Скадовськ, Херсонська обл.	5,8	5,3	4,6	5,0	5,17
23.	Керч, АР Крим	5,7	5,4	4,6	5,5	5,3
24.	Волноваха, Донецька обл.	7,0	5,8	3,7	5,2	5,42
25.	Бердянськ, Запорізька обл.	6,4	5,5	4,8	5,4	5,52
26.	Одеса	5,8	5,8	4,8	6,1	5,62
27.	Луганськ	6,8	6,2	4,4	5,3	5,67
28.	Феодосія, АР Крим	8,8	7,7	6,4	7,6	7,62

В результаті обробки статистичних метеорологічних даних щодо швидкості та повторюваності швидкості вітру проведено районування території України і визначено питомий технічно-досяжний енергетичний потенціал вітру на різній висоті відповідно до зон районування (таблиця 2.4, рис. 2.27). Наведені дані є базовими при впровадженні вітроенергетичного обладнання і призначені до використання проектувальниками об'єктів вітроенергетики для встановлення оптимальної потужності вітроагрегатів та типу енергії (електрична або механічна) з метою ефективного її виробництва в конкретній місцевості [1, 7].

Річний технічно-досяжний енергетичний потенціал енергії вітру в Україні є еквівалентним 28 млн т у.п., його використання дозволяє заощадити біля 24 млрд м<sup>3</sup> природного газу.

Таблиця 2.4. Питомий енергетичний потенціал вітрової енергії в Україні

№ району	Середньорічна швидкість вітру, $V_{cp}$ , м/с	Висота, м	Теоретично-можливий потенціал вітру, кВт·год/м <sup>2</sup> рік	Технічно-досяжний потенціал вітру, кВт·год/м <sup>2</sup> рік
1	< 4,25	15	1120	200
		30	1510	280
		60	2030	375
		100	2530	460
2	4,5	15	2010	390
		30	2710	520
		60	3640	700
		1000	4540	850
3	5,0	15	2810	520
		30	3790	690
		60	5100	860
		100	6350	975
4	5,5	15	3210	620
		30	4320	830
		60	5810	1020
		100	7230	1150

У таблиці 2.5 наведено розрахункові показники питомого виробництва електроенергії вітроелектричними установками в різних регіонах України залежно від висоти розташування вітроколеса [1].

Таблиця 2.5. Показники питомого виробництва електроенергії вітроелектричними установками в різних регіонах України

Назва метеостанції	Виробництво електроенергії з 1 м <sup>2</sup> площі вітроколеса, кВт·год / рік			
	Висота центра вітроколеса, м			
	10	30	60	100
Житомир	174	290	370	437
Чернігів	160	268	362	445
Суми	318	530	620	670
Хмельницький	147	245	290	340
Харків	459	765	933	1061
Полтава	415	692	853	978
Дніпропетровськ	300	500	633	742
Асканія Нова	434	723	882	1006
Донецьк (Дебальцево)	506	843	1010	1134
Бердянськ	530	884	1030	1136
Генічеськ	421	702	866	995
Хорли	588	981	1209	1384
Керч	529	882	1072	1216
Мисове ( Крим)	782	1303	1529	1687
Ай-Петрі (Крим)	663	1105	1315	1435
Карабі-Яйла (Крим)	720	1200	1410	1500
Плай (Карпати)	732	1220	1440	1510
Пожежевська (Карпати)	693	1155	1380	1470

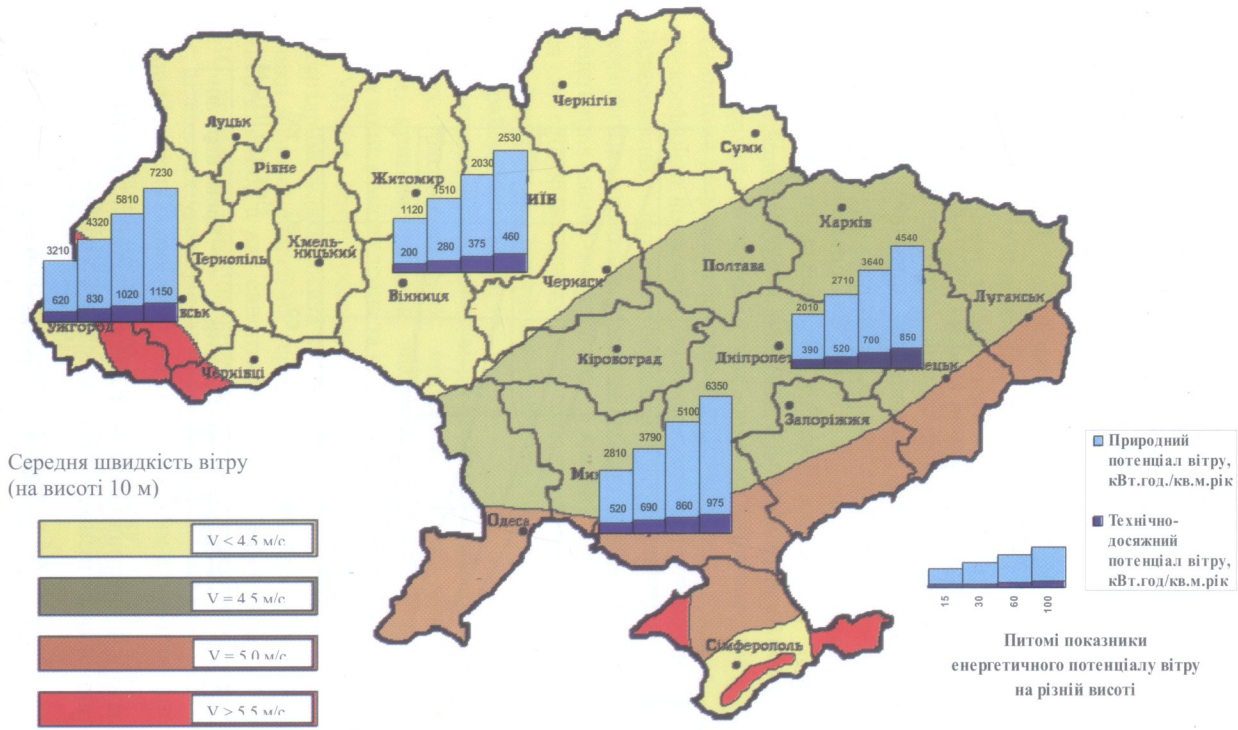


Рис. 2.27. Енергетичний потенціал вітру на території України



Питомі показники енергетичного потенціалу вітру для різних кліматичних зон України на різних висотах наведено на рис. 2.28 [1].

Як видно із графіків, представлених на рисунку, практично в усіх кліматичних зонах України при збільшенні висоти величина питомого енергетичного потенціалу вітрової енергії відносно показника на рівні 10-ти метрової відмітки зростає:

- ◆ на висоті 30 м – в 1,5 рази;
- ◆ на висоті 60 м – у 2 рази;
- ◆ на висоті 100 м – в 2,5 рази.

Енергетичний потенціал вітру на одній і тій же висоті в районах Криму та Карпат в 2,5-3 рази більший, ніж у північній зоні; енергетичний потенціал всіх південних регіонів України значно вищий, ніж північних. Таким чином, найбільш перспективними для впровадження вітроенергетичного обладнання є АР Крим, Карпати, Львівська, Івано-Франківська, Закарпатська області, західна частина Чернівецької, побережжя Чорного та Азовського морів, а також Одеська, Миколаївська, Херсонська, Запорізька, Донецька та Луганська області.

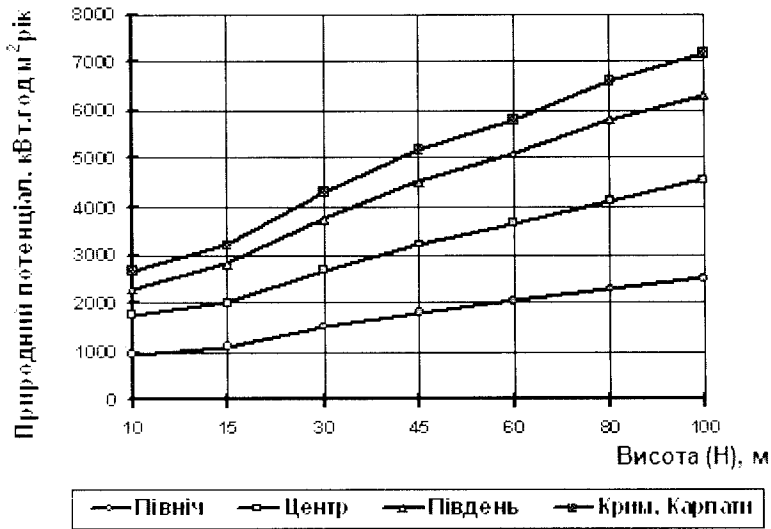


Рис. 2.28. Залежність питомих показників енергетичного потенціалу вітру від висоти в різних кліматичних зонах України.

В умовах України за допомогою вітроенергетичного обладнання у середньому за рік можна досягти використання 15-19% енергії вітрового потоку, що проходить через перетин вітроколеса. Річні обсяги виробництва електроенергії з 1 м<sup>2</sup> перетину площі вітроколеса в перспективних регіонах складають 800-1000 кВт·год/м<sup>2</sup>·рік [1].

Важливе значення для підрахування електроенергії, виробленої вітроустановками, має також розподіл потужності вітрового потоку по кількості днів та їх повторення протягом року. Так, наприклад, на сході і південному сході України найбільш часто повторюються східні напрямки вітру, а на заході і південному заході – західні напрямки вітрових потоків.

Ефективність вітроенергетичного обладнання залежить від швидкості вітру, тривалості періодів наявності вітру, потужності та ККД вітроенергетичних установок. Одним із елементів оцінки ефективності вітроустановки є коефіцієнт потужності, що відображає виробництво електроенергії даною вітроустановкою з урахуванням простоїв та наявності вітру. Найбільш сучасні вітроустановки працюють з коефіцієнтом викори-стання потужності від 25 до 35% (для звичайних електростанцій цей показник становить 40%, для теплоелектростанцій – до 80%).

Розрахунок середньодобової кількості електроенергії, виробленої вітроелектричними агрегатами, визначається як:

$$E = F \cdot N \cdot 24 \cdot \eta, \quad (2.17)$$

де  $E$  – середньодобове вироблення електроенергії, кВт·год;

$F$  – поверхня, що окреслюється лопатями вітроколеса, м<sup>2</sup>;

$N$  – питома потужність вітрового потоку, Вт/м<sup>2</sup>;

$\eta$  – коефіцієнт корисної дії вітроенергетичної установки.

Встановлено, що застосування вітроустановок для виробництва електроенергії є достатньо ефективним при швидкостях вітру 5 м/с і вище. В статистичних даних на території України така швидкість вітру спостерігається в слідуючих регіонах України: Азово-Чорноморське узбережжя, Одеська, Херсонська, Запорізька, Донецька, Луганська, Миколаївська області, АР Крим, район Карпат.

При менших швидкостях вітру необхідно орієнтуватися на застосування тихохідних багатолопатеких вітроагрегатів з підвищеним обертаючим моментом, призначених для виконання механічної роботи – підйому та перекачки води, помолу зерна та ін.

В Україні існує розгалужена мережа метеостанцій (МС) системи Держкомгідромету, яка досить повно за простором і часом представляє дані про показники вітрової енергії на території країни. Але ці МС призначені не для вітроенергетичних, а для синоптичних цілей. Інформація, що реєструється на цих МС, цілком нехтувати унікальними даними МС не варто – потрібно визначити границі і методи їх використання оптимальним для вітроенергетики чином.

Для розв'язання задач даного напрямку в Інституті відновлюваної енергетики НАН України розробляються методичні засади і створюються інструментальні засоби щодо [6]:

- збору, упорядкування і конвертації даних МС;
- створення бази даних МС;
- експертизи придатності даних кожної МС для цілей вітроенергетики;
- селекції МС для використання їх даних для цілей вітроенергетики;

- поглибленого дослідження вітропотенціалу певних територій на основі даних електронної реєстрації.
- побудови системи характеристик вітропотенціалу;
- математичного моделювання розрахунку і аналізу характеристик вітропотенціалу;
- інтерполяції характеристик вітропотенціалу і створення карт вітроенергетичного потенціалу територій.

Для вибору площадок під будівництво вітроелектростанцій виконується прогнозування вітрового енергетичного потенціалу площадки за довгостроковими даними найближчих до площадки МС і за даними короткострокової електронної реєстрації характеристик вітру безпосередньо на площадці передбачуваного будівництва ВЕС. В Інституті відновлюваної енергетики НАНУ розробляється методика узгодженого використання даних із різних джерел інформації для якісного прогнозування вітрового енергетичного потенціалу площадки.

Площа території, необхідної для виконання зазначеної програми будівництва ВЕС в Україні, визначається з урахуванням фактичних питомих витрат. Згідно діючого нормативу, для встановлення ВЕС необхідно використати від 10 до 5 га землі на 1 МВт встановленої потужності (залежно від потужності базової для ВЕС моделі ВЕУ). Цей норматив зменшується зі зростанням номінальної потужності ВЕУ. Для ВЕУ потужністю 2 МВт цей норматив становить  $\approx 5$  га/МВт. Зазначимо, що ця територія повністю відводиться лише у тимчасове користування на період будівництва ВЕС. У постійне користування (на весь термін експлуатації) відведення землі здійснюється лише для ділянок фундаментів ВЕУ. Для вітроустановок з більш великою номінальною потужністю цей норматив не перевищуватиме 0,20 га/МВт [8].

У таблиці 2.6 для порівняння наведено нормативи витрати землі на розміщення електростанцій різних типів (для атомних і теплових електростанцій представлено діючі проектні нормативи).

Таблиця 2.6. Витрати землі на розміщення різних типів електростанцій, га/МВт

Станції	Атомні	Теплові на вугіллі	Вітрові
З градирнями	0,45	0,2	—
Зі ставком	0,67	1,15	—
На прямотоці	—	0,5	—
<b>Середня</b>	<b>0,56</b>	<b>0,62</b>	<b>0,20</b>

Однією з суттєвих переваг вітроенергетики по відношенню до галузей традиційної енергетики є її модульний характер. Це дозволяє швидко вводити в дію вітроенергетичні потужності, а також не вилучати з обігу значні кошти.

Крім того, модульність вітроенергетики дозволяє ефективно застосовувати такий інструмент як реінвестування прибутку. Застосування даного інструменту полягає в тому, що інвестор, критерієм оптимізації для якого є максимум чистої приведеної вартості проекту, за умови дії "зеленого" тарифу зацікавлений частину чистого прибутку реінвестувати у збільшення потужності

ВЕС. Модульність ВЕС забезпечує короткий термін накопичення коштів, необхідних для придбання нового устаткування.

За оцінками міжнародних організацій, в Україні можливо побудувати ВЕС загальною потужністю 8000-24000 МВт [6]. У 2004 р. в МНТЦ вітроенергетики НАНУ було виконано детальне дослідження вітрового енергетичного потенціалу Криму, в якому встановлено можливість побудови ВЕС загальною потужністю  $\approx 10000$  МВт. Не меншу вітроенергетичну потужність можна встановити на досліджених площах півдня Миколаївської та Херсонської областей, а також у приазовських регіонах Донецької і Запорізької областей. Все це дозволяє вважати верхню оцінку (24000 МВт) програми INFORSE нижньою границею, що відображає рівень вже "розвіданих" вітрових ресурсів України. Крім того, науковими дослідженнями, виконаними метеорологами Центральної геофізичної обсерваторії України, доведено, що "в наступні 30-40 років можна очікувати поступового зростання середньої швидкості вітру на території України на 1-2 м/с" [6].

У зв'язку із суттєвим збільшенням інтересу держави до підвищення рівня енергетичної незалежності України, "екологізації" електроенергетики, виконання вимог Євросоюзу до показників виробництва електроенергії з відновлюваних джерел, виникає необхідність визначення народногосподарського ефекту проектів будівництва ВЕС. Потреба в оцінці такого ефекту посилюється тим, що розвиток вітроенергетики в Україні на даному етапі фінансувався в основному за кошти державної "Комплексної програми будівництва вітроелектричних станцій в Україні до 2010 року".

Одним із поширених методів виконання такого роду оцінок є метод витратної ефективності [6, 32]. Даний метод застосовується для випадків, коли:

- доцільність інвестування проекту як такого не підлягає сумніву, навіть якщо він не супроводжується (принаймні безпосередньо) грошовими надходженнями;
- наявні альтернативні інвестиційні проекти, що забезпечують отримання такого ж результату.

Метод витратної ефективності полягає у зіставленні витрат на реалізацію альтернативних проектів.

Продукцією вітрової електричної станції є екологічно чиста електроенергія. Доцільність державного інвестування виробництва цієї продукції не викликає сумніву, принаймні, через:

- нагальну необхідність реновації основних виробничих фондів українських електростанцій, більшість із яких вже виробила свій технічний ресурс;

• наявність суттєвих політичних і економічних проблем із постачанням імпортних енергоресурсів;

- посилення вимог Євросоюзу до екологічної чистоти генерації електроенергії і рівнів виробництва електроенергії з відновлюваних джерел [6].

Зважаючи на загострення проблеми енергетичної незалежності України, доцільним є виконання аналізу витратної ефективності ВЕС порівняно з

тепловими електростанціями (ТЕС), що працюють на вугіллі. Саме вугілля є єдиним видом власного органічного палива, яке Україна має у достатній кількості. Для ТЕС необхідно розглядати сценарій виробництва тієї ж продукції, що й ВЕС – екологічно чистої електроенергії. Такий сценарій потребує використання сучасних технологій спалювання вугілля із застосуванням сучасного обладнання для запобігання і очистки шкідливих викидів в атмосферу. У розрахунку народногосподарського ефекту має враховуватись вартість екологічних наслідків генерації, а також вартість квот на викиди парникових газів (зважаючи на введення в дію "Киотського протоколу до Рамкової конвенції ООН зі зміни клімату", ратифікованого Україною). Виходячи із зазначеного, порівнянню мають підлягати витрати на реалізацію різних сценаріїв виробітку однакової кількості екологічно чистої електроенергії – ТЕС на вугіллі і ВЕС [23]. Вихідні дані для виконання розрахунку надано в таблиці 2.7 [32].

Значення параметрів визначалися за фактичними даними, даними публікацій у вітчизняних і зарубіжних виданнях з енергетики, оцінками експертів із провідних українських науково-дослідних і проектноконструкторських установ – Інституту загальної енергетики НАН України, Інституту відновлюваної енергетики НАН України, ДПВНДІ "Укренергомережпроект" Мінпаливенерго України, ДНПП "Укренергомаш" Мінпромполітики України, Держкоенергозбереження, Міжгалузевого науково-технічного центру вітроенергетики НАН України тощо [6].

Таблиця 2.7. Вихідні дані розрахунку народногосподарського ефекту ВЕС

Показник	Одиниця виміру	ТЕС	ВЕС	Позначення
Виробіток електроенергії за період реалізації проекту	млн кВт·год	7500	7500	$E$
Термін реалізації проекту	років	30	30	$T$
КВНП електростанції	–	0,7	0,3	$k$
Питомі інвестиції	грн./кВт	10400	1820	$i$
Питомі річні експлуатаційні витрати	% від вартості основних фондів	3,5	2	$\omega$
Питомі витрати палива	г/кВт·год	370	0	$f$
Ціна палива	грн./т	560	0	$\pi_f$
Питомі викиди парникових газів (ПГ)	г/кВт·год	1000	0	$p_c$
Плата за викиди ПГ	грн./т	80	0	$\pi_c$
Питомі викиди SO <sub>2</sub>	г/МВт·год	1000	0	$p_s$
Плата за викиди SO <sub>2</sub>	грн./т	4460	0	$\pi_s$
Питомі викиди NO <sub>x</sub>	г/МВт·год	330	0	$p_n$
Плата за викиди NO <sub>x</sub>	грн./т	40000	0	$\pi_n$

У таблиці 2.8 надано формули і результати розрахунків показників витрат на реалізацію відповідних проектів [32].

Як видно з таблиці 2.8, виробництво однакової кількості електроенергії потребує введення потужності ВЕС у 2,33 рази більшої, ніж ТЕС. У той же час, сума витрат на реалізацію проекту на базі ВЕС (навіть без урахування "екологічної чистоти" електроенергії) удвічі менша, ніж у випадку проекту на базі ТЕС. Проект же генерації екологічно чистої електроенергії на базі ВЕС є у 2,6 разів дешевшим, ніж на базі ТЕС. Народного господарський ефект від цієї економії коштів становить 285,23 \$млн або 1440,40 млн грн. (поточний валютний курс – 5,05 грн./\$). Середньорічний народного господарський ефект становить 8,08 \$млн або 40,8 млн грн. [32].

Таблиця 2.8. Порівняльні показники проектів генерації екологічно чистої електроенергії ТЕС і ВЕС

Показник	Одиниця виміру	ТЕС	ВЕС	Формула розрахунку
Потужність електростанції	МВт	40,77	95,13	$P = \frac{E}{8760 \cdot T \cdot k}$
Витрати палива	тис. т	2775,00	0	$F = E \cdot f$
Викиди ПГ	тис. т	7500,00	0	$P_c = E \cdot p_c$
Викиди SO <sub>2</sub>	тис. т	7,50	0	$P_s = E \cdot p_s$
Викиди NO <sub>x</sub>	тис. т	2,48	0	$P_n = E \cdot p_n$
Інвестиції	млн грн.	424,00	1385,04	$I = i \cdot P$
Експлуатаційні витрати	млн грн.	445,2	830,96	$O = \frac{\omega}{100} I \cdot T$
Вартість палива	млн грн.	1554	0	$\Pi_f = \pi_f \cdot F$
Сума витрат без екологічних складових	млн грн.	2423,2	2216	$S_0 = I + O + \Pi_f$
<b>Народного господарський ефект будівництва ВЕС без урахування екологічних складових</b>		<b>207,2</b>		$Q_0 = S_0^{TEC} - S_0^{BEC}$
Витрати на ПГ	млн грн.	600,00	0	$\Pi_c = \pi_c \cdot p_c$
Витрати на SO <sub>2</sub>	млн грн.	34,8	0	$\Pi_s = \pi_s \cdot p_s$
Витрати на NO <sub>x</sub>	млн грн.	99,04	0	$\Pi_n = \pi_n \cdot p_n$
<b>Витрати разом</b>	<b>млн грн.</b>	<b>3157,04</b>	<b>2216</b>	$S = S_0 + \Pi_c + \Pi_s + \Pi_n$
<b>Народного господарський ефект будівництва ВЕС</b>	<b>млн грн.</b>	<b>941,04</b>		$Q = S^{TEC} - S^{BEC}$

На рис. 2.29, 2.30 надано структурний аналіз витрат на виробництво електроенергії ТЕС і ВЕС.

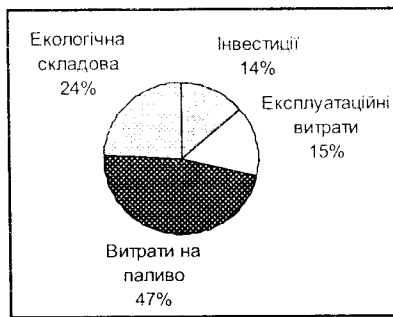


Рис. 2.29. Структура витрат на виробництво електроенергії ТЕС



Рис. 2.30. Структура витрат на виробництво електроенергії ВЕС

Із рис. 2.28 видно, що лівову частку витрат на виробництво електроенергії ТЕС складають витрати на паливо. Другою за величиною складовою є сума витрат на екологію, з яких на сьогодні найбільшою є плата за викиди парникових газів. У даному розрахунку цей параметр встановлено на рівні 10 \$/т. Фактично ж він визначається на ринку квот на викиди парникових газів, де спостерігається тенденція до його росту – вже сьогодні нерідко відзначаються коливання ціни квоти на викиди парникових газів до 25 \$/т і вище. Відсутність у проекті на базі ВЕС паливної та екологічної складових і є чинником зниження витрат на його реалізацію порівняно з проектом на базі ТЕС.

Коефіцієнт "зеленого" тарифу для електроенергії, виробленої на ВЕС з енергії вітру, величина встановленої потужності яких перевищує 2000 кВт, становить 2,1. Величина "зеленого" тарифу для виробників електроенергії з енергії вітру в 2010 році знаходиться на рівні 120,00 копійок за одну кВт-годину (без ПДВ).

За положеннями Закону про "зелений" тариф, коефіцієнт "зеленого" тарифу для електроенергії, виробленої об'єктами вітроенергетики, введеними в експлуатацію (або суттєво модернізованими) після 2014, 2019 і 2024 років, зменшується відповідно на десять, двадцять і тридцять відсотків від його базової величини. Протягом останніх років фактичний тариф на електричну

енергію суттєво зростає. Враховуючи, що Закон про "зелений" тариф передбачає його зниження, то орієнтовно у 2014 році обидва тарифи зрівняються. А надалі "зелений" тариф буде навіть нижчим від звичайного тарифу (рис. 2.31) [32].



Рис. 2.31. Порівняння динаміки змін середньозваженого тарифу (фактичного та прогнозного) із "зеленим" тарифом на електричну енергію ВЕС

Розрахунки, виконані в МНТЦ вітроенергетики НАНУ, показали, що освоєння серійного виробництва ВЕУ на українських заводах забезпечить зниження на 20% собівартості електроенергії ВЕС порівняно із собівартістю електроенергії ВЕС, побудованих на імпортованій техніці. Для реалізації цілеспрямованого вибору моделей ВЕУ та їх складових частин проводяться наступні роботи:

- створюються і ведуться бази даних характеристик сучасних ВЕУ, що виробляються в передових у даному відношенні країнах – Німеччині, Данії, США тощо;
- накопичується інформація про експлуатацію цих ВЕУ в різних країнах світу;
- аналізуються і прогнозуються технічні та економічні параметри ВЕУ.

Проводиться також оцінювання показників виробітку електроенергії ВЕУ за даними характеристик вітру на площадці. Основна задача цього напрямку – мінімізація методичних помилок розрахунків. Для цього розробляються спеціальні математичні моделі і методи. Зокрема, розробляються методи високоточного математичного моделювання паспортної характеристики потужності ВЕУ. Виконуються також дослідження методів урахування у вітроенергетичних розрахунках явища турбулентності вітрових потоків.

При проектуванні будівництва ВЕС важливим є виконання прогнозу і оптимізації виробітку електроенергії ВЕС за умов конкретної площадки. Проектний виробіток електроенергії ВЕС має відрізнитися від виробітку електроенергії однієї ВЕУ, помноженого на кількість ВЕУ на ВЕС. Причиною цього є взаємозатінення ВЕУ, затінення їх іншими антропогенними і природними елементами ландшафту, а також вплив підстилаючої поверхні. Для



правильної оцінки наслідків перерахованих явищ необхідно використовувати відповідну математичну модель, комп'ютерна реалізація якої дозволяла б розраховувати проектний виробіток електросенергії ВЕС, а також раціонально розташовувати ВЕУ на площадці. У світовій практиці для цього використовуються декілька моделей, що реалізовані у відповідних програмних засобах. МНТЦ вітроенергетики ІВЕ НАНУ володіє ліцензією на використання програми WindFarm компанії ReSoft (Англія), має значний досвід виконання практичних розрахунків оптимізації розташування ВЕУ на площадках, а також виконує дослідження з аналізу і уточнення згаданих моделей.

Інструментом розв'язання проблеми прогнозу і оптимізації економічних показників ВЕС має стати система економіко-математичних моделей будівництва і експлуатації ВЕС, яка розробляється в ІВЕ НАНУ. До складу цієї системи входять моделі різного ступеня деталізації показників. Ці моделі можна застосовувати на різних стадіях виконання аналізу – від інвестиційного проектування до оптимізації графіка фінансування введення в дію вітроенергетичного обладнання. В моделях передбачено можливість виконання варіантних розрахунків не тільки за рахунок варіювання значень певних показників, а й через вибір різних сценаріїв кредитних схем, методик амортизаційних відрахувань, графіків введення в дію потужностей, реінвестування прибутку, тарифної політики тощо. Критерії ефективності, запроваджені в моделях, відповідають критеріям, вживаним у зарубіжній практиці інвестиційного проектування, і є зрозумілими для західних інвесторів.

Внаслідок "нерегулярного" характеру енергоресурсної компоненти процесу виробництва електроенергії ВЕУ, проаналізувати причини коливання рівнів показників роботи діючої ВЕС набагато складніше, ніж електростанцій традиційного типу. У складі будь-якої промислової ВЕС реалізовано автоматизовану (комп'ютерну) систему реєстрації показників її роботи. Для виконання аналізу цих показників в ІВЕ НАНУ розробляється відповідна математична модель, яка буде реалізована у вигляді комп'ютерної програми. Реалізація цієї моделі дозволить елімінувати вплив чинників, пов'язаних з вітровим режимом на площадці ВЕС, що забезпечить об'єктивний аналіз і оцінку функціонування ВЕС.

Виконання зазначених взаємопов'язаних блоків науково-дослідних робіт дозволить підвищити якість прийняття рішень щодо вибору площадок будівництва ВЕС і щодо рекомендацій для підвищення ефективності роботи діючих ВЕС.

Виходячи з принципу системного підходу, в подальшому необхідно створити систему планування використання вітрових енергетичних ресурсів. Для цього треба виконати значний обсяг науково-дослідних робіт у сфері вітроенергетики. Наявність спеціалізованої системи реєстрації вихідної інформації, постійно поповнюваної бази даних, системи математичних моделей, відповідних алгоритмів і комп'ютерних програм дозволить вирішувати найважливіші завдання оцінки і планування використання вітрових енергетичних ресурсів, а також виконувати конструктивні роботи щодо обґрунтування

площадок для економічно ефективних ВЕС, які будуть створюватися за рахунок недержавних інвестицій.

Основними завданнями щодо науково-дослідних робіт у сфері вітроенергетики є:

- визначення ступеня відповідності топографії існуючої в Україні мережі метеостанцій цілям оцінки вітрових енергетичних ресурсів країни;
- формування системи показників вітрових енергетичних ресурсів та системи факторів, що визначають вітроенергетичні картини територій і регіонів (глобальні та локальні атмосферні потоки, географічні чинники, рельєф);
- розроблення методів кількісного визначення цих показників і факторів, що впливають на вітроенергетичну картину територій;
- формування постійно діючої системи збору інформації для оцінки і планування використання вітрових енергетичних ресурсів України;
- створення математичного та програмного забезпечення планування використання вітрових енергетичних ресурсів України.

На перших етапах становлення світової вітроенергетики занепокоєння всіх учасників цього процесу викликала можлива необхідність вкладання значних інвестицій у створення додаткових і модернізацію існуючих електричних мереж, пов'язану з будівництвом потужних ВЕС. Але досвід країн з високим рівнем впровадження вітроенергетики (Данії, Німеччини, Іспанії) довів, що істотних проблем мережевого характеру при впровадженні ВЕС не існує. Зокрема, це обумовлено тим, що ВЕС споруджуються як розподілена генерація, а проблема резервування потужності для інтеграції ВЕС в енергосистему простіше вирішується для країни, яка має велику площу території і різноманітні кліматичні умови.

Набутий досвід показав, що невелика частка витрат на вирішення реальних проблем щодо приєднання потужних ВЕС до Об'єднаної електроенергетичної системи України забезпечує широкомасштабне впровадження інвестиційних проектів у сфері вітроенергетики. Зазначена задача не входить до завдань Програми і повинна вирішуватись компанією "НЕК Укренерго" та її регіональними електроенергетичними підрозділами за окремими заходами.

З метою залучення українських підприємств до виробництва сучасних ВЕУ необхідно організувати виробництво складових частин ВЕУ в Україні. При цьому треба врахувати зацікавленість інвесторів у зменшенні загальної вартості ВЕУ, якщо комплектуючі частини будуть виготовлятися на території України.

Для вирішення цієї задачі в Україні існують позитивні передумови. Підприємства машинобудування і електронного обладнання освоїли сучасну технологію виробництва комплектуючих ВЕУ на досвіді виробництва ВЕУ Т600-48 номінальною потужністю 600 кВт. Якщо до цього додати ту обставину, що багатьом заводам вдалося зберегти кадри конструкторів, інженерний персонал і робітників, то очевидно, що є всі передумови для освоєння складних механічних і електронних вузлів сучасних ВЕУ в країні.

Прогнозні проектні показники впровадження вітроенергетичних потужностей в Україні до 2030 року надано в таблиці 2.9 [8].

Таблиця 2.9. Проектні потужності будівництва ВЕС до 2030 року

№ з/п	Область	Встановлена потужність ВЕС, МВт				
		Загальна на 2030 рік	2010-2015 рр.	2015-2020 рр.	2020-2025 рр.	2025-2030 рр.
1	АР Крим	5000	1680	1500,00	920	900
2	Вінницька	300	0	0	0	300
3	Волинська	200	0	0	0	200
4	Дніпропетровська	700	0	500,00	0	200
5	Донецька	2400	900	500,00	500	500
6	Житомирська	300	0	0	0	300
7	Запорізька	4400	1200	1200,00	900	1100
8	Івано-Франківська	300	0	150,00	0	200
9	Київська	300	0	0	0	300
10	Кіровоградська	550	0	300,00	0	250
11	Луганська	900	0	0	400	500
12	Львівська	1400	0	950,00	0	400
13	Миколаївська	4800	1300	1300,00	300	1900
14	Одеська	700	550	150,00	0	0
15	Полтавська	400	0	120,00	0	280
16	Рівненська	200	0	100,00	0	100
17	Сумська	200	0	0,00	0	200
18	Тернопільська	100	0	0,00	0	100
19	Харківська	750	0	400,00	0	350
20	Херсонська	4700	0	1500,00	880	2320
21	Хмельницька	200	0	0	0	200
22	Черкаська	200	0	0	0	200
23	Чернівецька	300	0	0	0	300
24	Чернігівська	300	0	0	0	300
	<b>Разом</b>	<b>29600</b>	<b>5630</b>	<b>8670</b>	<b>3900</b>	<b>11400</b>

Величина "зеленого" тарифу для виробників електроенергії з енергії вітру в 2010 році знаходиться на рівні 120,00 копійок за одну кВт-год (без ПДВ). Коефіцієнт "зеленого" тарифу для електроенергії, виробленої об'єктами вітроенергетики, введеними в експлуатацію (або суттєво модернізованими) після 2014, 2019 і 2024 років, зменшується відповідно на десять, двадцять і тридцять відсотків від його базової величини.

Крім зазначеної пільги у вигляді "зеленого" тарифу, інвестор будівництва та експлуатації ВЕС отримає дохід за механізмами Кіотського протоколу. За зменшення обсягів викидів в атмосферу діоксиду вуглецю в обсязі однієї тисячі тонн інвестор отримає одну тисячу одиниць зменшення викидів (ОЗВ), що буде складати суму еквіваленту близько десяти тисяч євро.

Вихідні параметри розрахунку техніко-економічних показників розвитку вітроенергетики в Україні до 2030 р. прийняті на основі усереднених європейських показників в останні роки. Показники виробництва електричної енергії розраховані для вітрових електричних установок мегаватного класу, з урахуванням середньої величини коефіцієнта використання номінальної потужності на рівні 0,3.

У таблиці 2.10 надано вихідні параметри розрахунку техніко-економічних показників розвитку вітроенергетики в Україні до 2030 р., в таблиці 2.11 – показники динаміки введення в дію вітроенергетичних потужностей в Україні [8].

Таблиця 2.10. Вихідні параметри розрахунку техніко-економічних показників розвитку вітроенергетики в Україні до 2030 р. (в цінах 2010 року)

Параметр	Одиниця виміру	Значення*	Частка, %
Питома вартість ВЕУ	грн./кВт	10125,0	75
Додаткові витрати (фундаменти, дороги, ін.)	грн./кВт	2430,0	18
Витрати на приєднання ВЕС до електроенергетичної мережі	грн./кВт	945,0	7
<b>Загальні питомі інвестиції у ВЕС</b>	<b>грн./кВт</b>	<b>13500,0</b>	<b>100</b>

Примітка: \*прийнято курс гривні до євро у розмірі 10 гривень за один євро.

Таблиця 2.11. Прогноз показників введення в дію вітроенергетичних потужностей в Україні до 2030 р.

Показник	Одиниця виміру	Роки			
		2015	2020	2025	2030
Встановлена потужність ВЕС	ГВт	5,63	14,30	18,20	29,60

Прогнозні базові показники використання вітрової енергії в Україні до 2030 року надано в таблиці 2.12 [8].

Таблиця 2.12. Прогнозні базові показники використання вітрової енергії в Україні до 2030 року

№ з/п	Прогнозні показники розвитку вітроенергетики	Одиниці виміру	Рівень розвитку вітроенергетики по роках			
			2015	2020	2025	2030
<b>1.</b>	<b>Енергетичні показники</b>					
1.1	Встановлена потужність	ГВт	5,63	14,3	18,2	29,6
1.2	Річне виробництво електроенергії	млрд кВт·год	14,78	37,58	47,83	77,79
1.3	Річна економія умовного палива	млн т у.п.	5,32	13,53	17,22	28,00
1.4	Обсяги заміщення природного газу	млрд м <sup>3</sup>	4,2	11,7	14,8	24,1
<b>2.</b>	<b>Економічні показники</b>					
2.1	Питомі капіталовкладення	тис. грн./кВт	13,50	13,50	13,50	13,50
2.2	Обсяги фінансування	млрд грн.	15,56	23,4	10,53	30,78
<b>3.</b>	<b>Екологічні показники</b>					
3.1	Обсяги зменшення викидів діоксиду вуглецю	млн т	9,07	24,3	31,0	50,4
<b>4.</b>	<b>Соціальні показники</b>					
4.1	Кількість додаткових робочих місць	тис. осіб	8,44	21,45	27,30	44,39

### 2.5.3 Мала вітроенергетика України

Задача малої вітроенергетики полягає у забезпеченні надійного функціонування автономних та локальних енергосистем, що перетворюють енергію вітру в електроенергію. Практика використання вітроенергетичного обладнання в даних енергосистемах передбачає врахування того моменту, що воно повинне

забезпечувати величину технологічного числа годин роботи виробничих механізмів споживачів, в той час як робота об'єктів промислової вітроенергетики направлена на досягнення максимального виробітку енергії, що віддається на загальну мережу.

В Україні наявні місцевості, де енергопостачання від централізованої мережі може виявитись економічно недоцільним. Це особливо відчутно у тих випадках, коли споживачі мають відносно невелику потужність, а прокладання ЛЕП потребує великих капіталовкладень. Використання в якості альтернативи бензинових або дизельних електростанцій обмежене вимогами екології, доставки та зберігання палива і високими експлуатаційними витратами. В даному випадку ефективним є розвиток автономної або "малої" вітроенергетики. Останнім часом значно підвищився попит і все частіше встановлюються в приватних володіннях автономні вітрогенератори для фермерських угідь та приватних будинків.

Враховуючи вимоги техніки безпеки, у відповідності до діючих в вітроенергетиці нормативних документів щодо підключення об'єктів вітроенергетики до національної електромережі, верхня межа потужності параметричного ряду вітротехніки для автономної вітроенергетики має бути на рівні 20 кВт. За нижню межу потужності вітротехніки для малої вітроенергетики приймається така, яка задовольнить потреби резервного освітлення та роботи переносної радіоапаратури. Виходячи із показників потенціальних вітроустановок вітчизняного виробництва, пропонується їх використання у наступних сферах життєдіяльності України:

- електрозабезпечення невеликих селищ, хуторів, фермерських господарств (ВЕУ потужністю до 20 кВт);
- електрозабезпечення невеликих та середніх фермерських господарств (ВЕУ потужністю близько 7,5 кВт);
- електрозабезпечення приватних сімейних сільськогосподарських підприємств (ВЕУ потужністю близько 3-4 кВт);
- електрозабезпечення приватних осель, помешкань для відпочиваючих (ВЕУ потужністю близько 1 кВт);
- для водопостачання, аерація водойм, мікрозрошення сільськогосподарських культур, застосування вітронасосних установок (ВНУ).

Доступність енергії вітру, його повсюдність викликає значну зацікавленість у малій вітроенергетиці. В той же час, прийняття рішення щодо можливості застосування тієї чи іншої вітроенергетичної системи неможливе без енергетичної оцінки вітроенергетичного потенціалу, що хоча і не суперечить загальній методології оцінки вітроенергетичного потенціалу, але має свої припущення для об'єктів малої вітроенергетики.

У таблиці 2.13 наведені основні характеристики вітроенергетичного обладнання, що існує на сьогодні.

Таблиця 2.13. Основні характеристики вітроенергетичного обладнання

Назва, марка	ПЧЕ-1а-3	ВЕУ-0.75	ВЕУ-1	ВЕУ-1,5-3,5	АВЕ-2-4,5	АВЕ-4-7
Тип	Електрична	Електрична	Електрична	Електрична	Електрична	Електрична
Номинальна потужність, кВт	0,15	0,75	1,0	1,5	2	4
Номинальна швидкість вітру, м/с	7	7,5		9	9,6	8,5
Діапазон робочих швидкостей вітру, м/с	3,5 - 45	2,5 - 45	3,5 - 45	4 - 30	4 - 40	4 - 40
Тип ротора	Горизонтально-осьова	Горизонтально-осьова	Горизонтально-осьова	Горизонтально-осьова	Горизонтально-осьова	Горизонтально-осьова
Діаметр ротора, м	1,55	3,1	3,9		4,5	7
Кількість лопатей, шт.	3	3	3	3	3	3
Аеродинамічний профіль лопатей				FX170K	FX170K	
Номинальна частота обертання ротора, об/хв.	650	330	240	500	400	220
Система регулювання обертів (потужності)	Аеровідцентрова	Аеро-стабілізаторна	Аеро-стабілізаторна	Вивід ротора з-під вітру в горизонтальну площину	Аеровідцентрова	Аеровідцентрова
Система орієнтації	За допомогою хвоста	Вітрильність ротора	Вітрильність ротора			Вітрильність ротора
Система гальмування			Відсутні		Ручне гальмо	Ручне гальмо
Тип башти	Трубчаста	Трубчаста	Трубчаста	Трубчаста	Трубчаста	Трубчаста
Висота башти, м	3		7	8	8,3	8,3
Тип генератора	На постійних магнітах	Багатополюсний		На постійних магнітах	Асинхронний автомобільний	Асинхронний автомобільний
Номинальна напруга, В	12	28	220/24	220	220/24	220/24
Номинальна частота напруги, Гц			50	50	50	50
Додаткове електричне обладнання					Система керування	Система керування
Загальна вага, кг	15	400	160	280	600	950
Вартість	350 \$США	1200 \$США	970 \$США			
Розробник	СКБ ХАІ	СКБ ХАІ	СКБ ХАІ	ІЕД НАН України	ІЕД НАН України	ІЕД НАНУ
Виробник	НПФ "Енергодар"	Компанія "ВИТЭН"	НПФ "Енергодар"	ДНДІ НEE	Херсонський комбайн. з-д	ДП «Дослідне виробництво Інституту проблем машинобудування НАН України» ім.Підгорного

Продовження таблиці 2.13.

Назва, марка	ВЕУ-4/12	ВМ-5	АВЕ-10,0	ВЕГ-10/60	ДН-15	ЭСО-0020	ВМ-37	Вітрогенера-тор
Тип	Електрична	Електрична	Електрична	Електрична опріснювальна	Електрична	Електрична	Електрична	Електрична
Номінальна потужність, кВт	4,0	5	10,0	10	15	20	45	50
Номінальна швидкість вітру, м/с	12	9	12	9,0	8,0		10,3	
Діапазон робочих швидкостей вітру, м/с	4 - 40	2,5 - 25	3 - 20	3 - 60	1,8 - 25	5 - 20	2,5 - 25	
Тип ротора	Ротор Савоніуса	Горизонтально- осьова	Горизонтально- осьова	Горизонтально- осьова	Горизонтально- осьова	Вертикально- осьова	Горизонтально- осьова	Горизонтально- осьова
Діаметр ротора, м	3,13	8	8,1	9,0	14	7,2	16	12
Кількість лопатей, шт.	3	2	3		3	2	2	16
Аеродинамічний профіль лопатей						NACA0020		
Номінальна частота обертання ротора, об/хв.		215		125	60		35/70	60
Система орієнтації				Вітрильність ротора				За допомогою хвоста
Система гальмування								
Тип башти		Трубчаста (бетонна)	Трубчаста	Трубчаста	Трубчаста (бетонна)		Трубчаста (бетонна)	Баштовий кран КБ100
Висота башти, м		20	10		20		20,8	17
Тип генератора		Синхронний		На постійних магнітах	Асинхронний		Асинхронний	
Номінальна напруга, В	110	380/220	220/12	380/220	380/220	380/220	380	220
Номінальна частота напруги, Гц		50	50	50	50	50	50	50
Додаткове електричне обладнання				Акумуляторна батарея				
Загальна вага, кг			320			18000	2800	18000
Вартість	3500-5000 грн.	4900 \$ США			12600 \$ США	30000 \$ США	39600 \$ США	8000 \$ США
Розробник		СП "Електро- сервіс"	НВП "Ікар"	КБ "Південне"	СП "Електро- сервіс"	Фірма "ЕСО"	СП "Електро- сервіс"	ДП "Трансмаши- нвест"
Виробник	Галицький мех. завод	СП "Електро- сервіс"	НВП "Ікар"			Фірма "ЕСО"	СП "Електро- сервіс"	ДП "Трансмаши- нвест"

На сьогодні в Україні розроблена та функціонує Державна програма будівництва та експлуатації вітроелектричних станцій, розробляється нормативна та законодавча база для їх функціонування. В той же час, малі вітроустановки проєктуються та виготовляються окремими невеликими колективами, які не в змозі довести їх до серійного виробництва. В даний час в Україні серійно випускаються вітроелектроустановки потужністю 0,8 кВт, а попит невпинно змінюється в бік установок потужністю 3-10 кВт.

До організаційно-фінансових проблем додаються технічні проблеми. Невелика густина вітрового потоку при середньорічних швидкостях вітру 3-5 м/с, характерних для території України, вимагає збільшення площі обмаху ротора вітроустановки, що, відповідно, знижує її техніко-економічні показники і підвищує вартість енергії, що виробляється. Нерівномірність вітрового потоку в часі зі значною тривалістю затишшя вимагає застосування систем акумулювання та пристроїв для отримання нормованих параметрів струму відповідно до вимог споживача.

## **2.6 Сучасний стан обладнання мережевих вітроелектричних станцій, що діють на території України**

Вітрові електричні станції мережевого типу, що діють на території України в даний час, було побудовано в рамках виконання державної Комплексної програми будівництва вітроелектростанцій. Основним обладнанням, що входить до складу мережевої вітроелектростанції, є вітроелектричні установки разом з відповідною системою керування, решту становить загальноживане енергетичне обладнання (кабельні мережі, трансформаторні підстанції тощо).

На час розроблення Комплексної програми в Україні не було власних розробок ВЕУ, технології виготовлення яких було доведено до організації серійного виробництва. На жаль, такі розробки відсутні в Україні і на цей час. Власні значні розробки ВЕУ мають лише Данія, Німеччина і США та декілька виробників з інших країн, при тому, що фінансування таких розробок відбувається тільки за рахунок приватних інвестицій.

### **2.6.1 Вибір вітроустановок для будівництва вітроелектростанцій**

Основними принципами відбору ВЕУ для будівництва ВЕС у рамках Програми були прийняті наступні:

створення конкурентних умов для відбору зразків ВЕУ, складові частини яких мають виготовлятися на вітчизняних заводах;

перевірка працездатності та техніко-економічних характеристик дослідних ВЕУ, розроблених вітчизняними конструкторськими організаціями;

конкурсний відбір пропозицій зарубіжних компаній по виготовленню ліцензійних ВЕУ на українських заводах.



На цих принципах створено механізм вибору найбільш ефективних ВЕУ, на базі яких було організовано будівництво ВЕС на першому етапі виконання Комплексної програми (1997-2000 рр.).

На цьому етапі реалізації Програми для будівництва ВЕС передбачалося застосування ліцензійної ВЕУ USW56-100 розробки американської фірми "Кенетек Віндпауер" українського виробництва, установок розробки ДКБ "Південне" – АВЕ-250С, ВЕУ-220, ВЕУ-500, а також вітчизняних моделей розробки приватних компаній – ВЕУ ЕСО-0420 та ВМ-37.

Ліцензійна ВЕУ USW56-100 виявилася більш конструктивно відпрацьованою і будівництво промислових ВЕС на першому етапі реалізації Комплексної програми виконувалось на базі цих ВЕУ.

Вищезазначені ВЕУ вітчизняної розробки не були поставлені на серійне виробництво і не застосовані для будівництва промислових ВЕС у зв'язку з негативними результатами їх дослідної експлуатації у складі пілотних ВЕС.

Пілотні ВЕС, як правило, будуються з метою дослідження економічної ефективності експлуатації в конкретних умовах ВЕУ і доцільності будівництва на їх базі ВЕС великої потужності (понад 50 МВт).

За період з 1997 по 2003 рік за кошти Комплексної програми фінансувалося будівництво та дослідна експлуатація однієї малої ВЕС (Асканійської) потужністю 0,6 МВт, а також пілотних ВЕС: Трускавецької, Західно-Сиваської, Аджигольської, Акташської, Чорноморської та Євпаторійської дослідної ВЕС.

Будівництво Трускавецької, Асканійської та Західно-Сиваської ВЕС виконувалось на базі ВЕУ типу USW56-100.

На Аджигольській, Акташській та Чорноморській пілотних ВЕС проводилась дослідна експлуатація дослідних ВЕУ типу АВЕ-250С. Вітроелектрична установка АВЕ-250С номінальною потужністю 200 кВт, конструкція якої розроблялася з 1987 року російською організацією "Вітроен", потім – ДКБ "Південне", проходила дослідне відпрацювання з 1993 року. Дослідна партія ВЕУ була виготовлена на замовлення Міненерго України по конструкторській документації ДКБ "Південне" у 1991-1994 роках. На базі цих вітроагрегатів у 1993-1994 роках було збудовано три пілотні ВЕС – Акташська (9 ВЕУ), Чорноморська (4 ВЕУ) і Аджигольська (3 ВЕУ). ДКБ "Південне" здійснювало доробку різних конструкторських рішень. До стану серійного виробництва ВЕУ АВЕ-250С доведені не були.

За результатами дослідної експлуатації Мінпаленерго рекомендовано припинити експлуатацію дослідних ВЕУ АВЕ-250С та прийняти остаточне рішення щодо можливості їх подальшого використання з урахуванням пов'язаних з цим фінансово-економічних та інших аспектів.

На Акташській ВЕС було передбачено також проведення дослідної експлуатації ВЕУ-500 потужністю 500 кВт. Початок дослідної експлуатації планувався на початок 2004 року, проте під час попередніх випробувань ВЕУ вийшла з ладу, і за висновками фахівців її відновлення та подальшу роботу визнано недоцільними.

Дослідна ВЕУ ЕСО-0420 потужністю 420 кВт була встановлена на пілотній Євпаторійській ВЕС у жовтні 1998 року. Під час проведення комплексних випробувань сталось руйнування опорної вежі і, внаслідок падіння, – ротора ВЕУ. Відновлення установки визнано недоцільним.

Другий етап реалізації Комплексної програми передбачав організацію виробництва ВЕУ потужністю понад 500 кВт і продовження будівництва ВЕС на їх основі.

З 1999 по 2001 рік було проведено переговори в Україні та Німеччині між представниками урядових установ та німецьких фірм "Генезис", "Нордекс", "ДеВінд", "Пфляйдерер", "Ротек", "Фурлендер", "Енеркон", "Л&М Гласфайбер", які виготовляють вітроенергетичне обладнання. Пізніше також була одержана пропозиція бельгійської фірми "Турбоуіндс" на передачу Україні ліцензії на виробництво ВЕУ Т600-48 потужністю 600 кВт.

З урахуванням можливостей вітчизняних підприємств по освоєнню технології в короткі терміни і особливостей будівництва ВЕС в Україні та інших факторів пріоритет було надано виробництву ВЕУ типу Т600-48 (600 кВт) бельгійської фірми "Турбоуіндс".

За час дії Програми виготовлено та передано замовникам 774 ВЕУ типу USW56-100 і 24 ВЕУ Т600-48 установчої серії. Не всі з виготовлених установок були введені в експлуатацію; частина їх (це стосується ВЕУ типу USW56-100) була виведена з експлуатації з різних причин.

Виробництво USW56-100 припинено у 2006 році. Кількість українських збиральних одиниць у цих агрегатах спочатку становила близько 40%, що пов'язувалося з необхідністю значної підготовки їх виробництва, у подальшому цей показник збільшився майже до 100%. Після виготовлення установчої серії та проведення кваліфікаційних випробувань вітроагрегат було сертифіковано в системі УкрСЕПРО.

У 2002 році компанія "Уінденерго ЛТД" одержала право, як ліцензіат, на використання технології (ноу-хау) для виробництва вітроенергетичної генеруючої установки Т600-48 потужністю 600 кВт з лопатями ротора діаметром 48 м, які пройшли типову сертифікацію в CIWI (Голландія, інститут сертифікації турбін) і мають виміряну і сертифіковану криву потужності.

Створення головного складального виробництва ВЕУ Т600-48 передбачене на ДП "ВО ПМЗ ім.О.М.Макарова", м. Дніпропетровськ. До переліку складових частин ліцензійних ВЕУ, виготовлення яких освоєне на заводах України, включено: деталі маточини, раму гондоли, шафу керування, шафу розподільчу, блок комутаційний, блок обігріву гондоли, комплект кабелів, кожух гондоли, обтічник носової маточини та деталі, що входять до складу гондоли.

## 2.6.2 Показники експлуатації ВЕС на базі ВЕУ USW56-100

ВЕУ типу USW56-100 почали встановлюватися на українських ВЕС у 1993 році. Спочатку це були три зразки ВЕУ американського виробництва, встановлені на Донузлавській ВЕС у районі селища Новоозерне (АР Крим), надалі будівництво здійснювалось на базі ліцензійних ВЕУ вітчизняного виробництва. Всього було виготовлено 774 ВЕУ даного типу; встановлено та введено в експлуатацію 747: частина установок не здана в експлуатацію (Західно-Сиваська – 12 ВЕУ та Сиваська – 15). Деякі з введених ВЕУ було потім законсервовано (Трускавецька – 7 ВЕУ, Асканійська – 6 ВЕУ).

Діючі ВЕУ розподілено по ВЕС наступним чином: Донузлавська – 101; Судакська – 58; Новоазовська – 204; Мирнівська (Сакська) – 177; Тарханкутська – 127; Прісноводненська – 52; Східно-Кримська – 15.

В даний час найдавнішу із ВЕС – Донузлавську – разом із підпорядкованою їй Судакською дільницею виведено з підпорядкування Мінпаливенерго. У 2010 році ці ВЕС декларували наявність у експлуатації 81 установки на Донузлавській та 16 на Судакській дільницях.

Для оцінки якості виготовлення ВЕУ на українських підприємствах порівнювалась робота трьох ВЕУ американського виробництва та установок вітчизняного виробництва, встановлених на Донузлавській ВЕС. Для порівняння в таблиці 2.14 наводяться осереднені показники експлуатації для трьох ВЕУ №№1-3 (американських) та для всіх інших ВЕУ цієї вітростанції, що перебували у стані стабільної експлуатації. До розгляду прийнято період виконання Комплексної програми, під час якого відбувалося виробництво USW56-100.

Таблиця 2.14. Середні показники експлуатації ВЕУ на Донузлавській ВЕС

Рік	Контакторні години		Коефіцієнт технічної готовності ВЕУ		Коефіцієнт використання встановленої потужності, %	
	№№ 1-3	всі ВЕУ	№№ 1-3	всі ВЕУ	№№ 1-3	всі ВЕУ
1998	2374	1726	1,0	0,85	8,2	6,0
1999*	1519	1507	0,97	0,79	7,7	5,7
2000	2041	1719	0,95	0,92	7,2	6,5
2001	2216	1766	0,91	0,88	7,9	6,6
2002*	2167	1932	0,96	0,90	9,1	7,0
2003	2409	1905	1,0	0,91	8,0	6,6
2004	2120	1695	0,94	0,87	7,0	5,9
2005*	2001	1424	1,0	0,82	7,6	5,1
2006	1942	1144	0,99	0,70	7,1	4,3
<b>В середньому</b>	<b>2088</b>	<b>1646</b>	<b>0,97</b>	<b>0,85</b>	<b>7,8</b>	<b>5,9</b>

\* Дані року неповні.

Як видно, в середньому вітроелектростанції українського виробництва поступають американським прототипам за таким показником як технічна готовність, тобто надійність, майже на 10 відсотків. Відповідно менший і рівень використання встановленої потужності (або виробітку електроенергії). Додаткові втрати виробітку викликані менш вдалим розташуванням вітроелектростанцій. Якщо вітроелектростанції американського виробництва розташовані на відстані до 45 м одна від одної, то для решти вітроелектростанцій українського виробництва ця відстань була 24-35 м, що значно збільшило їх взаємозатінення. При цьому частина українських вітроелектростанцій, які знаходились з навітряного боку та не мали проблем з надійністю (обирались по 12 вітроелектростанціях з кращими показниками), періодично показували не меншу продуктивність або навіть вищу в залежності від ступеня затінення вітроелектростанцій іншими установками (табл. 2.15).

Таблиця 2.15. Дані про роботу промислових ВЕС на базі USW56-100

Назва ВЕС	Рік	Середній виробіток на одну ВЕУ, кВт-год	Середній коефіцієнт технічної готовності	Коефіцієнт використання встановл. потужн., %, по 12 ВЕ (середній)		Середньорічна швидкість вітру, м/с	Простої ВЕУ в ремонті (% від фонду календарного часу)
1	2	3	4	5		6	7
Новоозовська	1999	57 800	0,99	6,14	5,27	4,83	0,8
	2000	64 700	0,99	6,86	6,09	4,91	0,9
	2001	64 400	0,98	6,84	5,48	4,86	2,4
	2002	58 000	0,93	6,16	4,83	4,67	7,3
	2003	74 100	0,55	7,87	4,07	4,76	44,8
	2004	59 100	0,80	6,27	4,56	4,66	17,2
	2005	59 400	0,91	6,31	4,30	4,61	9,5
	2006	45 600	0,88	4,84	3,27	4,51	12,1
	2007	70 100	0,88	7,50	3,80	4,79	11,9
<b>В середньому:</b>		<b>61 400</b>	<b>0,88</b>	<b>6,53</b>	<b>4,63</b>	<b>4,37</b>	<b>11,9</b>
Донузлавська	1997	63 900	0,89	6,79	5,43	4,8	11,3
	1998	70 300	0,85	7,47	6,00	5,0	14,9
	1999	61 100	0,79	6,49	5,71	4,84	20,6
	2000	67 100	0,92	7,12	6,54	4,98	7,8
	2001	84 900	0,88	9,02	6,57	4,85	13,7
	2002	85 700	0,90	9,10	6,99	4,93	10,9
	2003	90 700	0,91	9,63	6,56	5,04	8,8
	2004	82 200	0,87	8,73	5,87	5,19	12,8
	2005	71 300	0,82	7,57	5,06	5,21	17,9
2006	69 800	0,70	7,41	4,31	5,16	30,9	
2007	75 000	0,60	8,0	4,1	5,39	40,4	
<b>В середньому:</b>		<b>74 700</b>	<b>0,83</b>	<b>7,93</b>	<b>5,90</b>	<b>5,0</b>	<b>17,2</b>
Судакська	2002	128 500	0,82	13,64	12,57	6,14	16,8
	2003	106 000	0,60	11,25	7,82	5,78	46,8
	2004	108 000	0,65	11,45	8,50	5,99	43,6
	2005	114 000	0,58	12,00	6,50	5,78	41,5
	2006	83 200	0,39	8,84	3,45	5,62	60,6
	2007	81 000	0,30	8,64	2,70	5,65	70,1
<b>В середньому:</b>		<b>107 900</b>	<b>0,61</b>	<b>11,44</b>	<b>7,77</b>	<b>5,86</b>	<b>41,8</b>

Продовження таблиці 2.15

1	2	3	4	5		6	7
Мирнівська	1999	57 200	0,90	6,07	5,95	5,36	7,4
	2000	66 500	0,86	7,06	6,72	5,03	13,7
	2001	89 500	0,84	9,50	6,69	5,40	15,7
	2002	93 200	0,88	9,90	7,60	5,18	11,9
	2003	96 300	0,93	10,23	8,05	5,31	7,2
	2004	82 300	0,96	8,74	6,76	5,01	4,2
	2005	77 500	0,97	8,23	6,70	5,14	3,9
	2006	86 600	0,95	9,20	6,01	5,10	4,4
2007	90 100	0,95	9,61	6,20	5,42	3,8	
<b>В середньому:</b>		<b>82 100</b>	<b>0,91</b>	<b>8,76</b>	<b>6,74</b>	<b>5,21</b>	<b>8,0</b>
Тарханкутська	2003	110 000	0,84	11,68	9,70	5,60	14,1
	2004	111 300	0,84	11,82	8,78	5,66	16,9
	2005	108 700	0,78	11,54	7,33	5,57	19,8
	2006	106 900	0,81	11,35	7,42	5,70	17,8
	2007	109 100	0,91	11,58	8,28	5,59	8,6
<b>В середньому:</b>		<b>109 200</b>	<b>0,84</b>	<b>11,6</b>	<b>8,3</b>	<b>5,6</b>	<b>17,0</b>

Середньорічний виробіток на одній вітроелектроустановці визначено по 12 кращих установках, які мали мінімальний час простоїв. Інші показники враховують усі вітроелектроустановки, встановлені на вітроелектричній станції.

Ефективність експлуатації ВЕУ в складі різних ВЕС може порівнюватися в основному за таким інтегральним показником, як коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП). Він залежить від наявного вітропотенціалу, технічної готовності ВЕУ, стану станційного обладнання, якості обслуговування, якості проектних рішень (впливу рельєфу площадки, взаємозатінення вітроелектростанцій тощо).

Рівень технічної готовності ВЕУ безпосередньо впливає на виробіток електроенергії. Технічна готовність ВЕУ визначається часом, що витрачений на її ремонт і технічне обслуговування. Проектний коефіцієнт технічної готовності ВЕУ прийнято рівним 0,96, тобто втрати виробітку з цієї причини мали б складати близько чотирьох відсотків. Насправді готовність ВЕУ на деяких ВЕС є значно нижчою. Особливо це помітно на прикладі Донузлавської та Судакської ВЕС, технічна готовність яких з часом значно погіршилась, особливо починаючи з 2008 року. Стан експлуатації ВЕУ на інших ВЕС в останні роки наведено в таблиці 2.16.

Стосовно низьких показників роботи Донузлавської та Судакської ВЕС комісією Мінпаліверенерго у 2008 році було зроблено наступні висновки:

- недоліки в експлуатації та технічному обслуговуванні ВЕУ;
- відсутність достатнього експлуатаційного та ремонтного персоналу;
- відсутність запасних частин та інструментів для ремонтних робіт;
- відсутність ремонтної бази.

Таблиця 2.16. Рівень використання встановленої потужності та технічної готовності ВЕУ

Найменування ВЕС	Коефіцієнт використання встановл. потужн.		Коефіцієнт технічної готовності, %		Середня швидкість вітру, м/с	
	2009	2010*	2009	2010*	2009	2010*
Мирнівська	5,7	7,1	0,94	0,82	4,6	5,3
Новоазовська	3,5	5,6	0,91	0,78	4,6	4,5
Тарханкутська	6,1	9,4	0,81	0,78	5,4	5,5
Прісноводненська	14,3	12,9	0,90	0,87	6,7	6,5
Східно-Кримська	9,9	8,8	0,99	0,95	5,6	5,4

\*Примітка. Дані за 2010 рік є неповними у зв'язку із завершенням Комплексної програми та відповідною зміною звітності ВЕС.

Зокрема, не виконуються ремонт дев'яти ВЕУ впродовж майже п'яти років. Взагалі 79 ВЕУ знаходяться в стані ремонту терміном більше одного року. На час перевірки на Судакській дільниці не працювало 88% ВЕУ, на Донузлавській – 44%.

Наказом Мінпаливенерго від 14.11.2008 проведена реорганізація ДП "Донузлавська ВЕС" у зв'язку з передачею будівництва та експлуатації ВЕС ДП "НАЕК Енергоатом". Згідно даних за лютий 2010 р. в експлуатації знаходились: на Донузлавській 81 ВЕУ, з яких 44 в ремонті; на Судакській – 16 ВЕУ, з них 8 в ремонті.

Що стосується ВЕУ USW 56-100 загалом, до головних проблем стосовно їх якості можна віднести наступні.

Найбільш поширені причини відмов обладнання:

– сповзання, відрив, тріщини лопатей; навіть після заміни всіх лопатей, виготовлених до 2000 року, і переходу на інші конструкційні матеріали ці проблеми не зникли і становлять біля третини всіх відмов;

– відмови механізму пітча (підвищений люфт, заклинення, відмова вала датчика пітча);

– відмови інших складових конструкції – маточини, гальм, системи керування, ущільнюючих елементів трансмісії та головного вала тощо.

Зростають потреби в капітальному ремонті ВЕУ раніше від нормативних термінів (згідно ТУ термін експлуатації до першого капітального ремонту має становити 10 років, а загальний термін експлуатації визначено як 25 років). Існує також проблема недостатньої комплектації запасними частинами; ця проблема особливо загострилася після припинення виробництва ВЕУ. Отож частина установок просто виводиться з експлуатації, а їх працездатні деталі використовуються для відновлення інших ВЕУ.

Однією із суто станційних причин зменшення виробітку електроенергії є власне споживання та втрати в електромережах. Такі втрати проєктуються в

межах 8 відсотків виробітку електроенергії, на практиці вони коливаються в межах 5-10 відсотків. Крім того, стартова швидкість вітру, при якій ВЕУ вмикаються в режим генерування, на практиці перевищує паспортну і досягає 5,5-6 м/с. Це обумовлено настройкою системи керування, за допомогою такого заходу персонал ВЕС намагається запобігти підвищеному зносу обладнання в умовах нестабільного вітрового режиму.

Вплив ландшафту та розташування ВЕУ на характер вітрового потоку також змінює продуктивність ВЕС. Як показують розрахунки, виконані МНТЦ вітроенергетики з використанням комп'ютерної програми WindFarm для площадок всіх ВЕС, що будуються в Україні, загальний рівень втрат від дії цих факторів може становити від 15 до 40 відсотків потенційного виробітку електроенергії, що свідчить про неякісне проектування ВЕС.

Загалом якість, надійність та ефективність роботи вітчизняних ліцензійних ВЕУ USW 56-100 була визнана достатньою для забезпечення прибуткової роботи ВЕС, що підтверджується досвідом роботи Мирнівської, Тарханкутської та особливо Прісноводненської ВЕС.

### **2.6.3 Показники експлуатації ВЕУ Т600-48**

У 2010 році продовжувалася експлуатації трьох ВЕУ Т600-48 (двох на Новоазовській ВЕС і однієї на Тарханкутській ВЕС), які були закуплені у 2003 році в компанії "Турбоуіндс" (Бельгія) і встановлені як промислові зразки для дослідно-промислової експлуатації в умовах України.

У 2005 - 2008 роках введено в експлуатацію сім ВЕУ Т600-48 установчої серії, виготовлених в Україні – три на Тарханкутській ВЕС (у травні 2005 р., грудні 2006 р. та вересні 2007 р.), одну на Новоазовській ВЕС (у червні 2006 р.) і три на Мирнівській ВЕС (дві у листопаді 2006 р. та одна у січні 2008 р.). Крім того, у 2009 році введено в експлуатацію три ВЕУ – одну в липні на Тарханкутській ВЕС та дві у серпні на Східно-Кримській ВЕС.

Основними показниками ефективності роботи ВЕУ Т600-48 є річний виробіток електроенергії і середньорічний коефіцієнт використання номінальної потужності та їх відповідність потенційним значенням цих показників, визначеним з урахуванням наявного вітропотенціалу на місці установки.

Середньорічний коефіцієнт використання номінальної потужності є підсумковим показником якості проектних рішень і ефективності експлуатації ВЕУ в метеоумовах конкретної площадки. Цей показник розраховується виходячи зі значення річного виробітку електроенергії.

Нижче, в таблицях 2.17-2.20, наведено показники експлуатації ВЕУ Т600-48 на Новоазовській, Тарханкутській, Мирнівській та Східно-Кримській ВЕС.

Показники експлуатації ВЕУ Т600-48 наведені за результатами щомісячних даних експлуатації ВЕС (з початку експлуатації по грудень 2009 року).

Потенційний щорічний виробіток електроенергії (колонка 5 таблиці) визна-

чено окремо для Новоазовської і Тарханкутської ВЕС, виходячи з середніх річних показників ВЕУ бельгійського виробництва в період роботи з коефіцієнтом готовності від 0,95 до 1,0. Для Мирнівської та Східно-Кримської ВЕС прийнято потенційний щорічний виробіток електроенергії, визначений для Тарханкутської ВЕС. Потенційний середньорічний коефіцієнт використання номінальної потужності ВЕУ (колонка 7 таблиці) визначається для значень потенційного щорічного виробітку електроенергії. В колонці 8 таблиці надано фактичний коефіцієнт готовності ВЕУ, який є комплексним показником надійності; при цьому готовність ВЕУ залежить від поєднання безвідмовності, ремонтно-придатності та забезпечення технічного обслуговування і ремонту.

Таблиця 2.17. Показники експлуатації ВЕУ Т600-48 на Новоазовській ВЕС

Заводський номер ВЕУ	Середня швидкість вітру, м/с	Контактний години	Фактичний виробіток електроенергії, кВт·год	Потенційний виробіток електроенергії, кВт·год	Коефіцієнт використання встановленої потужності		Коефіцієнт готовності	Врати часу на усунення відмов, годин
					Фактич.	Потенц.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>За 2003 рік (з липня по грудень)</b>								
№ 1	6,4	3331	554710	661430	0,21	0,25	0,89	484
№ 2	6,4	3382	552184	661430	0,21	0,25	0,93	327
<b>Всього</b>	<b>6,4</b>	<b>6713</b>	<b>1106894</b>	<b>1322860</b>	<b>0,21</b>	<b>0,25</b>	<b>0,91</b>	<b>811</b>
<b>За 2004 рік</b>								
№ 1	6,6	5966	1106799	1367118	0,21	0,26	0,83	1521
№ 2	6,6	5822	1038340	1367118	0,20	0,26	0,82	1614
<b>Всього</b>	<b>6,6</b>	<b>11788</b>	<b>2145139</b>	<b>2734236</b>	<b>0,20</b>	<b>0,26</b>	<b>0,82</b>	<b>3135</b>
<b>За 2005 рік</b>								
№ 1	6,9	4372	874859	1494139	0,17	0,28	0,65	3056
№ 2	6,9	6420	1189524	1494139	0,23	0,28	0,88	1083
<b>Всього</b>	<b>6,9</b>	<b>10792</b>	<b>2064383</b>	<b>2988278</b>	<b>0,20</b>	<b>0,28</b>	<b>0,76</b>	<b>4139</b>
<b>За 2006 рік</b>								
№ 1	6,4	4893	921732	1282437	0,18	0,24	0,71	2573
№ 2	6,4	6798	1207328	1282437	0,23	0,24	0,93	601
№ 6	6,0	2309	312546	612953	0,10	0,21	0,61	2008
<b>Всього</b>	<b>6,4</b>	<b>14000</b>	<b>2441606</b>	<b>3177827</b>	<b>0,18</b>	<b>0,24</b>	<b>0,77</b>	<b>5182</b>
<b>За 2007 рік</b>								
№ 1	6,9	5411	1101571	1464701	0,21	0,28	0,77	2050
№ 2	6,9	6595	1218221	1464701	0,23	0,28	0,90	884
№ 6	6,9	4191	752787	1464701	0,14	0,28	0,61	3382
<b>Всього</b>	<b>6,9</b>	<b>16197</b>	<b>3072577</b>	<b>4394103</b>	<b>0,19</b>	<b>0,28</b>	<b>0,76</b>	<b>6317</b>
<b>За 2008 рік</b>								
№ 1	6,6	4844	1013731	1355010	0,19	0,26	0,65	3038
№ 2	6,6	4507	867260	1355010	0,17	0,26	0,63	3262
№ 6	6,6	6672	1267359	1355010	0,24	0,26	0,93	587
<b>Всього</b>	<b>6,6</b>	<b>16023</b>	<b>3148350</b>	<b>4065030</b>	<b>0,20</b>	<b>0,26</b>	<b>0,74</b>	<b>6886</b>



Продовження таблиці 2.17.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>За 2009 рік</b>								
№ 1	6,7	3845	609469	1354058	0,12	0,26	0,54	4057
№ 2	6,7	5037	750834	1354058	0,14	0,26	0,70	2666
№ 6	6,7	7089	1300438	1354058	0,25	0,25	0,96	390
<b>Всього</b>	<b>6,7</b>	<b>15970</b>	<b>2660741</b>	<b>4062174</b>	<b>0,18</b>	<b>0,25</b>	<b>0,73</b>	<b>7112</b>
<b>За період експлуатації з липня 2003 р. по грудень 2009 р.</b>								
№ 1	6,7	32662	6268415	8864406	0,18	0,26	0,74	14729
№ 2	6,7	38561	6864570	8864406	0,20	0,26	0,82	10437
№ 6	6,6	21474	3864889	4774646	0,21	0,26	0,8	6367
<b>Всього</b>	<b>6,7</b>	<b>92697</b>	<b>16997874</b>	<b>22503458</b>	<b>0,20</b>	<b>0,26</b>	<b>0,78</b>	<b>31532</b>

Таблиця 2.18. Показники експлуатації ВЕУ Т600-48 на Тарханкутській ВЕС

Заводський номер ВЕУ	Середня швидкість вітру, м/с	Контактний годин	Фактичний виробок електроенергії, кВт·год	Потенційний виробок електроенергії, кВт·год	Коефіцієнт використання встановленої потужності		Коефіцієнт готовності	Врати часу на усунення відмов, годин
					Фактич.	Потенц.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>За 2003 рік (з червня по грудень)</b>								
№ 3	6,96	3682	821401	796727	0,28	0,3	0,92	379
<b>За 2004 рік</b>								
№ 3	7,39	4960	1229533	1752476	0,23	0,33	0,69	2686
<b>За 2005 рік</b>								
№ 3	7,47	7306	1678837	1784147	0,32	0,34	0,94	562
№ 4	7,23	2905	426703	1064386	0,13	0,32	0,63	2030
<b>Всього</b>	<b>7,47</b>	<b>10211</b>	<b>2105540</b>	<b>2848533</b>	<b>0,25</b>	<b>0,33</b>	<b>0,82</b>	<b>2592</b>
<b>За 2006 рік</b>								
№ 3	7,3	6294	1465742	1716846	0,28	0,33	0,91	763
№ 4	7,3	3541	809923	1716846	0,15	0,33	0,52	4194
<b>Всього</b>	<b>7,3</b>	<b>9835</b>	<b>2275665</b>	<b>3433692</b>	<b>0,22</b>	<b>0,33</b>	<b>0,72</b>	<b>4957</b>
<b>За 2007 рік</b>								
№ 3	7,3	5106	1209310	1734053	0,23	0,33	0,74	2293
№ 4	7,3	5125	1185564	1734053	0,23	0,33	0,75	2230
№ 11	7,0	4600	991376	1083434	0,20	0,31	0,79	1227
№ 13	7,6	1171	238280	604458	0,14	0,35	0,68	904
<b>Всього</b>	<b>7,3</b>	<b>16001</b>	<b>3624530</b>	<b>5155998</b>	<b>0,21</b>	<b>0,33</b>	<b>0,75</b>	<b>6654</b>
<b>За 2008 рік</b>								
№ 3	7,2	4530	988358	1685381	0,19	0,32	0,72	2496
№ 4	7,2	4253	997416	1685381	0,19	0,32	0,73	2331
№ 11	7,2	0	0	1685381	0,0	0,32	0,0	8760
№ 13	7,2	4776	1037406	1685381	0,20	0,32	0,65	3038
<b>Всього</b>	<b>7,2</b>	<b>13559</b>	<b>3023180</b>	<b>6741524</b>	<b>0,14</b>	<b>0,32</b>	<b>0,53</b>	<b>16625</b>

Продовження таблиці 2.18.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>За 2009 рік</b>								
№ 3	7,1	7346	1538052	1617986	0,29	0,31	0,89	984
№ 4	7,1	7377	1533169	1617986	0,29	0,31	0,90	912
№ 11	7,1	5763	1171452	1617986	0,22	0,31	0,62	3367
№ 13	7,1	5875	1210419	1617986	0,23	0,31	0,81	1704
№ 18	6,8	4060	867942	909368	0,30	0,31	1,0	168
<b>Всього</b>	<b>7,1</b>	<b>12302</b>	<b>6321034</b>	<b>7381312</b>	<b>0,26</b>	<b>0,31</b>	<b>0,82</b>	<b>7135</b>
<b>За період експлуатації з липня 2003 р. по грудень 2009 р.</b>								
№ 3	7,3	39224	8931233	11274927	0,26	0,33	0,82	10163
№ 4	7,2	23201	4952775	7838968	0,20	0,32	0,71	11697
№ 11	7,1	10363	2162828	4386801	0,14	0,28	0,49	13354
№ 15	7,2	11822	2486105	3907825	0,22	0,34	0,71	5646
№ 18	6,8	4060	867942	909368	0,30	0,31	1,0	168
<b>Всього</b>	<b>7,2</b>	<b>88669</b>	<b>19400883</b>	<b>28317889</b>	<b>0,22</b>	<b>0,32</b>	<b>0,72</b>	<b>41028</b>

Таблиця 2.19. Показники експлуатації ВЕУ Т600-48 на Мирнівській ВЕС

Завольський номер ВЕУ	Середня швидкість вітру, м/с	Контактна тривалість години	Фактичний виробіток електроенергії, кВт-год	Потенційний виробіток електроенергії, кВт-год	Коефіцієнт використання встановленої потужності		Коефіцієнт готовності	Втрати часу на усунення відмов, годин
					Фактич.	Потенц.		
<b>За 2006 рік (з листопада по грудень)</b>								
№ 8	6,1	996	163928	202851	0,19	0,23	0,82	264
№ 10	6,1	1178	208990	202851	0,24	0,23	1,0	0
<b>Всього</b>	<b>6,1</b>	<b>2174</b>	<b>372918</b>	<b>405702</b>	<b>0,21</b>	<b>0,23</b>	<b>0,91</b>	<b>264</b>
<b>За 2007 рік</b>								
№ 8	7,0	5988	1208122	1614096	0,25	0,34	0,84	1272
№ 10	7,0	5969	1163081	1614096	0,24	0,34	0,84	1276
<b>Всього</b>	<b>7,0</b>	<b>11957</b>	<b>2371203</b>	<b>3228192</b>	<b>0,25</b>	<b>0,34</b>	<b>0,84</b>	<b>2548</b>
<b>За 2008 рік</b>								
№ 8	7,3	12	4404	1697062	0,0	0,32	0,0	8772
№ 10	7,3	6493	1219533	1697062	0,23	0,32	0,87	1131
№ 15	7,3	3160	695369	1697062	0,14	0,32	0,45	4593
<b>Всього</b>	<b>7,3</b>	<b>9665</b>	<b>1919306</b>	<b>5091186</b>	<b>0,12</b>	<b>0,32</b>	<b>0,44</b>	<b>14495</b>
<b>За 2009 рік</b>								
№ 8	6,7	0	0	1449133	0,0	0,28	0,0	8760
№ 10	6,7	6193	1170795	1449133	0,22	0,28	0,92	717
№ 15	6,7	6254	1234348	1449133	0,23	0,28	0,92	660
<b>Всього</b>	<b>6,7</b>	<b>12447</b>	<b>2405143</b>	<b>4347399</b>	<b>0,15</b>	<b>0,28</b>	<b>0,61</b>	<b>10137</b>
<b>За період експлуатації з листопада 2006 р. по грудень 2009 р.</b>								
№ 8	7,0	6996	1376454	4963142	0,08	0,30	0,31	19020
№ 10	7,0	19833	3762399	4963142	0,23	0,30	0,89	3124
№ 15	7,2	9414	1929717	3146195	0,19	0,31	0,69	5253
<b>Всього</b>	<b>7,0</b>	<b>36243</b>	<b>7068570</b>	<b>13072479</b>	<b>0,16</b>	<b>0,30</b>	<b>0,62</b>	<b>27397</b>

Таблиця 2.20. Показники експлуатації ВЕУ Т600-48 на Східно-Кримській ВЕС

Заводський номер ВЕУ	Середня швидкість вітру, м/с	Контактний годин	Фактичний виробіток електроенергії, кВт·год	Потенційний виробіток електроенергії, кВт·год	Коефіцієнт використання встановленої потужності		Коефіцієнт готовності	Втраги часу на усунення відмов, годин
					Фактичний	Потенц.		
<b>За 2009 рік (з серпня по грудень)</b>								
№ 20	6,7	2698	604079	615333	0,27	0,28	0,96	153
№ 21	6,7	2856	610816	615333	0,28	0,28	1,0	18
<b>Всього</b>	<b>6,7</b>	<b>5555</b>	<b>1214895</b>	<b>1230666</b>	<b>0,28</b>	<b>0,28</b>	<b>0,98</b>	<b>171</b>

Результати промислової експлуатації ВЕУ Т600-48 в умовах України в цілому свідчать про потенційні можливості забезпечення достатньо високих експлуатаційних показників цих ВЕУ. Так, при роботі ВЕУ з середнім коефіцієнтом готовності 0,99 середній річний виробіток електроенергії на Тарханкутській ВЕС складає близько 1700 МВт·год при середній швидкості вітру 7,3 м/с, на Новоазовській ВЕС – близько 1400 МВт·год при середній швидкості вітру 6,7 м/с.

Основні дані ефективності експлуатації ВЕУ Т600-48 на промислових ВЕС свідчать про те, що фактичні значення щорічного виробітку електроенергії на трьох ВЕС (крім Східно-Кримської ВЕС) нижче від розрахованих значень цього показника, при цьому втрати виробітку електроенергії за весь період експлуатації знаходяться в межах: на Новоазовській ВЕС – 25%, на Тарханкутській ВЕС – 32%, на Мирнівській ВЕС – 46%.

Враховуючи, що потенційний виробіток електроенергії на ВЕС визначено виходячи з середнього виробітку електроенергії ВЕУ бельгійського виробництва в період роботи з коефіцієнтом готовності від 0,96 до 1,0, можна зробити висновок, що основною причиною втрат виробітку електроенергії на ВЕС є низький коефіцієнт готовності ВЕУ, який, згідно з технічними умовами на ВЕУ Т600-48, має бути не менше 0,95.

Фактичні коефіцієнти готовності ВЕУ за період експлуатації знаходилися в межах: на Новоазовській ВЕС – 0,78, на Тарханкутській ВЕС – 0,72, на Мирнівській ВЕС – 0,62. На Східно-Кримській ВЕС коефіцієнт готовності ВЕУ склав 0,98.

Що стосується 2010 року, дані є неповними у зв'язку з завершенням Комплексної програми та відповідною зміною звітності ВЕС. Середньомісячні результати експлуатації наведено в таблиці 2.21.

Таблиця 2.21. Показники експлуатації ВЕУ Т600-48 у 2010 р.\*

Найменування ВЕС	Коефіцієнт використання встановленої потужності	Коефіцієнт технічної готовності
Мирнівська	0,18	0,70
Новоазовська	0,11	0,51
Східно-Кримська	0,23	0,95

\*Примітка. Наведені дані стосуються перших восьми місяців.

Причиною зниження коефіцієнта готовності вітроустановок на Новоазовській Тарханкутській ВЕС у 2004-2008 роках були їх простой в основному через відмови гідравлічного обертового з'єднання, які становили 80-85% від загального часу простоїв через ремонт вітроустановок. При цьому значні втрати часу на усунення відмов обумовлені тривалістю поставки запасних частин з Бельгії.

Для підвищення надійності роботи вітроелектричних установок Т600-48 іцензіар (бельгійська фірма "Турбоуіндс") у травні 2007 року прийняв рішення щодо установки гідравлічного обертового з'єднання виробництва фірми Дойблін (Німеччина) і зобов'язався за свій рахунок поетапно поставити в Україну 21 комплект зазначеного з'єднання та оплатити роботи з їх установки. Після установки гідравлічного обертового з'єднання нового виробництва його відмови не відбувалися.

Іншими причинами простоїв ВЕУ через їх ремонт є: на Тарханкутській ВЕС – ризина лопаті на ВЕУ №11 українського виробництва у листопаді 2007 року, що призвело до простою ВЕУ з грудня 2007 по травень 2009 року; така ж причина – на Новоазовській ВЕС з квітня 2010 р.; на Мирнівській ВЕС – несправність підшипника головного вала, що призвело до простою ВЕУ з листопада 2007 по вітень 2010 року; на Східно-Кримській ВЕС – вихід з ладу генератора з серпня 2010 р.

Іншими характерними для всіх ВЕС причинами простоїв ВЕУ є руйнування штанта і трубопроводу високого тиску, зниження тиску та рівня масла в гідросистемі, а також багаторазові аварійні сигнали без конкретної причини несправності, при цьому після повторного запуску робота ВЕУ поновлюється.

Простой ВЕУ пов'язані також із наступними проблемними питаннями.

За даними виробника обладнання (ТОВ "Уінденерго ЛТД"):

– низька якість електромережі – часті перепади напруги і тимчасові аварійні відключення живлення, що приводить до аварійних зупинок ВЕУ і зниження ресурсу основних складових частин ВЕУ;

– відсутність на ВЕС повного комплексу необхідного інструменту та пристроїв для експлуатації даного типу ВЕУ (тестове реле, зарядна станція для газового балона, фільтруюча станція, ключ для регулювання дискового гальма та інших);

– недостатня чисельність та невисокий рівень підготовки технічного персоналу для проведення технічного обслуговування ВЕУ;

– неналежна якість телефонного зв'язку, яка не забезпечує своєчасного одержання виробником в інтерактивному режимі даних щодо зауважень, виникаючих у процесі експлуатації ВЕУ, та проведення аналізу і вжиття заходів по їх усуненню.

За даними замовників будівництва ВЕС:

– в експлуатаційній документації відсутні методики по заміні та регулюванню складових частин ВЕУ;

– відсутні норми витрат матеріалів при виконанні ТО;

- відсутній опис роботи елементів гідравлічної системи і опис електричних схем, робочі параметри елементів ВЕУ;
- відсутні обов'язковий та рекомендований перелік інструментів і пристосувань для експлуатації і ремонту ВЕУ;
- ускладнена заміна насоса гідравлічної системи та гідравлічних труб усередині головного вала.

Вирішення вищезазначених питань значно підвищить якість експлуатації ВЕУ. В цілому результати промислової експлуатації трьох бельгійських зразків та українських зразків установчої серії ВЕУ Т600-48 свідчать про значні потенційні можливості забезпечення високих показників виробітку електроенергії і відповідного використання номінальної потужності ВЕУ.

Мінімальні значення потенційного середньорічного виробітку електроенергії однією ВЕУ Т600-48 та відповідні значення коефіцієнта використання номінальної потужності ВЕУ за період експлуатації становлять:

- на Новоазовській ВЕС – близько 1400 МВт-год (при середньорічній швидкості вітру 6,7 м/с), при коефіцієнті використання номінальної потужності ВЕУ – 0,26;
- на Тарханкутській ВЕС – близько 1700 МВт-год (при середньорічній швидкості вітру 7,3 м/с), при коефіцієнті використання номінальної потужності ВЕУ – 0,32;
- на Мирнівській ВЕС – близько 1600 МВт-год (при середньорічній швидкості вітру 7,0 м/с), при коефіцієнті використання номінальної потужності ВЕУ – 0,3;
- на Східно-Кримській ВЕС – близько 1500 МВт-год (при середньорічній швидкості вітру 6,7 м/с), при коефіцієнті використання номінальної потужності ВЕУ – 0,28.

## 2.7 Вплив вітрової енергетики на оточуюче середовище

При розгляді впливу вітроенергетичного обладнання на оточуюче середовище необхідно враховувати, що вітроенергетика має локальний вплив на довкілля, тобто навіть аварійні ситуації не можуть мати катастрофічних наслідків, на відміну від атомних електростанцій та гідроелектростанцій із високими дамбами.

При проектуванні вітроелектростанцій проводять оцінку можливої ерозії ґрунту і, при необхідності, передбачають відповідні заходи, в тому числі застосування спеціальної техніки, спеціальних методів прокладки шляхів тощо.

Питання відсутності негативного впливу вітрової енергетики на екологію довкілля досконало вивчені у світі провідними науковими інститутами, наприклад, Renewable Energy Institute (штат Техас, США), Centre for Alternative Technology (Велика Британія), European Institute of Innovation and Technology (Європа) та іншими. Вітрова енергетика екологічно безпечна за рахунок відсутності токсичних викидів в атмосферу. Впровадження вітрової енергетики

відповідає вимогам Євросоюзу до екологічної чистоти генерації електричної енергії.

Вітрові електричні установки – це високі споруди, що встановлюються на відкритій місцевості, і тому їх видно зі значних відстаней. Реакція людей на вигляд вітроустановок дуже суб'єктивна. У той час, як одних бентежить ефект впливу установок на красу ландшафту, іншим вони здаються елегантними символами майбутнього. При проектуванні вітроелектростанцій рекомендують використовувати установок одного типу і розміру для комплектації вітроелектростанцій і розташування вітроустановок на однаковій відстані одна від одної. Комп'ютерне моделювання різних варіантів розташування вітроустановок до початку будівництва дозволяє вибрати варіант, найбільш прийнятний для обзору.

Головним негативним фактором є шум при роботі вітроустановок. Основними джерелами акустичного шуму є гондола, ступиця вітроколеса, лопаті та башта (мачта). Суттєві значення можуть мати резонансні коливання (особливо для вітроустановок зі змінною частотою обертання вітроколеса), шуми мультіплікатора і ефективність застосування шумопоглинаючих матеріалів.

Шумовий вплив вітроустановок є відносно незначним у порівнянні з шумовим впливом багатьох інших промислових джерел шуму (таблиця 2.22) [33].

Таблиця 2.22. Порівняння рівнів шуму від різних джерел

№	Джерело	Еквівалентний рівень шуму, дБ(А)
1	Больовий поріг	140
2	Реактивний літак на відстані 250 м	105
3	Пневматична бурова машина на відстані 7 м	95
4	Вантажівка на швидкості 48 км/год на відстані 100 м	65
5	Офіс у максимум активності	60
6	Легковий автомобіль, швидкість 70 км/год, відстань 100 м	55
7	Вітрова електроустановка на відстані 350 м	35-45
8	Спальня кімната	35
9	Фоновий шум у сільській місцевості вночі	20-40

В елементах конструкцій сучасних вітроустановок використовуються ефективні звукоізолюючі та звукопоглинаючі матеріали. Основною складовою шуму таких вітроустановок є аеродинамічний шум від лопатей вітроустановки, який знижується за рахунок відповідних інженерних рішень – відповідним профілюванням лопатей, підбором швидкостей обертання вітроколеса і механізму його орієнтації на вітер. Еквівалентний рівень шуму вітроустановок мегаватного класу на відстані 650 метрів знаходиться на межі допустимого шуму в нічні години (величиною 45 дБ(А) для територій, що безпосередньо прилягають до житлових будинків та спеціальних медичних закладів.

Відносно нормування рівня шуму вітроустановок у світовій практиці діють різні документи, які визначають методики вимірювання шумових характеристик

вітроустановок для їх сертифікації. Ці документи опубліковані International Energy Agency (IEA), American Wind Energy Association (AWEA), International Electro-technical Commission (IAC) і Commission of the European Communities (CEC) [33].

Викладені в документах процедури відрізняються в деяких деталях, оскільки вони пристосовані до різних національних стандартів. За кордоном у даний час не існує єдиних стандартів і вимог, які регламентують рівень шуму вітроелектростанцій – у більшості країн діють власні національні стандарти. В таблиці 2.23 наведено вимоги щодо шуму при роботі вітроустановок у деяких європейських країнах [33].

Таблиця 2.23. Допустимий рівень шуму від вітроелектричних установок

Країна	Прмислова зона, дБ(А)	Змішана зона, дБ(А)	Житлові квартали, дБ(А)	Спальні райони, дБ(А)
Данія	–	–	40	45
Німеччина:				
день	65	60	55	50
ніч	50	45	40	35
Голландія:				
день	–	50	45	40
ніч	–	40	35	30

Вплив вітрової енергетики на птахів є відносно невеликим порівняно з іншими причинами загибелі птахів. За даними Американської вітроенергетичної асоціації, на 10 тисяч випадків загибелі птахів у результаті людської діяльності на частку вітроустановок приходить менше одного випадку, тоді як інші види діяльності людини мають більш суттєвий вплив [33].

Істотною особливістю моделей вітроустановок мегаватного класу є низька швидкість обертання ротора. За рахунок інновацій у конструкції силових передач швидкість обертання ротора (лопатеї) знижена до 9-19 об/хв. Завдяки цьому істотно зменшено ризик зіткнення птахів з рухомими лопатями ВЕУ – швидкість руху лопатей стала сумірною із швидкістю руху гілок дерев під впливом вітру. На шляхах міграції птахів або в особливо привабливих місцях їх гніздування проблем уникають шляхом ретельного вибору площадок будівництва вітроелектростанцій.

Екологічні переваги вітроенергетичних установок є безумовними – вітроенергетичні установки при виробництві електричної енергії не забруднюють ні повітря, ні воду, ні землю і не виробляють шкідливих відходів. Розвиток екологічно чистої вітрової енергетики дозволяє значно зменшити шкідливий вплив на довкілля.

## Контрольні запитання

1. Розкрийте зміст та основні складові частини поняття "вітроенергетика".
2. Наведіть визначення поняття "вітроенергетичний кадастр".
3. Назвіть основні напрями та етапи розвитку вітроенергетики.
4. Назвіть основні етапи розвитку промислової вітроенергетики в Україні.
5. Як визначається величина середньої густини набігаючого вітрового потоку?
6. Швидкість вітру  $V$  становить 6 м/с. Визначіть питому потужність вітрового потоку  $N$ .
7. Наведіть основні характеристики вітрового кадастру.
8. Опишіть залежність зміни швидкості вітру від висоти.
9. Наведіть основні робочі органи вітроустановки, що використовуються для перетворення кінетичної енергії повітряного потоку, їх переваги та недоліки.
10. Як визначається сила лобового тиску при застосуванні вітроустановок, що використовують силу швидкісного натиску повітряного потоку.
11. Опишіть принцип дії вітроустановок, що використовують ефект Магнуса.
12. Опишіть принцип дії вітроустановок, що використовують аеродинамічну підйомну силу.
13. Представте класифікацію вітрових установок за напрямками використання.
14. Представте класифікацію вітрових установок за розмірами і потужністю ВЕУ.
15. За якими конструктивними ознаками класифікуються вітроустановки?
16. Наведіть особливості застосування ВЕУ малої потужності (до 100 кВт).
17. Які переваги і недоліки має застосування вітроустановок із діаметром вітротурбіни більше 45 м і встановленою потужністю 1 МВт і більше?
18. Опишіть основні конструктивні особливості горизонтально-осьових вітроустановок.
19. Опишіть принцип дії ротора Дар'є та основні його типи.
20. Опишіть методи визначення теоретичного, технічно-досяжного та економічно-доцільного потенціалу вітрової енергії.
21. Визначіть середньодобове вироблення електричної енергії  $E$  вітроелектричною установкою з коефіцієнтом використання потужності  $\eta$ , що дорівнює 0,3, та при потужності вітрового потоку  $N = 132 \text{ Вт/м}^2$ . Діаметр вітроколеса становить 10 м.
22. Наведіть показники розвитку вітроенергетики в Україні.
23. Опишіть вплив вітрової енергетики на оточуюче середовище.
24. Яким є допустимий рівень шуму від вітроелектричних установок для спальних та житлових районів Німеччини, вдень і вночі?
25. Наведіть інженерні рішення за рахунок яких знижується шум при роботі вітроелектричних установок.



## РОЗДІЛ 3. СОНЯЧНА ЕНЕРГЕТИКА

Сонячна енергетика – один із перспективних напрямів використання енергії відновлюваних джерел, що швидко розвивається. З усіх відновлюваних джерел сонячна енергія є найбільш ємним і доступним природним енергоресурсом; щодо її використання накопичено багатомісячний історичний досвід. На сучасному етапі розвитку сонячної енергетики на перше місце виходять проблеми ефективного використання енергії сонячної радіації за рахунок застосування передових технологій. Переваги практично невичерпного джерела енергії сонячної радіації при її використанні у якості первинного місцевого енергоресурсу полягають у можливості використання джерела теплової енергії на більшості ділянок поверхні Землі та в можливості безпосереднього перетворення енергії сонячної радіації в електричну енергію.

### 3.1 Показники та ресурси сонячної енергетики

Сонце кожен секунду випромінює  $88 \cdot 10^{24}$  кал теплоти, що еквівалентно  $1,25 \cdot 10^{16}$  т у.п. або  $1,02 \cdot 10^{20}$  кВт·год. На Землю попадає тільки частина цієї енергії – біля  $1 \cdot 10^{18}$  кВт·год ( $123 \cdot 10^{12}$  т у.п.) за рік, що приблизно в 100 разів перевищує енергетичні ресурси всіх розвіданих горючих копалин на Землі [22, 34, 35].

Існує дві основні послідовності ядерних перетворень водню в гелій у ядрі Сонця. Один із цих процесів – вуглецево-азотний цикл, у якому ядро атома вуглецю поглинає 4 протони, випромінює два позитрони і перетворюється у нестабільне ядро атома кисню. Потім ядро атома кисню розпадається на ядро вуглецю і ядро гелію. Таким чином, відтворюється початкове ядро вуглецю, і загальний ефект полягає у перетворенні чотирьох протонів в одне ядро гелію. Друга послідовність – це протонна реакція, в якій два протони стикаються і випромінюють позитрон і нейтрино при утворенні дейтерію, важкого ізотопу водню, в ядрі якого існують як нейтрон, так і протон. Другий протон добавляється до дейтерію, утворюючи при цьому легкий ізотоп гелію (гелій-3). Потім два ядра гелію-3 з'єднуються і утворюють одне ядро звичайного гелію (гелію-4) і два вільних протони. Результат тут знову полягає в об'єднанні 4-х протонів у ядро гелію. Кількість звільненої енергії приблизно в мільйон разів більша від енергії, яка виділяється у хімічній реакції горіння.

Сонце має безперервний спектр випромінювання, який пересікається у деяких місцях темними лініями поглинання (фраунгоферовими лініями), впливом яких при енергетичних розрахунках можна знехтувати. Розподілення енергії у спектрі Сонця нерівномірне, і справжня крива спектральної щільності потоку сонячного випромінювання має досить складний вигляд. Розподілення щільності потоку випромінювання, що випускається Сонцем, по його поверхні досить рівномірне, але об'ємний характер випромінювання призведе до деякого спаду яскравості від центра сонячного диска до краю. В центрі сонячного диска візуальна яскравість в

1,22 рази більша від середньої. Ближче до краю яскравість диска зменшується, при цьому спектр випромінювання змінюється внаслідок того, що температура по краях нижча, ніж у центрі.

Увесь потік випромінювання передається до зовнішніх частин Сонця радіаційним шляхом, і тільки в області, розміщеній під видимою поверхнею Сонця, має місце конвективний процес передачі енергії. Фотосфера, поверхня Сонця яку ми бачимо, в дійсності являє собою дуже тонкий шар товщиною всього декілька сотень кілометрів. Випромінювання, яке поступає від краю сонячного диска, проходить крізь відносно великі товщі речовини, тому від глибоких більш гарячих шарів фотосфери проходить порівняно менший потік випромінювання, що викликає потемніння до краю диска. Почервоніння випромінювання до краю диска пояснюється тим, що довгохвильова частина випромінювання легша, ніж короткохвильова і проникає крізь товщі речовини.

Величина енергії сонячної радіації значною мірою залежить від астрономічних і метеорологічних факторів – висоти Сонця над обрієм, тривалості дня, хмарності, вологості та прозорості атмосфери.

Висота Сонця над горизонтом визначає довжину шляху променів в атмосфері, для визначення якої введена спеціальна величина, що має назву оптична маса атмосфери  $m$ . Одиничній атмосферній масі відповідає шлях, який проходять сонячні промені при вертикальному падінні до рівня моря. Для плоскопаралельної моделі атмосфери оптична маса на рівні моря практично рівна косинусу висоти Сонця. Для реальної атмосфери це співвідношення добре виконується, починаючи від кута  $10^\circ$ . Атмосферна (повітряна) маса залежить також від висоти місцевості над рівнем моря: при зменшенні висоти значення атмосферної маси знижується пропорційно тиску повітря. Склад атмосфери суттєво впливає на параметри наземного сонячного випромінювання. Проходячи крізь атмосферу, космічне сонячне випромінювання поглинається і розсіюється. Поглинання обумовлене цілим рядом складових атмосфери: водяною парою, озоном, киснем, вуглекислим газом і т.д. В основному поглинання визначається водяною парою. Розсіювання викликається молекулами газів (релеєвське розсіювання) і аерозолями. Аерозольне розсіювання залежить від кількості та розмірів частинок пилу, що є в атмосфері. В теперішній час розроблені різні моделі атмосфери, з використанням яких можна розрахувати на ЕОМ оптичне пропускання земної атмосфери по відношенню до сонячного випромінювання.

Густина сонячного потоку в космосі приблизно дорівнює  $1,35 \text{ кВт/м}^2$ . Максимальна інтенсивність сонячного випромінювання на поверхні Землі дорівнює  $1 \text{ кВт/м}^2$ , однак тривалість його становить всього 1-2 години в літні дні. Середня інтенсивність сонячного випромінювання в більшості районів земної кулі становить  $200\text{-}250 \text{ Вт/м}^2$  [1].

На рисунку 3.1 показано розподіл сонячного випромінювання при проходженні від Сонця до Землі. Як видно, третина сонячної радіації відбивається атмосферою в космос. Дві третини сонячного випромінювання проходить через

верхні шари атмосфери, і подальший розподіл сонячної енергії відбувається наступним чином: частина сонячної радіації відбивається від поверхні Землі і повертається назад у космос (**а** – 5%), відбивається хмарами (**б** – 20%), поглинається атмосферою (**в** – 25%).

Безпосередньо на поверхню Землі попадає біля 50% від загальної кількості сонячного випромінювання, що проходить через верхні шари атмосфери, 23% з якого становить розсіяна сонячна радіація (**г**) і 27% – пряма сонячна радіація (**д**) [35,36].

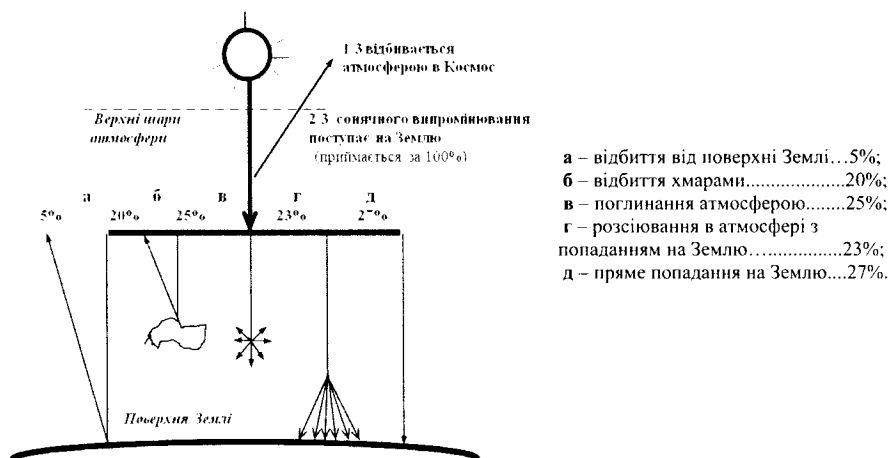


Рис. 3.1. Розподіл сонячного випромінювання

При створенні та впровадженні сонячного енергетичного обладнання використовуються дані про кількість сумарної сонячної радіації і її складових, періодичність та змінність режимів її надходження. Створена і успішно застосовується методика вимірювань сонячних елементів наземного використання. Методика включає в себе вимірювання характеристик сонячних елементів на дійсному Сонці, на імітаторах Сонця, а також на сконцентрованому сонячному випромінюванні. При її розробці враховувалась можливість узгодження вимог вимірювання у більш широкому міжнародному масштабі; в ній використано досвід досліджень, які проводилися в різних країнах світу.

Для точних вимірів ККД сонячних елементів необхідно забезпечити повне відтворення стандартних параметрів сонячного випромінювання, таких як щільність потоку, спектральне і кутове розподілення енергії, однорідність і стабільність потоку.

Знаючи абсолютне значення сонячної постійної, можна визначити енергію, що потрапила на поверхню сонячних елементів і батарей, які працюють у

неатмосферних умовах, що потрібно для розрахунку ККД. Але, щоб визначити корисну електричну енергію, отриману з сонячного елемента, необхідно точно виміряти також спектральне розподілення падаючої радіації, особливо в інтервалі спектральної чутливості сучасних сонячних елементів (для кремнію 0,3-1,1 мкм). Спектральне розподілення енергії випромінювання Сонця неодноразово вимірювалось як з поверхні Землі, так і за межами атмосфери.

Згідно цієї методики характеристики сонячних елементів можна виміряти в прямому і повному потоках випромінювання.

Прямим називають потік променевої енергії Сонця, що припадає на одиницю поверхні плоского приймача, розміщеного перпендикулярно падаючим променям. Мова йде, відповідно, про енергетичне випромінювання Сонця при нормальному падінні променів. Термін "пряме" вказує на те, що мається на увазі випромінювання, яке проходить безпосередньо від Сонця, без будь-якої додаткової кількості розсіяної або відбитої радіації, яка поступає на Землю після зміни напряму внаслідок відбивання та розсіювання атмосферою.

Поряд із вимірюванням прямого сонячного випромінювання більш важливими для теоретичних досліджень та практичного впровадження є вимірювання кожного дня сумарного, або повного, сонячного випромінювання (суми прямого і розсіяного випромінювання), яке приходить на горизонтальну поверхню.

Самий загальний метод вимірювання потоків сонячного випромінювання базується на здатності ряду приладів перетворювати сонячну енергію в тепло, причому для вимірювання кількості отримуваного тепла використовуються достовірні і точні класичні калориметричні методи.

Для вимірювання прямого сонячного випромінювання використовуються піргеліометри. Прилади такого ж типу для вимірювань кожного дня називаються актинометрами. Прилади для вимірювання сумарного сонячного випромінювання називаються піранометрами.

Надходження сумарної сонячної радіації змінюється протягом доби, досягаючи свого максимуму в полудень, і протягом року, досягаючи максимуму в літні місяці і мінімуму в зимові. Різним регіонам планети властива різна інтенсивність сонячної радіації протягом року – в районах пустель у зимовий час надходження сумарної сонячної радіації майже в 2 рази менше порівняно з літнім періодом року, в районах високих широт – менше майже в 10 разів. Так, у південних районах України це співвідношення дорівнює 4-5, а в північних – 6-7 [1]. Крім того, змінними величинами є самі складові сумарної сонячної радіації (пряма та розсіяна сонячна радіація), причому часто збільшення однієї з величин приводить до зменшення іншої, майже не впливаючи на їх суму. Складова прямої сонячної радіації в добовій сумі сонячної радіації, що попадає на горизонтальну поверхню Землі, може знаходитися в діапазоні від 90% в дуже ясний день і до 0% в дуже хмарний день.

Величина сумарної сонячної радіації зі збільшенням висоти місцевості до 200 м практично не змінюється – в даному випадку змінюється співвідношення її

складових – збільшення величини прямої сонячної радіації компенсується зменшенням величини розсіяної. Величина та співвідношення складових сумарної сонячної радіації необхідні для вибору типу геліоенергетичного обладнання. В регіонах, де переважає пряма сонячна радіація, можна застосовувати сонячні колектори з концентраторами сонячного випромінювання. Розсіяне сонячне випромінювання не можна сконцентрувати за допомогою дзеркал; якщо значна частина сонячної радіації надходить у вигляді розсіяної, тоді використовують плоскі сонячні колектори, які збирають як пряме, так і розсіяне сонячне випромінювання і можуть ефективно застосовуватись не лише в ясні, але й у хмарні дні.

### 3.1.1 Методи визначення енергетичного потенціалу сонячної енергії

#### 3.1.1.1 Визначення теоретичного потенціалу сонячної енергії

Теоретичний потенціал сонячної енергії певного регіону – це середньо-багаторічна сумарна сонячна енергія, що падає на його площу протягом одного року. Регіон представляється як сукупність ділянок, або зон, у кожній з яких інтенсивність сонячного випромінювання і альbedo Землі, а також географічні, кліматичні та погодні умови є однорідними по всій площі зони. Зони повинні мати лінійні розміри ~200 км. Кількість зон у регіоні та їх положення і площі фіксуються у вигляді табличних даних. Відповідно теоретичний потенціал регіону являє собою суму валових потенціалів складових його зон. Для кожної зони використовуються наступні позначення [38]:

$W_T$ , кВт·год/рік – теоретичний потенціал сонячної енергії;

$E$ , кВт·год/(м<sup>2</sup>·рік) – середнє багаторічне надходження сонячної енергії на одиницю площі за рік;

$S$ , м<sup>2</sup> – повна площа регіону;

$E_i$ , кВт·год/(м<sup>2</sup>·міс.), – середнє багаторічне надходження сонячної енергії на одиницю горизонтальної поверхні за  $i$ -й місяць року;

$E_{ni}$ , кВт/(м<sup>2</sup>·міс.) – середнє багаторічне надходження прямого потоку сонячної енергії на одиницю горизонтальної поверхні за  $i$ -й місяць року;

$E_{di}$ , кВт·год/(м<sup>2</sup>·міс.) – середнє багаторічне надходження розсіяної сонячної енергії на одиницю горизонтальної поверхні за  $i$ -й місяць року;

$E_{oi}$ , кВт·год/(м<sup>2</sup>·міс.) – середнє багаторічне надходження сонячної енергії на одиницю горизонтальної поверхні за  $i$ -й місяць року при безхмарному небі;

$t_{Ci}$ , год/міс. – емпірична тривалість сонячного сйва для даної місцевості протягом  $i$ -го місяця;

$t_C = \sum t_{Ci}$ , год/рік – емпірична тривалість сонячного сйва для даної місцевості протягом року;

$t_{oi}$ , год/міс. – астрономічно можлива тривалість сонячного сйва для даної місцевості протягом  $i$ -го місяця.

Вибір методу розрахунку теоретичного потенціалу сонячної енергії залежить від обсягу та характеру інформації. У зоні розташування метеорологічної станції за даними середнього багаторічного надходження сонячної енергії щомісяця протягом року ( $E_i = E_{mi} + E_{di}$ ) розрахунок проводиться за формулою [38]:

$$E = \sum E_i, \text{ при } i = 1, 2, \dots, 12, \quad (3.1)$$

де підсумовування проводиться за всі місяці року.

Теоретичний потенціал певної зони дорівнює:

$$W = E \cdot S. \quad (3.2)$$

### 3.1.1.2 Визначення технічно-досяжного потенціалу сонячної енергії

Технічно-досяжний потенціал сонячної енергії регіону – це середня багаторічна сумарна енергія, що може бути отримана в регіоні від сонячного випромінювання протягом одного року при сучасному рівні розвитку науки і техніки та при дотриманні екологічних норм.

Технічно-досяжний потенціал сонячної енергії являє собою суму технічно-досяжних потенціалів теплової та електричної енергії, що одержуються відповідним перетворенням сонячного випромінювання.

Технічно-досяжний потенціал регіону являє собою суму технічно-досяжних потенціалів складових його зон. Для кожної зони використовуються наступні позначення:

$W_{TD}$ , кВт·год/рік – технічно-досяжний потенціал сонячної енергії;

$W_{TDT}$ , кВт·год/рік – технічно-досяжний потенціал теплової енергії від сонячного випромінювання;

$W_{TDE}$ , кВт·год/рік – технічно-досяжний потенціал електроенергії від сонячного випромінювання [38]:

$$W_{TD} = W_{TDT} + W_{TDE}. \quad (3.3)$$

Площа, яка з господарських та екологічних міркувань є доцільною для використання сонячної енергії ( $S_C$ , м<sup>2</sup>) дорівнює частині  $q$  загальної площі  $S$ , що залишається після вирахування площ лісів, парків, сільськогосподарських угідь та інших територій, на яких розміщення установок ускладнене або заборонене:

$$S_C = qS. \quad (3.4)$$

Від загальної площі, доцільної для використання сонячної енергії, визначається частка площі  $S_C$ , доцільна для установки сонячних теплових колекторів  $k_T$ , та частка площі  $S_C$ , доцільна для установки сонячних фотоелектричних батарей  $k_E$ :

$$k_T + k_E = 1. \quad (3.5)$$

Значення  $q$ ,  $k_T$ ,  $k_E$  є специфічними для кожної зони; у той же час, на основі досвіду деяких промислово розвинених країн  $q \leq 0,01$  [38].

Технічно-досяжний потенціал теплової енергії від сонячного випромінювання визначається за формулою [38]:

$$W_{\text{ТТ}} = \sum W_{\text{ТТ}i}, \quad i = 1, 2, \dots, i2, \quad (3.6)$$

де підсумовування відбувається по всіх місяцях року; технічний потенціал  $i$ -го місяця:

$$W_{\text{ТТ}i} = E_i \cdot k_T \cdot q \cdot S \cdot F \cdot \left[ (\tau\alpha) - U_L \cdot (T - T_{oi}) \cdot \cos(\varphi - \delta) \cdot \frac{t_{ci}}{E_i} \right], \quad (3.7)$$

де  $E_i$  – прихід сонячної радіації на одиницю горизонтальної поверхні в  $i$ -му місяці;

$k_T$  – доля площі доцільна для установки теплового колектора;

$q$  – температура гарячої води

$S$  – площа, доцільна для використання сонячної енергії;

$F$  – значення параметра сонячного колектора, що характеризує його технічний рівень;

$T_o$  – середньорічна температура вдень, під час роботи сонячної установки;

$T_{oi}$  – середньомісячна температура протягом місяця під час роботи сонячної установки;

$(\varphi - \delta)$  – кут нахилу колектора до Землі (максимальна необхідна площа колекторів дорівнює  $k_T \cdot q \cdot S \cdot \cos(\varphi - \delta)$ );  $t_{ci}$ ; год/міс. – термін роботи колекторів (число сонячних годин у місяці).

При проведенні розрахунку фіксуються вихідні дані:  $k_T$ ,  $q$ , температура гарячої води, значення параметрів сонячних теплових колекторів, що характеризують сучасний технічний рівень:  $F(\alpha\tau) = 0,9$ ;  $FU_L = 0,005$  кВт/(м $^{\circ}$ С); експериментально визначені середньомісячні температури  $T_{oi}$  для  $i = 1, 2, \dots, 12$ ; кут  $\delta$  і термін роботи колекторів  $t_{ci}$ .

Визначення технічно-досяжного потенціалу електроенергії від сонячного випромінювання проводиться за формулою [38]:

$$W_{\text{ТЛЕ}} = \sum W_{\text{ТЛЕ}i}, \quad (3.8)$$

Де технічно-досяжний потенціал електроенергії  $i$ -го місяця дорівнює:

$$W_{\text{ТЛЕ}i} = E_i \cdot k_E \cdot q \cdot S \cdot \eta_i \cdot [1 - \chi(T_i - T_1)], \quad (3.9)$$

Середньомісячна робоча температура фотоперетворювачів  $T_i$ , К дорівнює:

$$T_i = \frac{\frac{E_i}{t_{Ci}} [\alpha - \eta_i (1 + \chi \cdot T_i)] + \langle \lambda \rangle \cdot T_{0i}}{\langle \lambda \rangle - \frac{E_i}{t_{Ci}} \eta_i \cdot \chi} \quad (3.10)$$

При проведенні розрахунку фіксуються вихідні дані:

$k_E = 1 - k_T$  і значення параметрів фотоелектричних сонячних батарей, що характеризують сучасний технічний рівень:  $\eta$ ,  $\lambda$ ,  $\chi$ ,  $\alpha$  ( $\alpha = 0,97$ ;  $\eta = 0,13$ ;  $\chi = 0,004 \text{ K}^{-1}$ ;  $T_1 = 298 \text{ K}$ ;  $\langle \lambda \rangle = 40 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{K}$ ).

### 3.1.2 Енергетичні ресурси сонячної енергетики України

Сумарне річне надходження сонячної радіації на територію України оцінюється на рівні  $720 \cdot 10^{12}$  кВт·год, що є еквівалентним 88,4 млрд т у.п. [39]. Територіальний розподіл теоретично-можливого і технічно-досяжного потенціалу сонячної енергії на території України наведено в таблиці 3.1 та на рис. 3.2 [7, 8]. Річний технічно-досяжний енергетичний потенціал сонячної енергії в Україні є еквівалентним 6 млн т у.п., а його використання дозволяє заощадити біля 5 млрд м<sup>3</sup> природного газу [8].

Таблиця 3.1. Енергетичний потенціал сонячної енергії на території України

№ з/п	Області	Потенціал сонячної енергії, т у.п./рік		№ з/п	Області	Потенціал сонячної енергії, т у.п./рік	
		Теоретично-можливий потенціал ( $\times 10^9$ )	Технічно-досяжний Потенціал ( $\times 10^6$ )			Теоретично-можливий потенціал ( $\times 10^9$ )	Технічно-досяжний потенціал ( $\times 10^6$ )
1.	АР Крим	4,5	3,8	14.	Миколаївська	4,0	2,6
2.	Вінницька	3,7	2,5	15.	Одеська	5,6	3,7
3.	Волинська	2,6	1,8	16.	Полтавська	3,8	2,6
4.	Дніпропетровська	4,5	3,2	17.	Рівненська	2,6	1,7
5.	Донецька	4,1	2,7	18.	Сумська	3,2	2,2
6.	Житомирська	4,0	2,6	19.	Тернопільська	2,0	1,5
7.	Закарпатська	1,8	1,4	20.	Харківська	4,3	2,9
8.	Запорізька	4,3	2,8	21.	Херсонська	4,7	3,1
9.	Івано-Франківська	2,0	1,3	22.	Хмельницька	3,0	2,0
10.	Київська	3,8	2,6	23.	Черкаська	3,8	2,1
11.	Кіровоградська	3,4	2,3	24.	Чернівецька	1,2	0,9
12.	Луганська	4,2	2,7	25.	Чернігівська	4,2	2,8
13.	Львівська	3,1	2,2		<b>ВСЬОГО</b>	<b>88,4</b>	<b>60,0</b>

Потенціал сонячної енергії в Україні є достатньо високим для широкого впровадження як теплоенергетичного, так і фотоенергетичного обладнання практично в усіх областях. Термін ефективної експлуатації сонячних водонагрівачів у південних областях України становить 7 місяців (з квітня по жовтень), у північних областях – 5 місяців (з травня по вересень). У кліматометеорологічних умовах України для сонячного теплопостачання ефективним є застосування як плоских сонячних колекторів, так, у подальшому, і концентруючих, які використовують пряму і розсіяну сонячну радіацію. Фотоенергетичне обладнання може достатньо ефективно експлуатуватися протягом всього року.





Сонячний радіаційний режим території України, особливо її південних районів, у цілому сприятливий для практичного використання сонячної енергії. Інтенсивність прямої, розсіяної та сумарної сонячної радіації протягом доби в середньосезонні місяці року в південних (Євпаторія) та північних районах України представлено відповідно в таблицях 3.2. і 3.3 [1].

Таблиця 3.2. Інтенсивність прямої (I), розсіяної (II) та сумарної (III) сонячної радіації протягом доби на півдні України (м. Євпаторія), Вт/м<sup>2</sup>

Місяці		Години																		
		5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20			
Січень	I					22	47	69	80	94	80	58	22							
	II				11	36	80	127	152	138	116	80	36	11						
	III				11	58	127	196	232	232	196	138	58	11						
Квітень	I			36	105	185	266	338	360	371	324	266	197	105	36					
	II		11	58	116	163	208	221	232	232	221	185	152	116	58	11				
	III		11	94	221	348	474	559	592	603	545	451	349	221	94	11				
Листопад	I		47	116	232	360	476	545	591	591	545	451	338	244	116	36				
	II	11	47	105	138	163	185	208	208	208	199	185	163	138	94	58	11			
	III	11	94	221	370	523	661	753	799	799	744	636	501	382	210	94	11			
Жовтень	I			11	47	116	197	255	313	302	279	208	127	47	11					
	II			11	58	105	138	163	174	174	152	127	94	47	11					
	III			22	105	221	335	418	487	476	431	335	221	94	22					

Таблиця 3.3. Інтенсивність прямої (I), розсіяної (II) та сумарної (III) сонячної радіації протягом доби на півночі України (м. Київ), Вт/м<sup>2</sup>

Місяці		Години																		
		5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20			
Січень	I					11	22	47	47	47	47	22								
	II					22	69	105	127	127	105	69	36							
	III					33	91	152	174	174	152	91	36							
Квітень	I		11	36	80	152	197	232	244	255	208	138	80	36	11					
	II		11	58	116	163	208	232	244	244	232	199	163	116	58	11				
	III		22	94	196	315	405	464	488	499	440	384	301	196	94	22				
Листопад	I		36	105	208	290	360	382	382	371	360	290	244	163	94	36				
	II	22	69	116	163	199	232	266	279	290	266	244	208	174	116	69	22			
	III	22	105	221	371	489	592	648	661	661	626	534	452	337	210	105	22			
Жовтень	I				22	47	94	127	163	163	152	105	58	11						
	II				36	80	116	152	152	152	127	116	80	36						
	III				58	127	210	279	315	315	279	221	138	47						

Змінний характер інтенсивності прямої, розсіяної та сумарної сонячної радіації протягом доби, пори року та географічного положення в північній та південній кліматичних зонах України показано на рисунках 3.3-3.5 [1].

На рисунку 3.3 показано графіки інтенсивності прямої сонячної радіації протягом доби в середньосезонні місяці року на півдні України (Євпаторія). Величина прямої сонячної радіації в даній кліматичній зоні знаходиться в прямій залежності від температурного режиму пори року, досягаючи свого піку в липні.

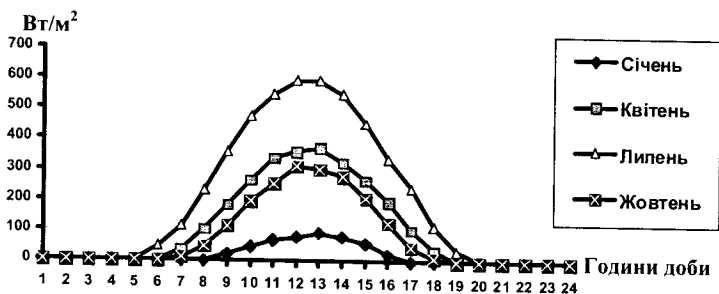


Рис. 3.3. Інтенсивність прямої сонячної радіації в Євпаторії

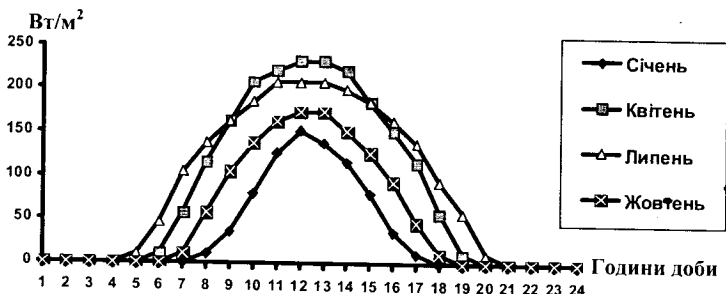


Рис. 3.4. Інтенсивність розсіяної сонячної радіації в Євпаторії

Як видно з рисунка 3.4, величина розсіяної сонячної радіації значно менша від кількості прямої сонячної радіації (рис. 3.3) і не завжди знаходиться у прямій залежності від температурного режиму пори року. Пік надходження розсіяної сонячної радіації – квітень.

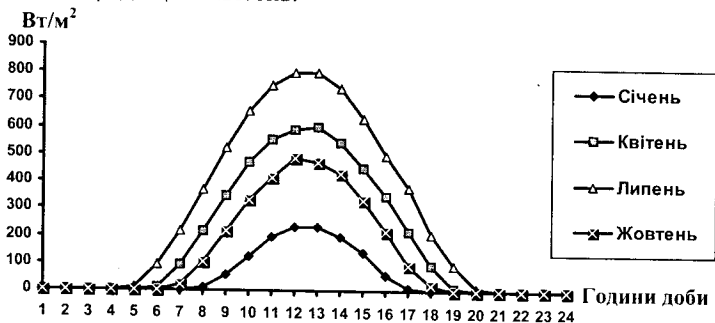


Рис. 3.5. Інтенсивність сумарної сонячної радіації в Євпаторії

Як видно з наведених вище графіків, на півдні України інтенсивність сумарної сонячної радіації знаходиться у прямій залежності від температурного режиму пори року, досягаючи свого піку (біля  $800 \text{ Вт/м}^2$ ) в липні.

На графіках рисунків 3.6-3.8 показано розподіл інтенсивності прямої, розсіяної та сумарної сонячної радіації протягом доби в середньосезонні місяці року на півночі України (Київська область) [1]. В кліматометеорологічних умовах Київської області розсіяна сонячна радіація вносить значний вклад у загальне надходження сонячної радіації на поверхню Землі, особливо у весняний та літній періоди. Як і на півдні, інтенсивність сумарної сонячної радіації знаходиться у прямій залежності від температурного режиму пори року, досягаючи свого піку (біля  $660 \text{ Вт/м}^2$ ) в липні.

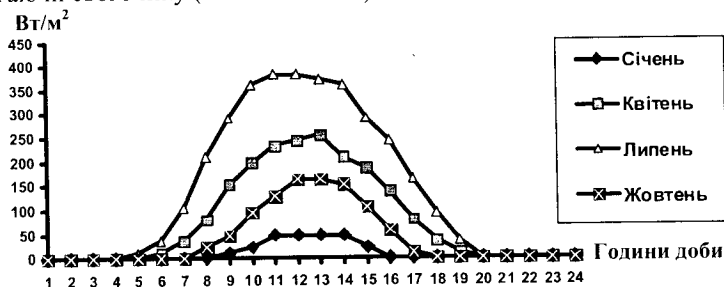


Рис. 3.6. Інтенсивність прямої сонячної радіації в Київській області

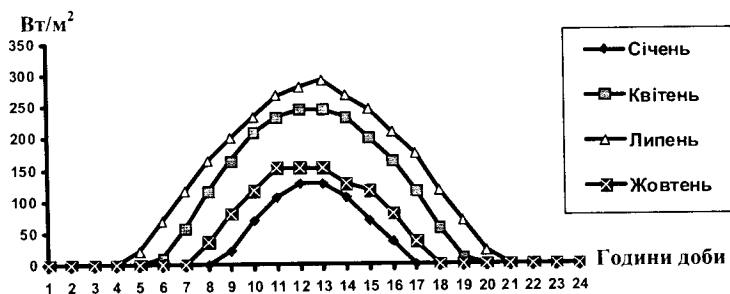


Рис. 3.7. Інтенсивність розсіяної сонячної радіації в Київській області

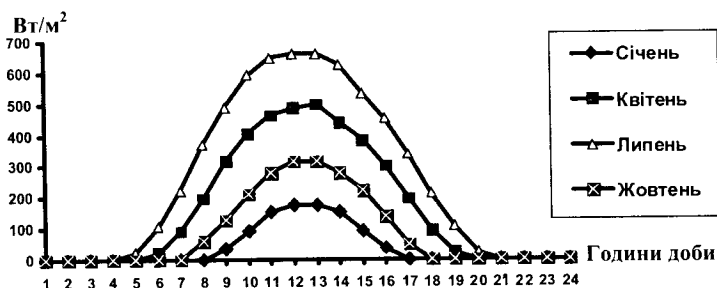


Рис. 3.8. Інтенсивність сумарної сонячної радіації в Київській області

Із графіків видно, що частка розсіяної сонячної радіації в різних регіонах України досить значна, причому в холодну пору року в деяких регіонах є навіть більшою за пряму сонячну радіацію; це має велике значення при виборі типу геліотехнічного обладнання. У таблиці 3.4 представлено середньомісячні та середньорічні дані щодо надходження прямої, розсіяної та сумарної сонячної радіації на горизонтальну поверхню в різних кліматичних зонах України [1].

Таблиця 3.4. Середньомісячні і середньорічні суми надходження прямої (I), розсіяної (II) і сумарної (III) сонячної радіації на горизонтальну поверхню в різних кліматичних зонах України

Кліматичні зони України	Надходження сонячної радіації на горизонтальну поверхню за місяцями року, кВт·год/м <sup>2</sup>												Сумарне надходження сонячної радіації за рік, кВт·год/м <sup>2</sup>	
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII		
Чернігівська область	I	4,656	10,48	27,94	48,89	77,99	83,81	84,97	73,33	45,40	24,44	8,148	4,656	494,70
	II	20,95	31,43	51,22	59,36	81,48	76,82	83,81	67,51	48,89	32,59	13,97	10,476	578,51
	III	25,61	41,91	79,16	108,25	159,47	160,63	168,78	140,84	94,29	57,03	22,12	15,13	1073,21
Київська область	I	8,15	13,97	30,26	54,71	79,15	94,28	97,78	79,15	52,38	27,94	8,15	3,49	549,41
	II	19,79	26,77	41,90	65,18	76,82	83,81	81,48	66,35	48,89	31,43	17,46	11,64	571,52
	III	27,94	40,74	72,16	119,89	155,97	178,09	179,26	145,50	101,27	59,37	25,61	15,13	1120,93
Одеська область	I	15,13	20,95	44,23	59,36	88,46	100,10	121,06	111,74	86,14	46,56	13,97	10,48	718,18
	II	22,12	29,10	47,72	59,36	72,17	69,84	68,68	61,69	44,23	36,08	20,95	17,46	549,40
	III	37,25	50,05	91,95	118,72	160,63	169,94	189,74	173,43	130,37	82,64	34,92	27,94	1267,58
АР Крим	I	15,13	20,95	47,72	77,99	96,61	123,38	145,50	123,38	87,30	59,36	22,12	11,64	831,08
	II	24,44	31,43	51,22	59,36	73,33	69,84	66,35	57,04	48,89	38,41	27,94	20,95	569,20
	III	39,57	52,38	98,94	137,35	169,94	193,22	211,85	180,42	136,19	97,77	50,06	32,59	1400,28

На рисунку 3.9 показано надходження сумарної сонячної радіації на горизонтальну поверхню протягом року в різних географічних зонах України з найбільш характерними кліматометеорологічними показниками [1]. Як видно, різниця в надходженні середньомісячної сумарної сонячної радіації при поступовій зміні географічної широти по всій території України досить незначна; різниця, яку слід враховувати при впровадженні геліотехнічного обладнання, спостерігається в основному між даними щодо надходження сумарної сонячної радіації в самих північних та самих південних регіонах України в літні місяці. Із грудня по лютий величина сонячної радіації на територіях, що знаходяться на широтах Чернігівської та Київської областей, недостатня для ефективної експлуатації сонячних теплових енергоустановок, тому в даних регіонах рекомендується сезонне застосування геліотехнічного обладнання для опалення та гарячого водопостачання.

Аналіз середньостатистичних даних щодо надходження сонячної енергії в Україні показав, що середньорічна кількість сумарної сонячної радіації, що надходить на 1-м<sup>2</sup> поверхні, знаходиться в межах від 1070 кВт·год/м<sup>2</sup> у північній частині України до 1400 кВт·год/м<sup>2</sup> в Автономній Республіці Крим. По всій території України спостерігається рівномірний розподіл в рамках цього діапазону з поступовим збільшенням у напрямку південних широт.

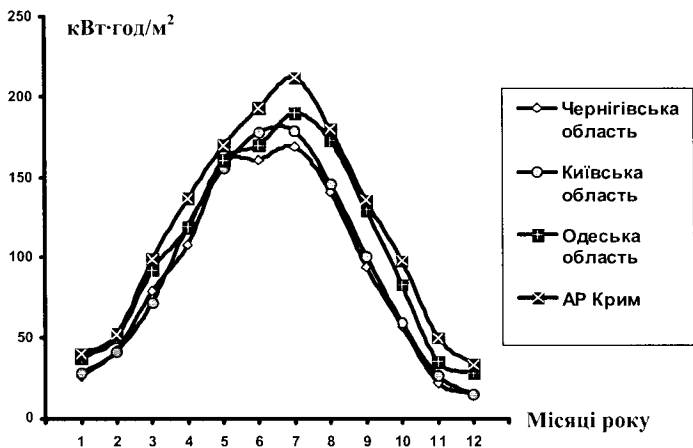


Рис. 3.9. Надходження сумарної сонячної радіації протягом року в різних кліматичних зонах України

### 3.2. Класифікація методів та засобів перетворення енергії сонячної радіації

Сонячна енергетична установка – це енергетична установка, що перетворює енергію сонячної радіації в інші види енергії (наприклад, в теплову або в електричну).

Переваги енергії сонячної радіації порівняно з традиційними видами палива полягають у наступному:

- джерело енергії практично невичерпне;
- можливість використання енергії сонячної радіації на більшості ділянок поверхні Землі як місцевого енергетичного джерела;
- можливість безпосереднього перетворення енергії сонячної радіації в електричну;
- можливість отримання високих температур (> 500°C);
- можливість прискорення дії у фотохімічних процесах.

В сонячній енергетиці можна виділити два основних практичних напрями використання сонячної енергії:

1) *перетворення сонячної енергії в електричну енергію*, в тому числі:

- фотоселектричний метод перетворення (електромагнітне випромінювання оптичного діапазону Сонця перетворюється в електроенергію постійного струму);

- термодинамічний метод перетворення (сконцентрована сонячна енергія використовується для одержання пари, яка, обертаючи турбогенератор, виробляє електроенергію);

2) *перетворення сонячної енергії в теплову енергію*, в тому числі:

- опалення;

- гаряче водопостачання.

Нижче представлено основні базові елементи сонячного енергетичного устаткування, що використовуються при освоєнні сонячної енергії.

При *виробництві електроенергії* застосовуються фотоелектричні перетворювачі (ФЕП), або сонячні елементи (СЕ), або фотоелементи (ФЕ) при застосуванні фотоелектричного методу перетворення. Сонячні електростанції (СЕС) функціонують при застосуванні термодинамічного методу перетворення.

Загальний вигляд фотоелектричних панелей показано на рисунку 3.10.

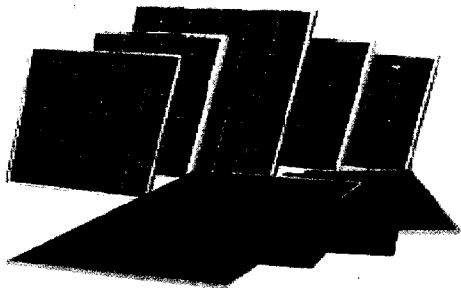


Рис. 3.10. Фотоелектричні панелі

При застосуванні термодинамічного методу енергія сонячної радіації концентрується на котлі, пара з якого надходить на турбіну з електрогенератором.

Загальний вигляд сонячної теплодинамічної електростанції показано на рисунку 3.11 [17].

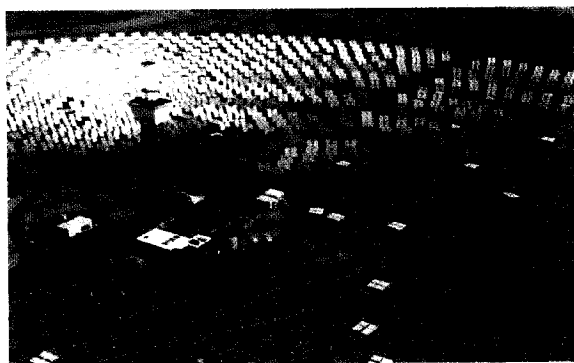


Рис. 3.11. Сонячна теплодинамічна електростанція

У процесі перетворення *сонячної енергії в теплову* радіаційне сонячне випромінювання сприймається сонячним колектором (СК) – це об’ємна конструкція, через яку циркулює теплоносіє, а її зовнішня сторона (обернена до джерела випромінювання) має чорну поглинаючу поверхню.

Основним технічним елементом сонячних теплових геліоустановок є сонячні геліоприймачі різних типів або сонячні колектори.

Сонячна тепла система для нагрівання води показана на рисунку 3.12.

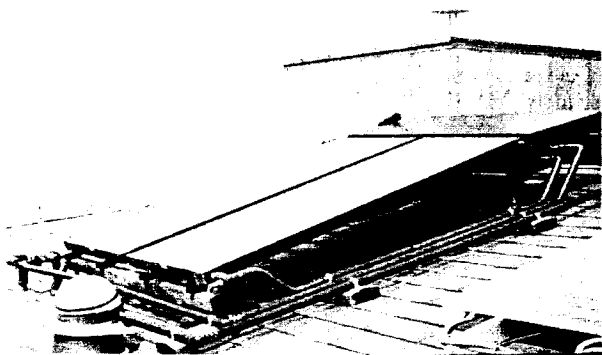


Рис. 3.12. Теплова система нагрівання води

Системи на основі сонячних енергетичних установок, що перетворюють енергію сонячної радіації в теплову, поділяються на дві основні групи [17]:

- пасивні – приймачем служать самі об'єкти, що нагріваються. Використання енергії Сонця проводиться за рахунок планувального та архітектурно-будівельного розташування споруд;

- активні – енергія сприймається, накопичується і транспортується в спеціальних пристроях. Основним елементом є геліоприймач. Як теплоносієм може виступати газ (повітря) або рідина (вода, розчин солей). В залежності від виду теплоносія будується подальша конструкція теплової сонячної енергоустановки.

Для низькопотенційних установок найбільш розповсюдженим типом геліоприймача є плоский. Він побудований у вигляді ящика, всередині якого розташований колектор, конструктивно виконаний у вигляді трубопроводу різної конфігурації з гофрованою або чарунчастою поверхнею. Колектор має покриття з великою поглинаючою спроможністю. Стінки ящика обкладені тепловою ізоляцією. Один із боків має прозоре покриття, яке може бути одно-, дво- чи тришарове.

За призначенням теплові сонячні енергоустановки в основному застосовують для гарячого водопостачання та кондиціонування як індивідуальних споживачів, так і групових, або будують централізовані системи. Для надійності енергопостачання до сонячних енергоустановок додають акумуляючі пристрої з короткочасною або довгостроковою акумуляцією. Крім того, вони можуть мати дублюючий (резервний) нагрівач (наприклад, електронагрівач, що живиться від центральної мережі). За характером руху теплоносія системи можуть бути з вільним або вимушеним режимом теплообміну, а за числом контурів теплообміну – одно-, дво- або багатоконтурними.



Таким чином, сонячні енергоустановки входять у фізичну систему узгодження енергопотоків надходження енергії сонячної радіації та потреби споживача, що діє протягом певного нормативного часу. В даних системах вхідними змінними є надходження енергії сонячної радіації та енергія від резервного (традиційного) джерела, вихідними – потреби об'єкта в теплоті. Реалізація узгодження потоків від джерела до споживача здійснюється технічними засобами, що побудовані за блочним принципом і містять первинні перетворювачі (сонячні нагрівачі), систему накопичення (теплові акумулятори), допоміжне та резервне обладнання (насоси для циркуляції теплоносія, електронагрівач, електронний регулятор, датчики).

Варіанти структурних схем енергозабезпечення об'єктів від енергії сонячної радіації можуть бути різними, основними з них є наступні:

- сонячна енергоустановка складається із сонячних нагрівачів та акумулятора;
- в акумуляторі сонячної енергоустановки проходить поєднання двох потоків енергії – від сонячних колекторів і від теплоелектричного нагрівача;
- використовується насос для циркуляції теплоносія, що впливає на процес теплообміну в сонячному колекторі;
- в акумуляторі сонячної енергоустановки проходить поєднання двох потоків енергії – від сонячних колекторів і від теплоелектричного нагрівача;
- використовується насос для циркуляції теплоносія та поєднання двох потоків енергії – від сонячних колекторів і від теплоелектричного нагрівача;
- використовуються двоконтурні системи, застосування яких проводиться в тих випадках, коли пряме використання теплоносія неможливе (наприклад, при використанні в першому контурі розчинів з антикорозійними присадками).

В Україні, як найбільш перспективні на даний час, визначено такі напрями використання сонячної енергії:

- ♦ **сонячна електроенергетика** або пряме перетворення сонячної енергії в електричну енергію постійного струму за допомогою фотоперетворювачів;
- ♦ **сонячна теплоенергетика** або безпосереднє перетворення сонячної енергії в низькопотенційну теплову енергію без попередньої концентрації потоку сонячної радіації (для гарячого водопостачання об'єктів, комунально-побутового та технологічного теплопостачання, потреб сільського господарства).

### 3.3 Сонячна електроенергетика

Сонячна електроенергетика базується на перетворенні сонячної енергії в електричну із застосуванням фотоелектричного та термодинамічного методів.

Сонячні електроенергетичні установки (СЕУ) поділяються на:

- фотоелектричні і термоелектричні, в яких енергія сонячного випромінювання безпосередньо перетворюється в електричну енергію постійного струму;
- термодинамічні з багаторазовим перетворенням сонячної енергії: спочатку в теплоту, потім у механічну і електричну енергію.

### 3.3.1 Фотоенергетика

Промислові ФЕП мають ККД в межах від 10 до 30%; при середньому находженні сонячного випромінювання вони можуть виробляти за день від 1 до 2 кВт·год електроенергії на 1 м<sup>2</sup> робочій поверхні. Сонячні елементи генерують електричний струм прямо пропорційно інтенсивності сонячного випромінювання.

Фотоелектричне перетворення сонячної енергії в даний час є одним із пріоритетних напрямів використання сонячної енергії, що обумовлюється наступним:

- ◆ можливістю отримання електроенергії практично в будь-якому районі;
- ◆ екологічною чистотою перетворення енергії;
- ◆ значним терміном роботи;
- ◆ невеликими затратами на обслуговування;
- ◆ незалежністю ефективності перетворення сонячної енергії, від встановленої потужності.

Сучасні сонячні елементи мають наступні переваги: у них відсутні рухомі частини, що зношуються; вони мають необмежений термін служби; вимагають мінімального обслуговування (або взагалі не вимагають такого); не забруднюють навколишнє середовище; на відміну від електрогенераторів інших типів, вони можуть застосовуватися в широких межах потужності – від одного вата і до декількох тисяч мегават.

За останні роки фотоенергетика отримала значний розвиток завдяки прогресу у вирішенні основних проблем: підвищення ККД сонячних фотоперетворювачів та зменшення вартості їх виробництва.

#### 3.3.1.1 Принцип дії та основні характеристики сонячних фотоперетворювачів

У сонячній фотоенергетиці сонячне випромінювання перетворюється в електроенергію напівпровідниковими перетворювачами, які володіють селективною спектральною чутливістю. У зв'язку з цим визначення як прямого, так і повного потоку сонячного випромінювання повинне здійснюватись не за допомогою піргеліометрів і піранометрів, а за допомогою еталонних сонячних елементів з такою ж селективною спектральною чутливістю, як і у вимірюваних елементів і батарей. Тут потрібно вказати, що від відповідності спектральних чутливостей еталонного і вимірюваного сонячних елементів і сонячних батарей буде залежати точність визначення коефіцієнта корисної дії і вихідної потужності фотоенергетичних приладів.

Фотоелементи базуються на фотоелекті у напівпровідникових структурах з *p-n* переходами, на так званому вентильному фотоелекті, безпосередньо перетворюють падаюче на них сонячне випромінювання в електричну енергію, таким чином, являючись її генераторами. На відміну від фотоопорів і

фотоелементів із зовнішнім фото ефектом, вони не потребують джерела зовнішньої напруги.

Розвиток фотоелектричного методу перетворення енергії випромінювання почався лише після створення зонної теорії побудови напівпровідників, розробки методів їх очистки і контрольованого легування, визначення переважної ролі, яку грає запірний шар на грані напівпровідників з протилежним типом провідності.

Останнім часом ККД сонячних елементів різко підвищився, чому сприяло більш поглиблене розуміння фізичних явищ, які відбуваються в сонячних елементах, створення більш сучасних технологічних прийомів їх виготовлення і розробки нових удосконалених конструкцій елементів з різних напівпровідникових матеріалів.

Кремнієві фотоелементи, а в останній час і фотоелементи з арсеніду галію та інших широкозонних напівпровідників, завдяки високому ККД, що досягає у кращих зразків 15-22% (а при використанні складних каскадних систем на їх основі – навіть 27-30%), широко застосовуються як фотоелектричні перетворювачі сонячного випромінювання або сонячні елементи.

З середини 2009 року компанія Spectrolab (підрозділ Boeing, США) розпочала серійний випуск сонячних батарей із застосуванням нанотехнологій (середній ККД – 38,5%).

Фотоелектрогенератори для прямого перетворення енергії випромінювання Сонця в електричну енергію, зібрані з великої кількості послідовно і паралельно з'єднаних сонячних елементів, отримали назву сонячних батарей. Сучасні сонячні батареї на основі фотоелектроперетворювачів генерують на світлі значну електричну потужність і застосовуються як для енергозабезпечення більшості космічних апаратів і багатьох наземних приладів різного призначення, так і для виробництва електроенергії у промислових масштабах.

Оптичне випромінювання, яке падає на поверхню напівпровідникової структури з  $p-n$  переходом, утворює (в основному поблизу поверхні) пари "електрон-дірка", причому концентрація пар постійно спадає від поверхні в середину напівпровідника в напрямку до  $p-n$  переходу. В тому випадку, коли відстань від поверхні до  $p-n$  переходу менше глибини проникання світла  $1/\alpha$ , пари "електрон-дірка" утворюються за  $p-n$  переходом. Якщо перехід знаходиться від місця виникнення пар на відстані, меншій від дифузійної довжини, то вони внаслідок дифузії підуть до  $p-n$  переходу і розподіляться під дією його поля. Електрони перейдуть в електронну, а дірки в діркову частину переходу. На зовнішніх металевих електродах, з'єднаних з  $p$ - і  $n$ -областями напівпровідника, з'явиться різниця потенціалів, яка викличе струм крізь опір навантаження [40].

Дифундуючи до  $p-n$  переходу, неосновні надлишкові носії струму будуть розподілятися завдяки наявності потенційного бар'єру. Накопичення надлишкових (розподілених переходом) електронів в  $n$ -області і дірок в  $p$ -області фотоперетворювача приводить до компенсації об'ємного заряду,

сконцентрованого в  $p$ - $n$  переході, тобто до створення електричного поля, протилежного за напрямом до існуючого. Таким чином, одночасно з появою різниці потенціалів на зовнішніх електродах внаслідок освітлення відбувається зміна і потенціального бар'єру, який існував у неосвітленому  $p$ - $n$  переході. Виникаюча фотоЕРС зменшує цей бар'єр, що в свою чергу приводить до виникнення зустрічних потоків електронів з електронної і дірок з діркової частини. Ці потоки практично рівнощільні струму в прямому напрямі, що виникає під дією прикладеної до  $p$ - $n$  переходу електричної напруги.

Таким чином, з моменту початку освітлення по мірі накопичення надлишкової (в порівнянні з рівною) концентрації в електронній частині  $p$ - $n$  переходу і дірок у дірковій відбувається зменшення висоти бар'єру, або електростатичного потенціалу, що викликає збільшення струму по зовнішній напрузі і зростання щільності зустрічних потоків електронів і дірок через  $p$ - $n$  перехід.

Коли кількість утворюваних світлом надлишкових пар зрівняється з кількістю пар, які відходять через  $p$ - $n$  перехід або в зовнішню напругу, встановлюється стаціонарний стан. Як правило, це відбувається через тисячні долі секунди після початку освітлення.

Вимірювання струму короткого замикання фотоелемента одночасно з дослідженням спектрального складу і щільності падаючого оптичного випромінювання дозволяє отримати уявлення про ефективність кожної стадії процесу перетворення випромінювання в електричну енергію, який відбувається всередині елемента. Насамперед необхідно визначитись, по відношенню до якого – падаючого або поглинаючого потоку випромінювання – проводиться оцінка розглянутих процесів. У межах лінійної залежності струму короткого замикання фотоелемента від щільності потоку випромінювання виконуються співвідношення [40]:

$$I_{k.3.2}(\lambda) = I_{k.3.1}(\lambda) / (1 - r(\lambda)), \quad (3.11)$$

де  $I_{k.3.2}, I_{k.3.1}$  – струм короткого замикання сонячного елемента при заданій інтенсивності відповідно поглинаючого і падаючого випромінювання:

$r(\lambda)$  – коефіцієнт однократного відбиття.

Всі три величини віднесені тут до однієї й тієї ж визначеної довжини хвилі.

Для аналізу і оцінки якості фотоелемента корисна така характеристика, як спектральна залежність струму короткого замикання елемента, розрахована на один квант поглинаючого світла. Ця величина називається ефективним квантовим виходом фотоелемента  $Q_{ef}$ .

$$Q_{ef} = I_{k.3.2} / N_0, \quad (3.12)$$

де  $Q_{ef}$  – ефективний квантовий вихід фотоелемента, електрон на квант (фотон);

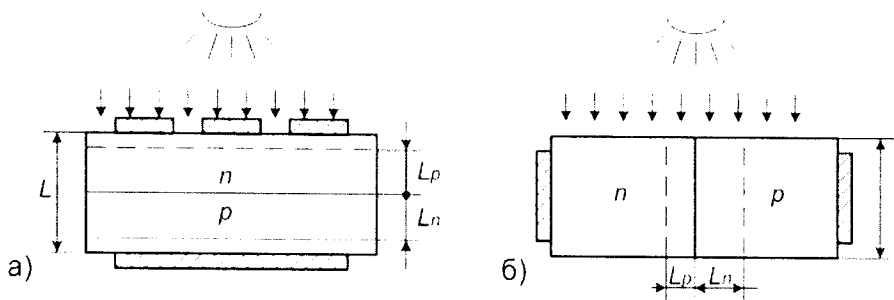
$I_{k.3.2}$  – вимірюється в електронах за секунду;

$N_0$  – кількість квантів, що падають на одиницю поверхні напівпровідника.

Прийнято вважати квантовий вихід ефекту рівним одиниці, якщо кожен квант, що поглинається, утворює одну пару "електрон-дірка". Оптичні випромінювання різної довжини хвилі проникають на різну глибину і утворюють своє просторове розподілення утворених світлом пар "електрон-дірка".

Подальша дія цих пар залежить від їх дифузійної довжини в даному напівпровідниковому матеріалі. Якщо вона достатньо велика, то утворені світлом надлишкові неосновні носії заряду встигнуть тільки за рахунок процесу дифузії дійти до області  $p$ - $n$  переходу і будуть розподілені його полем.

Вирішальну роль в ефективності цієї стадії перетворення оптичного випромінювання в середині напівпровідника грає співвідношення між дифузійною довжиною  $L$  та відстанню від  $p$ - $n$  переходу  $l$ , на якій утворюються під дією сонячної радіації пари "електрон-дірка". Розглянемо два крайні розміщення  $p$ - $n$  переходу в напівпровідниковому кристалі по відношенню до напрямку падіння оптичного випромінювання: перпендикулярного і паралельного (рис. 3.13). У першому випадку світло проникає на всю глибину кристалу і  $l$  рівня товщі напівпровідникової пластини, а в другому – освітлюється вся поверхня пластини шириною  $d$ .



а) – перпендикулярна;

б) – паралельна до площини  $p$ - $n$  переходу.

Рис. 3.13. Схема розміщення  $p$ - $n$  переходу в напівпровідниковому кристалі

Паралельне розміщення вважається кращим, тому що для повного збирання і розподілення носіїв найбільш суттєвим є розподілення пар носіїв у напрямку, перпендикулярному до  $p$ - $n$  переходу, і рівномірна генерація носіїв по глибині кристалу утворює сприятливі умови для їх дифузії до  $p$ - $n$  переходу і наступного просторового розподілення.

Розроблені на основі такого розподілення  $p$ - $n$  переходу по відношенню до світла багатоперехідні матричні сонячні елементи, що складаються з великої кількості мікроелементів, площини яких паралельні по відношенню до падаючого сонячного випромінювання (або розміщені під невеликим кутом до нього), дійсно володіють високою ефективністю збирання носіїв у довгохвильовій області спектру і дозволяють отримати значну фотоелектрорушійну силу з одиниці освітлюваної поверхні.

Базовим пристроєм для отримання електроенергії методом фотоперетворення є фотоелемент.

**Фотоелемент являє собою електронний пристрій**, у якому в результаті поглинання енергії падаючого на нього оптичного випромінювання генерується фотоелектрорушійна сила, або фотострум. Дія фотоелемента основана на фотоелектронній емісії або на внутрішньому фото ефекті. Фотоелектричний елемент, дія якого базується на внутрішньому фото ефекті, являє собою напівпровідниковий прилад із гомогенним електронно-дірковим переходом (*p-n* переходом), напівпровідниковим гетеропереходом або контактом метал-напівпровідник.

Основними характеристиками фотоелемента є:

1) інтегральна чутливість – відношення фотоструму до потоку світла, що його спричиняє, при короткозамкнутих виводах у напівпровідникових фотоелементах;

2) спектральна чутливість – величина, що визначає діапазон значень довжини хвиль оптичного випромінювання;

3) вольт-амперна характеристика – залежність величини фотоструму від напруги на фотоелементах при постійному значенні світлового потоку; дозволяє визначити оптимальний робочий режим фотоелемента;

4) ККД або коефіцієнт перетворення сонячного випромінювання – відношення електричної потужності фотоелемента до падаючої світлової потужності при номінальному навантаженні.

Енергетичні характеристики сонячних фотоперетворювачів у першу чергу визначаються властивостями напівпровідникових матеріалів та конструктивними особливостями фотоелементів (сонячних елементів).

Конструктивно сонячні батареї (СБ) частіше всього виконують у вигляді плоскої панелі з фотоелементів, захищених прозорими плівками. Число фотоелементів у СБ може досягати кількох сотень тисяч, площа панелі – десятків квадратних метрів, струм – сотень ампер, напруга – десятків вольт.

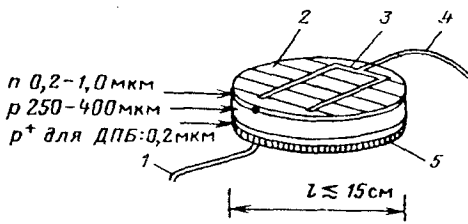
Напівпровідникові матеріали, з яких виготовляються ФЕ, характеризуються наступними основними параметрами:

- питомим опором;
- типом провідності;
- шириною забороненої зони;
- концентрацією носіїв заряду та їх рухливістю;
- ефективною масою;
- терміном роботи.

### **3.3.1.2 Конструктивні особливості сонячних фотоперетворювачів та методи їх виготовлення**

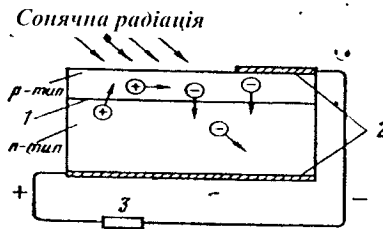
Існує багато технологічних рішень і промислових розробок фотоелементів та методів їх виготовлення. Із вітчизняних фотоелектроперетворювачів

найбільше поширення мають монокристалічні сонячні елементи: у якості прикладу нижче наведено конструкцію одного з них – стандартного монокристалічного кремнієвого фотоелемента [40]. Загальний вигляд і типова структура фотоелемента з *p-n* переходом показані на рисунках 3.14, 3.15.



ДПБ – додатковий потенційний бар'єр:  
 1 – від лицьової поверхні попереднього елемента;  
 2 – противідбивне покриття;  
 3 – лицьовий контакт;  
 4 – до тильного контакту наступного елемента;  
 5 – металевий контакт з тильної сторони.

Рис. 3.14. Типова структура фотоелемента з *p-n* переходом



1 – спай; 2 – металева контактна плівка; 3 – опір навантаження.

Рис. 3.15. Кремнієвий фотоелемент

Основні технічні вимоги при виробництві сонячних фотоперетворювачів є такими:

1) Матеріал, з якого виготовляється фотоелемент, повинен бути хімічно високочистим із стійкими властивостями.

2) Фотоелементи повинні виготовлятися у великій кількості при мінімальній вартості; при цьому необхідно забезпечити загальний контроль за процесом їх виготовлення і високий рівень точності.

3) Фотоелементи повинні мати термін служби не менше 20 років в умовах дії (часто шкідливого) навколишнього середовища. Слід враховувати, що навіть без концентрації сонячного випромінювання робоча температура фотоелемента може змінюватися в діапазоні від  $-30$  до  $+200^{\circ}\text{C}$ . Електричні контакти повинні бути стабільними і захищеними від усіх видів корозії. Пристрій повинен бути водозахищеним.

4) Конструкція повинна бути такою, що руйнування одного з елементів не повинно призводити до виходу із ладу всієї системи. Для цього використовуються паралельні і послідовні з'єднання, які у разі виходу з ладу яких-небудь елементів повинні виключати можливість виходу з ладу інших елементів.

5) Збірні модулі повинні бути придатними для транспортування навіть у

важкодоступні та віддалені райони.

Аналіз загальних процесів, які відбуваються у фотоелементі при перетворенні оптичного випромінювання в електроенергію, показує, що ефективність кожного з них залежить від оптичних і електрофізичних властивостей напівпровідникового матеріалу (відбиття від поверхні, квантовий вихід фотоіонізації, дифузійна довжина другорядних носіїв струму, спектральні положення загальної смуги поглинання), від характеристик  $p$ - $n$  переходу (механізму протікання зворотнього струму, висоти потенціального бар'єру, ширини області об'ємного заряду), від так званого геометричного фактора (співвідношення між дифузійною довжиною носіїв заряду і глибиною залягання  $p$ - $n$  переходу), а також від ступеня легування зон напівпровідника по обидва боки  $p$ - $n$  переходу.

Значний вплив на форму вольт-амперної характеристики і вихідну потужність має послідовний опір елемента, який, у свою чергу, залежить від опору товщини і ступеня легування обох зон напівпровідника, а також від форми і місця розташування струмоз'ємних контактів.

Радіаційно-захисні, теплорегулюючі і просвітлюючі покриття, нанесені на світлоприймальну поверхню фотоелементів, дозволяють підвищити кількість випромінювання, що надходить всередину напівпровідника, забезпечити відведення надлишкового тепла, що виникає у фотоелементах у процесі роботи, а також захистити елементи від впливу корпускулярної радіації (електрони, протони) в космосі і від шкідливих кліматичних факторів на Землі.

Зовнішню до падаючого оптичного випромінювання поверхню напівпровідникової області фотоелемента з кремнію виготовляють дуже тонкою і максимально легують, наприклад, атомами фосфору, так, що вона стає областю  $n$ -типу. Базову область напівпровідника  $p$ -типу частіше легують порівняно мало, наприклад, бором (при отриманні монокристалу). Зовнішню поверхню елементів покривають сіткою із струмоз'ємних смуг різної конфігурації, що займає, як правило, 5-7% площі, а на зворотній стороні створюють суцільний або сітчастий контакт.

Розділені полем  $p$ - $n$  переходу другорядні носії заряду повинні потрапити у зовнішнє коло (до навантаження). У верхній  $n$ -області напівпровідника, спрямованій до світла, надлишкові носії заряду рухаються вздовж шару, а в базовій області  $p$ -типу – впоперек шару. Дифузійна довжина другорядних носіїв заряду в дуже легуваному шарі  $n$ -типу складає 0,2-0,6 мкм, у базовому шарі – 100-200 мкм, що залежить від концентрації домішок і режиму термообробки при отриманні вихідного кристалу і виготовленні з нього фотоелемента (наприклад, при термодифузії легуючих домішок і операціях нанесення та закріплення просвітлюючого покриття). При дослідженні впливу термообробки на зниження значень дифузійної довжини другорядних носіїв заряду в напівпровідникових матеріалах і фотоелементах виявлена можливість зменшення цього впливу шляхом вилучення шкідливих домішок із базової області Si і ArGa (як правило, для цього на зовнішній і зворотній поверхні пластини наносять склоподібні плівки, куди при термообробці переходять домішки протягом процесу, який отримав назву гетерування) і здійснення



суворого контролю за режимом термообробки на кожній технологічній операції.

Необхідно зазначити, що внаслідок багаторазових термообробок, яким підлягають шари напівпровідника на різних технологічних стадіях виготовлення фотоелементів, багато з оптичних і електрофізичних параметрів напівпровідника змінюються, виходячи з заданих значень. У зв'язку з цим найточнішим є визначення параметрів напівпровідника в кінці технологічного циклу. Як правило, це роблять шляхом розрахунку за вихідними характеристиками фотоелементів – такими, як вольт-амперна характеристика або спектральна чутливість, а також за іншими, наприклад, за вольт-ємністю (зміна ємності елемента від наданої напруги), або люкс-амперною (залежність загальних фотоелектричних параметрів від освітлення) характеристиками.

Електронно-дірковий перехід може бути забезпечений металевими контактами, сполученими з батареєю (рис. 3.16).

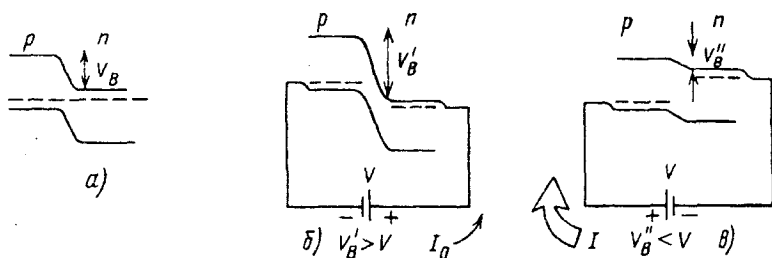


Рис. 3.16. Ізольований перехід, нульовий зсув (а), зворотний (б) і прямий (в) зсуви  $p$ - $n$  переходу. Струм  $I_0 < 1$ .

Вирощування кристалів для фотоперетворювачів проводиться із застосуванням ряду технологій, кожна з яких має свої переваги і недоліки. Для отримання монокристалів використовують початкові високочисті електронні матеріали у вигляді полікристалічних заготовок, концентрація домішок у яких повинна бути менше, ніж 1 атом на  $10^9$ , тобто менше, ніж  $10^{18}$  атомів в  $1 \text{ м}^3$ . Схеми деяких методів вирощування монокристалів наведено нижче.

**Метод Чохральського** – добре відпрацьована техніка вирощування монокристалів, яка полягає у зануренні невеликого кристала-приманки в розплавлений матеріал. Домішки (наприклад, бор – акцептор для отримання монокристала  $p$ -типу) додаються у розплав. Кристал, що поступово виріс із зародка, виштовхується з розплаву. Діаметр такого кристала може досягати 15 см. Вирощений у такий спосіб монокристал потім розрізається на частини товщиною приблизно 300 мкм. При цьому втрачається близько 40-50% кристалічного матеріалу, що робить вирощування монокристалів недостатньо ефективним.

**Зонна плавка (рекристалізація).** Полікристалічному матеріалу надають форму стрижня. Зона розплаву проходить уздовж стрижня внаслідок нагріву струмом високої частоти або лазером. Цей процес і очищає матеріал, і формує

монокристал. Монокристал потрібно розрізати і обробити, як і в інших способах.

**Стрічковий метод.** Цей метод виключає різання кристала і наявність відходів, оскільки відразу вирощується тонка стрічка монокристала до 10 см завширшки і товщиною 300 мкм. Стрічка може зберігатися намотаною на барабан великого діаметра. В міру необхідності від неї відрізуються смуги для виготовлення фотоелементів.

**Вакуумне напилення.** Цей метод можна використовувати на різних стадіях виготовлення фотоелемента, наприклад, для формування поверхневого шару металу в діодах Шотки. Вакуумне напилення самого кремнію є складним і не завжди буває успішним.

**Литво.** При застосуванні цього методу отримують полікристалічний матеріал. У даному випадку дешевизна процесу може компенсувати низьку ефективність продукції.

Для обробки тонких шарів плівки товщиною 300-400 мкм піддають хімічному витравленню. Тонкий шар матеріалу *n*-типу формується у процесі дифузії донорів (наприклад, фосфору) в поверхневий шар. Один із способів полягає в нагріванні плівок до 1000°C у вакуумній камері, в яку подається P<sub>2</sub>O<sub>5</sub>, але найчастіше плівки нагрівають в атмосфері азоту з добавкою POCl<sub>3</sub>.

Для формування сітки електричних контактів використовується метод фотолітографії. Першим для створення низькоомного контакту з кремнієм випаровують титан, потім дуже тонкий шар паладію, щоб попередити хімічну взаємодію титану зі сріблом, шар якого висаджують останнім для отримання струмопровідної сітки. Інші методи засновані на застосуванні печатного монтажу і гальваностегії.

Останніми в процесі вакуумного випаровування наносяться противідбиваючі шари. В процесі дифузії алюмінію біля тильної поверхні утворюється додатковий потенційний бар'єр з *p*<sup>+</sup> в матеріалі *p*-типу. На нього наноситься електричний металевий контакт у вигляді товстого зовнішнього шару. Для текстурованих поверхонь противідбиваючі властивості створюються хімічним травленням.

При створенні модулів і ланцюжків окремі фотоелементи площею приблизно 10×10 см<sup>2</sup> кожен по 30 шт. збирають у модулі. Кожен модуль зазвичай складається із 3-5 колонок послідовно сполучених елементів. Такий пристрій створює ЕРС близько 15 В, що цілком достатньо для зарядки батарей до 12 В (краще, коли такі батареї спеціально виготовлені для використання у фотоелектричних ланцюгах).

При цільній компоновці круглих фотоелементів втрачається до 15% площі модуля, тому їх додатково обрізають із чотирьох сторін, створюючи "псевдоквадрат". Елементи розташовують в інертному наповнювачі між прозорою передньою кришкою, зазвичай виготовленою з пластика, непроникного для ультрафіолетового випромінювання, і пластиною з тильної сторони, яка повинна бути достатньо міцною і мати низький термічний опір. Кришка повинна бути герметично запаяна і водонепроникна при будь-яких зовнішніх діях, включаючи термічні навантаження.

### 3.3.1.3 Фактори, що впливають на коефіцієнт корисної дії сонячних фотоперетворювачів та методи їх удосконалення

Теорія фотовольтаїчного ефекту в напівпровідниках із  $p-n$  переходом, що розробляється та уточнюється на протязі останніх десятиліть, дозволяє описати характеристики фотоперетворювачів, пояснити реально отримувані значення ККД і визначити методи їх удосконалення. Втрати потужності у фотоперетворювачах, пов'язані з дією фундаментальних законів фізики привели до виникнення поняття "граничного теоретичного ККД", яке дає можливість визначати можливості фотоелектричного методу перетворення енергії і робити вибір найбільш перспективних напівпровідників. Основні фізичні обмеження ККД пов'язані з наявністю "забороненої" зони напівпровідника  $E_g$  і відповідно "червоної" межі фотоефекту. Максимально можливий ККД перетворювачів сонячного випромінювання біля поверхні Землі становить біля 28% і відповідає ширині забороненої зони [40].

Однією з найбільших перепон широкого розповсюдження сонячних батарей є їх висока вартість. Оскільки кремній, найбільш широко застосовуваний матеріал для виготовлення сонячних батарей, коштує досить дорого, важливим є вибір оптимальної товщини шару кремнію з метою забезпечення оптимальних робочих параметрів і прийнятної вартості СФЕП. Теоретично та експериментально було показано, що фотоелементи товщиною 100 мкм з ізотопним тильним бар'сром по ефективності такі ж, а може навіть і кращі за стандартні фотоелементи  $n-p$  типу із пластин товщиною 250 мкм. Необхідним є подальше покращення методів різання кремнію (для зменшення відходів), методу отримання тонкого стрічкового кремнію та способів обробки тонких пластин. При цьому слід враховувати, що зменшення вартості не повинне досягатися за рахунок ККД. Спроба отримати потрібну кількість електроенергії шляхом збільшення площі малоефективних фотоелементів збільшить витрати на з'єднуючі та підкріплюючі елементи конструкцій, герметизуючі матеріали, в деякій мірі – на обслуговування енергетичної установки та перевезення фотоелементів на місце експлуатування.

Отриманий у даний час ККД сонячних елементів  $\sim 15\%$  вважають достатнім для виготовлення енергетичних установок вартістю  $\sim 1$  дол./Вт пікової потужності. ККД визначають як [40]:

$$\eta = \frac{I_{sc} \cdot V_{oc} \cdot FF}{P_m}, \quad (3.13)$$

де  $I_{sc}$  – струм короткого замикання (КЗ);

$V_{oc}$  – напруга холостого ходу (х.х.);

$FF$  – коефіцієнт заповнення вольт-амперної характеристики;

$P_m$  – потужність падаючого випромінювання.

Всі три параметри повинні мати якнайбільш високі значення. Струм КЗ визначається відбиваючою здатністю поверхні сонячного елемента і ефективністю збирання носіїв  $p-n$  переходом. Для захисту елемента від

псування використовують просвітлюючі покриття, при цьому утворюється текстурована поверхня і використовується тонка контактна сітка, яка займає досить невелику частину робочої поверхні. Збільшення коефіцієнта збирання є можливим за рахунок збільшення дифузійної довжини неосновних носіїв.

Час існування неосновних носіїв зменшується при збільшенні рівня легування напівпровідника. Існує декілька механізмів рекомбінації носіїв. При відносно низьких рівнях легування, за теорією Шоклі-Рида-Хола, переважають процеси за участю рекомбінаційних центрів. Висока температура призводить до дефектів, які є центрами рекомбінації і зменшують час існування неосновних носіїв. Підвищення часу існування є можливим за допомогою гетерування.

Для зменшення швидкості рекомбінації на лицевій і тильній поверхні використовують різноманітні методи. При наявності на тильній стороні металевго контакту швидкість поверхневої рекомбінації прямує до безкінечності. Введення ізотопного тильного бар'єру дозволяє зменшити ефективну швидкість поверхневої рекомбінації до низьких значень. При невеликій концентрації домішок у легованому шарі швидкість рекомбінації на ділянках лицевой поверхні, вільних від контакту, може бути зменшена при використанні відповідного просвітлюючого покриття. Для зниження ефективної швидкості поверхневої рекомбінації на лицевому контакті під металеву сітку вводять шар полікристалічного кремнію.

Для отримання високої напруги холостого ходу, що дорівнює:

$$V_{oc} = \frac{kT}{q} \ln\left(\frac{I_{sc}}{I_0} + 1\right), \quad (3.14)$$

необхідно забезпечити великі значення  $I_{sc}$  та низький струм  $I_0$ .

Зменшенню  $I_0$  сприяє:

- тривалий час існування неосновних носіїв у всіх областях фотоелемента;
- відносно великий рівень легування, коли знижується концентрація фотогенерування неосновних носіїв;
- знешкодження зовнішніх струмів;
- створення ізотопного тильного бар'єру.

Підвищення коефіцієнта заповнення вольт-амперних характеристик можливе за рахунок зниження послідовного та збільшення шунтуючого опору. Низький послідовний опір відповідає високому рівню легування поверхневого шару і достатньо великій глибині розташування переходу; форма контактної сітки повинна бути вибрана оптимально такою, яка створює незначне затемнення робочої поверхні при низькому опорі контакту.

На основні фотоелектричні параметри сонячних елементів, такі як вольт-амперна характеристика (ВАХ) і спектральна чутливість, впливають і оптичні, і електрофізичні властивості напівпровідника. Тільки детальний аналіз дозволяє визначити, чим викликана недостатньо висока ефективність даного фотоелемента. Для цього насамперед необхідно виміряти основні його характеристики, що дає можливість зрозуміти причини виникнення, природу і більшість видів втрат.

Вольт-амперна характеристика фотоелемента відрізняється від вольт-амперної характеристики напівпровідникового діода появою струму, що генерується елементом під дією освітлення  $I_\phi$ , частина якого протікає крізь діод  $I_0$ , а друга частина струму  $I$  – крізь зовнішню напругу [40]:

$$I_\phi = I_0 + I \Rightarrow I_0 = I_0(\exp(qV / KT) - 1), \quad (3.15)$$

де  $I_0$  – зворотній струм насичення  $p$ - $n$  переходу;

$q$  – заряд електрона;

$T$  – абсолютна температура;

$K$  – постійна Больцмана.

При розімкнутому зовнішньому контурі, коли його опір великий і  $I = 0$ , напруга холостого ходу:

$$V_{x,x} = \ln(I_\phi / I_0 + 1)KT / q. \quad (3.16)$$

Для реального фотоелемента характерний вміст послідовного опору контактних шарів, опорів кожної з  $p$ - $n$  областей елемента, перехідних опорів метал-напівпровідник, а також опір шунта  $R_{L1}$ , який відображає можливі поверхневі та об'ємні втрати струму по опору, паралельному  $p$ - $n$  переходу.

Вихідну потужність  $P$ , яку знімають одиниці площі фотоелемента, можна розрахувати наступним чином:

$$P = (I_n V_n)_{max} = \xi I_{k,x} \cdot V_{x,x}, \quad (3.17)$$

де величина  $\xi$  – коефіцієнт заповнення ВАХ, у кремнієвих елементах він дорівнює 0,75-0,8.

Одержання електричної енергії в сонячних елементах базується на фотовольтаїчному ефекті в неоднорідних напівпровідникових структурах за умов падіння на них сонячного випромінювання. Характеристики сонячних елементів залежать у першу чергу від рівня падаючого на них сонячного випромінювання.

Для прикладу розглянуто найпоширеніший сонячний елемент на базі кристалічного кремнію. Кремнієві сонячні елементи – це нелінійні пристрої, характеристики яких досить важко описати формулою на зразок закону Ома. Замість неї для пояснення характеристик сонячного елемента можна користуватися сімейством досить простих для розуміння кривих – вольт-амперних характеристик (рис. 3.17). По осі  $x$  відкладено величину напруги, а по осі  $y$  – величину струму, які генеруються на переході СЕ за умов дії різних рівнів інтенсивності потоку сонячного випромінювання (від 250-1000 Вт/м<sup>2</sup>) на площину СЕ.

Напруга холостого ходу, що генерується на  $p$ - $n$  переході кожного СЕ, трохи змінюється в залежності від особливостей технології виготовлення і складає близько 0,6 В. Ця величина залежить від інтенсивності сонячного випромінювання, але не залежить від розмірів СЕ, якщо на всій площі його сформовано не більше одного  $p$ - $n$  переходу. Величина струму СЕ залежить не тільки від інтенсивності сонячного випромінювання, а й від розмірів площі поверхні сонячного елемента.

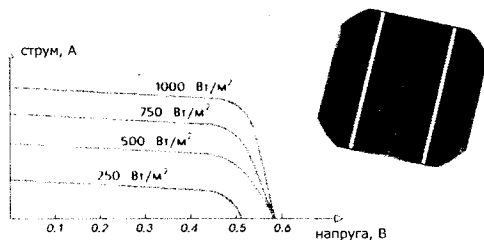


Рис. 3.17. Вольт-амперна характеристика сонячного елемента

Важливим моментом роботи сонячних елементів є їх залежність від температури. В яскравий сонячний день СЕ в модулях нагріваються, втрачаючи ККД через падіння напруги на кожному  $p-n$  переході. А ККД кремнієвих сонячних елементів, що серійно випускаються сьогодні на Україні, знаходиться в межах до 20%. З графіка на рисунку 3.18 видно, що за умов нагріву спостерігається деяке збільшення струму, але в порівнянні з амплітудою падіння напруги воно незначне. Існують стандартні умови випробувань STC (Standart Test Conditions) з метою паспортизації і сертифікації сонячних елементів, модулів та їх складових частин, головними з яких є наступні: щільність потоку світла  $1000 \text{ Вт/м}^2$ , температура  $25^\circ\text{C}$ , спектр АМ 1,5 (сонячний спектр на широті  $45^\circ$ ).

За умов нагріву сонячного елемента на один градус після  $25^\circ\text{C}$ , він втрачає в напрузі  $0,002 \text{ В}$ , тобто  $0,4\%$  на  $1^\circ\text{C}$ .

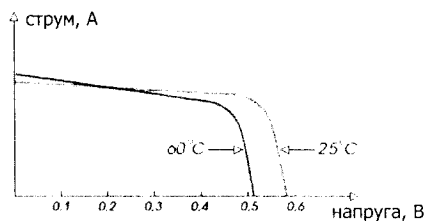


Рис. 3.18. Криві ВАХ в умовах нагріву кремнієвих кристалічних сонячних елементів

Серійні сонячні елементи випускаються за стандартними розмірами, поєднані в окремі групи з однаковими параметрами. Найбільш простішим і розповсюдженим фотомодулем (ФМ) є ланка з послідовно сполучених СЕ, які герметизуються шляхом ламінації на підложці із загартованого захисного скла або текстоліту. Сонячні елементи розміщені між двома шарами герметизуючої плівки, без повітряного зазору. Це досягається за умов використання технології вакуумної ламінації. Але у випадку повітряного зазору між захисним склом та сонячними елементами втрати на відбивання і поглинання сонячної радіації можуть досягати 20-30%, тоді як без повітряного зазору – 12%. Зазвичай такі

модулі, що складаються з 36 елементів, використовуються для заряду акумуляторних батарей з номінальною напругою 12 В.

Електричні параметри ФМ наводяться як і для окремого СЕ у вигляді вольт-амперної кривої в стандартних умовах випробувань STC (рис. 3.19).

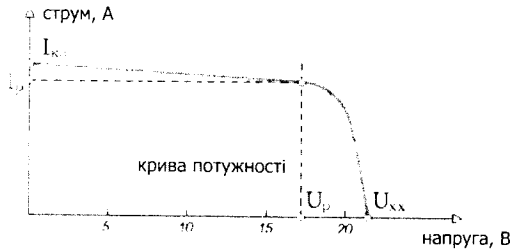


Рис. 3.19. Електричні параметри фотомодуля

Точка перетину кривої вольт-амперної характеристики з горизонтальною віссю, по якій вимірюється напруга, називають напругою холостого ходу ( $U_{кк}$ ), а з вертикальною, по якій відкладається струм – струмом короткого замикання ( $I_{кз}$ ). Максимальною  $P_m$  визначається найбільша потужність, яку можна одержати з ФМ в стандартних умовах випробувань. Напруга, відповідна максимальній потужності, є напругою максимальної потужності (робоча напруга –  $U_p$ ), а відповідний струм – струмом максимальної потужності (робочим струмом –  $I_p$ ). Таким чином, значення робочої напруги ФМ, що складається з 36 сонячних елементів, буде на рівні 16-17 В (0,45-0,47 В на елемент при 25°C). Такий запас по напрузі порівняно з напругою повного заряду акумуляторної батареї (для кислотних акумуляторів – 14,4 В) необхідний для того, щоб компенсувати втрати в контролері заряду-розряду акумуляторної батареї, а також втрати у ФМ за умов його нагріву під час роботи.

Як світлова, так і темнова ВАХ фотоелемента можуть бути досліджені ще більш детально. При цьому для ряду елементів виявляється, що в залежності від рівня напруги механізм протікання зворотного струму насичення крізь  $p-n$  перехід змінюється. Як правило, цей струм являє собою суму двох струмів. У зв'язку з цим рівняння вольт-амперної характеристики фотоелемента записується так:

$$I = I_{01} \left( \exp\left(\frac{q}{AKT} \nu\right) - 1 \right) + I_{02} \left( \exp\left(\frac{q}{AKT} \nu\right) - 1 \right) - I_{\phi}, \quad (3.18)$$

де  $I_{01}$  – зворотній струм насичення, який визначається дифузійним механізмом протікання струму крізь тонкий  $p-n$  перехід;

$I_{02}$  – зворотній струм насичення, що виникає внаслідок рекомбінації в області  $p-n$  переходу, при цьому коефіцієнт  $A = 2$ .

В даний час розроблено ряд досить точних методик, які дозволяють за вимірними темновими і світловими вольт-амперними характеристиками

фотоелемента розрахувати значення  $I_0, R_n, R_{ш}$ , коефіцієнта  $A$  і виявляти тим самим фізичні процеси, які призводять до недостатньо високої ефективності фотоелементів, виготовлених із визначеної напівпровідникової речовини.

Головним недоліком сонячних елементів є періодичність роботи, що ліквідується за рахунок використання ефективних акумуляторів електричної енергії. При достатній кількості сонячних елементів можна створити сонячну батарею із практичнолюбими напругами і струмами, здатну забезпечити зарядку любого типу акумуляторів. При цьому необхідно також враховувати, що потужна сонячна батарея матиме високу вартість і буде займати велику площу для своєї установки. Оскільки повноцінне сонячне освітлення батареї буває обмежений час доби, то бажано використовувати сонячну батарею, яка забезпечує прискорений зарядний струм, величина якого знаходиться в межах 0,15-0,3 від ємності акумуляторів [41]. Схема автономного електроживлення від сонячної батареї показана на рис. 3.20.

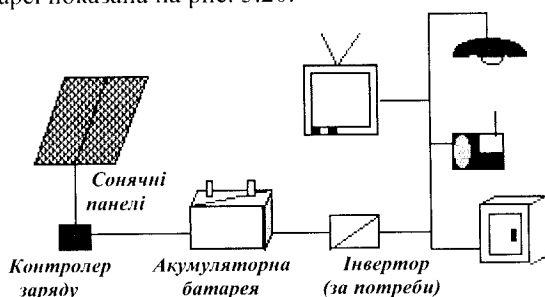


Рис. 3.20. Схема автономного електроживлення від сонячної батареї

Якщо сонячна батарея забезпечує струм, менший ніж номінальний зарядний струм, (менше 0,08 від ємності акумуляторів, то в даному випадку можна здійснювати тільки підзарядку акумуляторів, тобто у світловий період сонячна батарея повинна бути постійно підключена до акумулятора, весь час постійно підзаряджаючи його. При цьому необхідно контролювати, щоб під час роботи акумулятора напруга на одному елементі була не нижчою за 1,2-1,15 В. При напрузі нижче 1,15 В акумулятор необхідно зняти з роботи і поставити на заряд. При невиконанні цієї умови напруга на елементах акумулятора за короткий час може впасти до 1,1 В, а таку розряджену акумуляторну батарею вже неможливо використовувати в експлуатації без зарядки. Це вказує на те, що в процесі експлуатації обов'язково необхідно контролювати напругу на акумуляторній батареї під навантаженням.

### 3.3.2. Сонячні електростанції

Одним із важливих напрямів сучасної сонячної електроенергетики є централізоване виробництво електричної енергії на сонячних електростанціях (СЕС).

Всі сонячні електростанції створюються на основі сонячних теплових енергетичних установок, у яких за допомогою оптичних систем концентрується



сонячна енергія для нагріву робочого тіла до температури, яка забезпечує ефективну роботу теплових машин.

Термодинамічні сонячні електричні станції, які найбільш поширені в даний час, базуються на трьох основних принципах:

- СЕС баштового типу (БТ) з центральним приймачем-парогенератором, на поверхні якого концентрується сонячне випромінювання від плоских дзеркал-геліостатів;

- СЕС модульного типу (МТ), в яких у фокусі параболоциліндричних концентраторів (ПЦК) розміщуються вакуумовані приймачі – труби з теплоносієм (парогенератори);

- комбіновані СЕС – це сонячно-теплові електростанції (СТЕС), в яких виробляється електрична і теплова енергія; електростанція того чи іншого типу (БТ або МТ) поєднується з теплоелектроцентраллю.

Максимальна кількість науково-дослідних та проектних розробок у галузі термодинамічних сонячних станцій баштового типу в світі припадає на 70-і та початок 80-х років, коли в США, Італії, Іспанії, Японії та Франції було побудовано шість експериментальних СЕС потужністю від 0,5 до 10 МВт. Реалізується міжнародний проєкт СЕС "Фобос" потужністю 30 МВт для Йорданії, в якому приймають участь Німеччина, Іспанія, США, Італія, Франція.

Світова практика експлуатації СЕС баштового типу показала їх технічну доцільність та працездатність. Однак реальна ціна СЕС баштового типу через їх велику матеріалоємність (металоконструкції, бетон, дзеркала) виявилась високою – 10-15 тис. доларів за 1 кВт пікової потужності; цим пояснюється те, що інтерес до баштових СЕС помітно знизився.

Існуючі СЕС баштового типу або законсервовані до більш сприятливої економічної ситуації (коли висока вартість буде виправдана екологічними аспектами), або перетворені в експериментальні полігони із впровадження сонячних технологій. Спорудження СЕС баштового типу може бути доцільним лише при зниженні питомих капіталовкладень до рівня 130% вартості атомних електростанцій.

Успішний розвиток отримали термодинамічні сонячні станції з розподіленим параболоциліндричним приймачем (рис. 3.21).

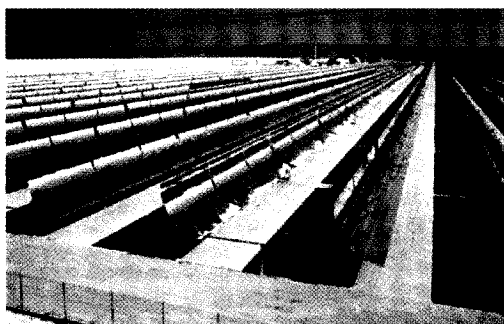


Рис. 3.21. Термодинамічна сонячна станція з параболоциліндричним приймачем

Питома вартість СЕС модульного типу складає близько 110-130% вартості АЕС, а у випадку застосування для концентрації випромінювання параболоїдів із посрібленого склопластику замість параболоїдів зі скляним покриттям знизиться до вартості АЕС. При цьому слід відмітити, що вартість енергії на АЕС, у зв'язку із заходами щодо підвищення безпеки, безперервно зростає.

Найбільш прийнятними в роботі є сонячні теплові електростанції з центральним приймачем, які використовують помірну кількість звичайних конструкційних матеріалів та збільшують вихід енергії в 20-60 разів. Вони можуть конкурувати з традиційними енергетичними установками, і передбачається, що найбільш ефективними вони стануть у майбутньому. Компанія Luz International за останні 10 років побудувала 9 таких електростанцій з лінійно-параболічними концентраторами загальною потужністю 354 МВт.

В США, Японії, Франції, Італії, Іспанії з 1983 року проходили натурні експериментальні дослідження і порівняння різних технологій термодинамічного перетворення сонячної енергії. На даний час побудовані такі СЕС із термодинамічною схемою: Солар-1 (Баретоу, США, 10 МВт), Теміс (Мартісон, Франція, 2,5 МВт), Юреліос, (Адріно, Італія, 1 МВт), Цеза-1 (Альмерія, Іспанія, 0,5 МВт), Саншайн (Ніо, Японія, 1 МВт).

З 1988 року в США (Південна Каліфорнія) працюють 7 СЕС модульного типу потужністю від 15 до 80 МВт, які включені в загальну енергосистему загальною потужністю 243,8 МВт.

В 2007 році в США введена в експлуатацію сонячна електростанція потужністю 64 МВт, в Іспанії – потужністю 11 МВт з геліостатичним полем із 624 зеркал площею по 120 м<sup>2</sup> кожне і баштою висотою 115 м. В Австралії здійснюється проєкт сонячної електростанції потужністю 250 МВт. На 2011 рік у США в штаті Арізона заплановано введення в експлуатацію СЕС потужністю 280 МВт [17].

У Європі встановлена потужність нових концентраційних термодинамічних сонячних електростанцій і тих, що знаходяться у стадії будівництва, становить 750 МВт. До 2012 року передбачається доведення встановленої потужності до 2 ГВт. В США проєктуються термодинамічні сонячні електростанції потужністю 7 ГВт. Прогноз динаміки ключових характеристик концентраційних термодинамічних сонячних електростанцій наведено в таблиці 3.5 [14].

Таблиця 3.5. Характеристики концентраційних термодинамічних сонячних електростанцій

Показники	Роки					
	2007	2015	2020	2030	2040	2050
Капітальні витрати, дол. США/кВт	7250	5576	5044	4263	4200	4160
Встановлена потужність, ГВт	1	25	105	324	647	1002

Успіх розвитку цього напрямку сонячної енергетики значним чином залежить від створення ефективних систем акумулювання теплової енергії. Сучасні системи акумулювання дозволяють видавати навантаження протягом кількох годин за відсутності сонячної енергії. Тому середній ККД сонячних

термодинамічних електростанцій на даний час становить 0,39 (у фотоелектричних 0,22). Капітальні витрати на будівництво і експлуатацію термальних сонячних електростанцій дуже високі, а темпи удосконалення технології нижчі, ніж у фотоперетворювачів [14].

В Україні в 1986 році була побудована та введена в дію сонячна електростанція в Криму потужністю 5 МВт, яка експлуатувалася до 1993 року. Для концентрації сонячної енергії на центральний приймач-парогенератор, виконаний у вигляді відкритого циліндра, було використано 1600 плоских дзеркал; площа кожного із дзеркал  $25,5 \text{ м}^2$ , коефіцієнт відбиття – 0,71.

Науково-технічна рада Міністерства енергетики і електрифікації України на своєму засіданні в 1995 році відзначила наступне:

1) Кримська сонячна електростанція СЕС-5 створювалась як експериментальна для апробації технології термодинамічного перетворення сонячної енергії в електричну і натурних випробувань нових типів геліотехнічного та енергетичного обладнання. Проектом передбачалось, що собівартість електроенергії буде становити 56 коп. за 1 кВт·год, тоді як відпускна ціна на електроенергію традиційних електростанцій на той час складала 1,5 коп. за 1 кВт·год.

2) Програма намічених досліджень завершена, одержано дані про фактичну ефективність термодинамічного перетворення сонячної енергії в електричну. Метеорологічні особливості району розміщення СЕС-5 та технічні рішення, покладені в основу при створенні Кримської сонячної станції, не забезпечили досягнення навіть проектних показників її роботи, а собівартість електроенергії складала до 7 крб. (за цінами 1990 р.) за 1кВт·год. При проектуванні допущені прорахунки в оцінці потоку сонячної енергії, який мав забезпечити функціонування станції. Експериментальні дані показують, що станція у найбільш сприятливі роки виробляла електричної енергії менше, ніж споживала на власні потреби.

3) Через старіння обладнання показники станції, починаючи з 1990 року, почали погіршуватися. У зв'язку з цим продовження експлуатації електростанції в незмінному вигляді стало недоцільним і з 1993 року станція законсервована.

При усуненні всіх недоліків, які були допущені при проектуванні, спорудженні та експлуатації СЕС-5 в Криму та при проведенні додаткових наукових досліджень з урахуванням набутого досвіду, можна говорити про перспективу застосування сонячних електростанцій у південних регіонах України. Всі ці заходи потребують значних коштів, ще більше піднімаючи ціну електроенергії, виробленої СЕС. Тому в теперішній економічній ситуації впровадження сонячних електростанцій в Україні відноситься до розряду недостатньо перспективних.

### **3.3.3 Основні техніко-економічні показники та перспективи розвитку сонячної електроенергетики**

В даний час процес прямого перетворення сонячної енергії в електричну використовують у всьому світі, а темпи розвитку фотоелектроенергетики швидкими темпами зростають. Фотоелектричні джерела енергії застосовуються

для живлення споживачів у широкому інтервалі потужностей: від міні-генераторів для годинників і калькуляторів потужністю декілька Вт до центральних мережових електростанцій потужністю в сотні МВт. Технологія виготовлення фотоелементів удосконалюється з кожним роком, при цьому витрати на їх виготовлення та ціна генерованої ними електроенергії постійно зменшуються, а коефіцієнт корисної дії збільшується. За останні роки досягнуто значного технічного прогресу в фотоелектричному перетворенні сонячної енергії, що дозволило значно знизити питомі капіталовкладення в установки такого типу і собівартість електроенергії, ними виробленої.

У галузі фотоенергетики вартісні показники виробництва електроенергії в світі складають від 2 до 4 тис. дол. США на 1 кВт встановленої потужності та 0,20-0,44 дол. США за 1 кВт·год. У структурі ціни західних країн головними складовими є вартість матеріалу (кремнію) – 25%, комутаційних матеріалів – 25%, вартість монтажу – 50%. Не дивлячись на відносно високу вартість фотоелектричного устаткування, воно може бути конкурентоздатним, в першу чергу, для цілей автономного енергопостачання.

Максимальний ККД сонячних батарей у 2009 році досяг 43%, на практиці найбільш поширеними є сонячні елементи із ККД біля 16%. Вартість сонячних панелей має постійну тенденцію до зниження, в разі успіху при впровадженні нових технологій виробництва сонячних елементів прогнозують у 2050 році зниження цін на сонячні панелі до 200 дол./кВт, сонячних електростанцій – до 500 дол./кВт [14].

Загальною тенденцією розвитку сонячної електроенергетики в світі є розширення сфер застосування сонячного електроенергетичного устаткування, розповсюдження якого до недавнього часу здійснювалося головним чином у двох секторах: товари для споживання та комунікація і зв'язок. В останні роки стимулюються і динамічно впроваджуються системи для електропостачання приватних і громадських будівель, підключених до розподільних мереж електропостачання.

За оцінками експертів Міжнародного енергетичного агентства (IEA) світова сонячна енергетика вже через 40 років, враховуючи сьгоднішні тенденції розвитку технологій, буде здатна виробляти близько 9 тисяч ГВт год/рік, або 20-25% усієї необхідної електроенергії, і це забезпечить скорочення викидів вуглекислого газу на рівні 6 млрд т щорічно.

На кінець 2009 року в світі було встановлено близько 23 ГВт фотоелектричних систем, а на кінець 2011 року ця цифра досягла майже 70 ГВт. Світовими лідерами за загальною встановленою потужністю на кінець 2011 року є Німеччина (24 678 МВт), Італія (12 754 МВт), Японія (4700), Іспанія (4400 МВт), США (4200 МВт), [8].

В напрямку створення і впровадження сонячних фотоелектричних генераторів електричного струму за останні роки досягнуто значного прогресу, насамперед за рахунок зниження вартості встановленої потужності і, відповідно, генерованої електроенергії. Успіхи досягнуті за рахунок вдосконалення технології виробництва різних типів напівпровідникових матеріалів, зниження їх вартості і, відповідно, вартості фотоелектричних перетворювачів (сонячних елементів). Дослідження в цьому напрямку проводяться широким фронтом. Так,

завдяки розробці прогресивних технологій створення сонячних елементів (СЕ) на основі монокристалічного кремнію, їх вартість знижена до величини менше 2,0 дол. США за 1 Вт установленної пікової потужності і, відповідно, сонячної фотоелектричної установки (СФЕУ) при коефіцієнті корисної дії (ККД) 16-18 %. На основі стрічкового полікристалічного, а також тонкоплівкового аморфного кремнію створені сонячні елементи з ККД до 13,6%. Такі ж значення ККД досягнуті в тонкоплівкових СЕ на основі гетеропереходів  $\text{CuInSe}_2$  -  $\text{CuS}$ . Однак, для впровадження даних СЕ у великомасштабну енергетику необхідне рішення ряду проблем, у першу чергу, забезпечення відтворюваності технології одержання дешевих СЕ і стабільності їхніх параметрів [8].

Досягнення ККД на рівні 16-18% для кремнієвих фотоелектричних перетворювачів при питомій вартості 2,0-2,5 дол. США/Вт дало новий поштовх розвитку фотоелектричних систем. Основними напрямками в цій галузі слід вважати фотоелектричні перетворювачі на основі монокристалічного, мультикристалічного, аморфного кремнію, арсеніду галію та систем  $\text{Cu-In-Se}$ .

Згідно з прогнозом, на нових ринках будуть домінувати тонкоплівкові модулі. Основний виробник тонкоплівкових модулів – американська фірма United Solar, яка постійно нарощує обсяги виробництва: у 2006 році – 30 МВт, у 2010 р. – 300 МВт. Виробник тонкоплівкових модулів – японська компанія Kaneka – планувала зробити у 2010 році до 40 МВт гібридних модулів з аморфного і монокристалічного кремнію [8].

Прогноз динаміки ключових характеристик сонячних фотоперетворювачів наведено в таблиці 3.6 [14].

Таблиця 3.6. Характеристики сонячних фотоперетворювачів

Показники	Роки					
	2007	2015	2020	2030	2040	2050
ККД (максимальний)	42%	46%	49%	54%	60%	65%
Капітальні витрати, дол. США/кВт	3746	2610	1776	1027	785	761
Встановлена потужність, ГВт	6	98	335	1036	1915	2968

Фотоенергетична галузь Україна має великі можливості для організації виробництва фотобатарей, оскільки в колишньому СРСР заводи з виробництва напівпровідникового кремнію були зосереджені в Україні – завод чистих металів у Світловодську і титаново-магнієвий комбінат у Запоріжжі. У нашій країні є ряд приладобудівних підприємств і підприємств мікроелектронного профілю для серійного випуску фотоелектричних перетворювачів – "Квазар", "Гравітон", "Гамма", "Родон", "Дніпро" та інші. В АТ "Квазар" на основі застосування нових технологій, розроблених у результаті виконання комплексних фундаментальних досліджень у галузі фізики напівпровідникових матеріалів, освоєно промислове виробництво фотоперетворювачів.

Щорічно в Україні виготовляється фотоелектричних елементів загальною потужністю близько 150 МВт, які практично повністю йдуть на експорт – щорічні об'єми впровадження в Україні складають лише близько сотні кіловат,

тоді як фотоенергетичне устаткування в нашій країні може досить ефективно експлуатуватися впродовж усього року [6].

Приклади використання фотоенергетичного устаткування на різних об'єктах в Україні показано на рис. 3.22 і 3.23 [6].

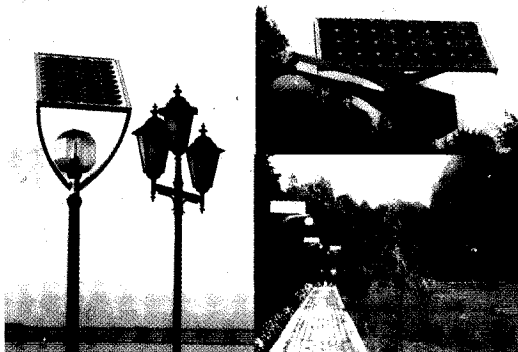


Рис. 3.22. Система фотоелектричного освітлення ботанічного саду м. Києва

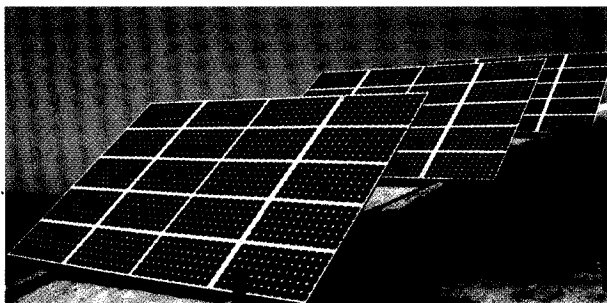


Рис. 3.23. Фотоелектрична станція потужністю 10 кВт на острові Зміїний

У результаті багаторічних досліджень в Україні створена науково-дослідна база для подальшого розвитку і масового виробництва сонячних фотоелементів, модулів і батарей на основі напівпровідникового кремнію. Основною проблемою сучасної фотоенергетики України є створення науково-технологічних основ для виробництва фотоелектричних перетворювачів з вищим ККД для зменшення вартості виробленої електроенергії. Потребують удосконалення і впровадження нові тонкоплівкові технології виробництва сонячних модулів, які працюють протягом усього світлового дня і на виготовлення яких витрачається в 100 разів менша кількість дефіцитного кремнію.

Зусилля закордонних та вітчизняних фірм-розробників фотоелектричного обладнання спрямовані на зменшення вартості встановленої потужності за рахунок:

- розробки та впровадження більш ефективних технологій виробництва напівпровідникового кремнію, сонячних елементів, сонячних батарей, систем акумулювання електроенергії;

- нарощування якомога більш масштабного виробництва.

Спеціалісти прогнозують стрімке зростання в Україні виробництва сонячних батарей, значну частину яких призначено для експортних поставок. При цьому стратегія розвитку фотоенергетики в Україні полягатиме в наступному:

- організація масштабного виробництва фотоелектричної продукції (політа монокристалічного кремнію, сонячних елементів, сонячних батарей, сонячних фотоелектричних станцій та установок);

- використання (до 15%) сонячних фотоелектричних установок і станцій у народногосподарському комплексі України;

- організація експортування високоефективної фотоелектричної продукції в обсязі до 85% всього випуску.

Велику перспективу має використання енергії сонячного випромінювання для отримання електричної енергії в Автономній Республіці Крим. Відповідно до заходів Програми підвищення енергоефективності в АР Крим, на 2010-2014 роки передбачено будівництво експериментальних сонячних електростанцій на основі панелей із полікристалічного кремнію інвестиційною компанією ACTIV Solar (Австрія) встановленою потужністю 1000 МВт і вартістю 4 млрд євро. Розглядаються проекти китайських фотоелектричних станцій для роботи на централізовану електричну мережу поблизу м. Сімферополь із встановленими потужностями на 150 кВт і 2 МВт. Станції комплектуються 185-ватними фотоелектричними модулями на основі монокристалічного кремнію. Пропонується також обладнання сонячних електростанцій системами спостереження за Сонцем.

В Україні природно та історично створені сприятливі умови для розвитку сонячної електроенергетики:

- кліматичні умови;

- науково-технічний і технологічний потенціал;

- потужності виробництва з випуску – понад 10% світових обсягів монокристалічного кремнію для фотоелектричних перетворювачів.

Прогнозні кількісні показники введення потужностей сонячної електроенергетики в Україні наведено в таблиці 3.7 [8].

Таблиця 3.7. Прогнозні показники введення потужностей сонячної електроенергетики.

№ з/п	Області	Встановлена потужність, МВт				
		Загальна на 2030 рік	2010-2015 рр.	2015-2020 рр.	2020-2025 рр.	2025-2030 рр.
1	АР Крим	330	32	79	65	155
2	Вінницька	217	21	52	43	102
3	Волинська	156	15	37	31	73
4	Дніпропетровська	278	27	66	54	130
5	Донецька	235	23	56	46	110
6	Житомирська	226	22	54	44	106

Продовження таблиці 3.7.

№ з/п	Області	Встановлена потужність, МВт				
		Загальна на 2030 рік	2010-2015 рр.	2015-2020 рр.	2020-2025 рр.	2025-2030 рр.
7	Закарпатська	122	12	29	24	57
8	Запорізька	242	23	58	48	114
9	Івано-Франківська	113	11	27	22	53
10	Київська	226	22	54	44	106
11	Кіровоградська	200	19	48	39	94
12	Луганська	235	23	56	46	110
13	Львівська	190	18	45	37	89
14	Миколаївська	226	22	54	44	106
15	Одеська	320	31	76	63	150
16	Полтавська	226	22	54	44	106
17	Рівненська	147	14	35	29	69
18	Сумська	190	18	45	37	89
19	Тернопільська	131	13	31	26	61
20	Харківська	251	24	60	49	118
21	Херсонська	269	26	64	53	126
22	Хмельницька	173	17	41	34	81
23	Черкаська	182	18	43	36	85
24	Чернівецька	79	8	19	15	37
25	Чернігівська	242	23	58	48	114
	<b>Всього</b>	<b>5200</b>	<b>500</b>	<b>1240</b>	<b>1020</b>	<b>2440</b>

Прогнозні базові показники розвитку сонячної електроенергетики в Україні до 2030 року наведено в таблиці 3.8 [8].

Розрахунки кількісних прогнозних показників введення потужностей сонячної електроенергетики базуються на основі аналізу існуючих виробничих потужностей в Україні і прогнозу їх подальшого розвитку та тенденції розвитку цих галузей у світі з урахуванням можливостей впровадження імпортного обладнання. За своїми технічними характеристиками обладнання, що виробляється в Україні, не поступається провідним світовим виробникам. Тому за основу в розрахунках прийнято існуючі середньостатистичні світові параметри з урахуванням прогнозу їх подальшого розвитку (зростання ККД, зменшення собівартості за рахунок впровадження новітніх технологій тощо). При цьому також враховувався технічний досяжний потенціал сонячного випромінювання та його розподіл по регіонах.

Таблиця 3.8. Прогнозні базові показники розвитку сонячної електроенергетики в Україні до 2030 року

№ з/п	Прогнозні показники розвитку сонячної енергетики	Одиниці виміру	Рівень розвитку сонячної енергетики по роках			
			2015	2020	2025	2030
<b>Сонячна електроенергетика</b>						
<b>I.</b>	<b>Енергетичні показники</b>					
1.1	Встановлена потужність	МВт	500	1740	2760	5200
1.2	Річне виробництво електроенергії	млн кВт·год/рік	534	1859	2950	5557



Продовження таблиці 3.8.

№ з/п	Прогнозні показники розвитку сонячної енергетики	Одиниці виміру	Рівень розвитку сонячної енергетики по роках			
			2015	2020	2025	2030
1.3	Річна економія умовного палива	млн т у.п./рік	0,19	0,67	1,1	2,0
1.4	Обсяги заміщення природного газу	млн м <sup>3</sup>	166	580	920	1720
<b>Сонячна електроенергетика</b>						
<b>2.</b>	<b>Економічні показники</b>					
2.1	Питомі капіталовкладення	тис. грн./кВт	38,5	25,0	20,0	15,0
2.3	Обсяги фінансування	млн грн.	19250	31000	20400	36600
<b>3.</b>	<b>Екологічні показники</b>					
3.1	Обсяги зменшення викидів діоксиду вуглецю	тис. т	350	1205	1910	3600

### 3.4 Сонячна теплоенергетика

Найбільш освоєним у світі є використання сонячної енергії для сонячного теплопостачання. Хоча сам факт такого використання сонячної енергії не є новим для людини, застосування сучасних технологій та обладнання дозволяє говорити про створення нової галузі енергетики.

Основою теплової геліоенергетики є використання пристроїв та обладнання, що перетворюють сонячну радіацію в теплову енергію.

Теплову енергію сонячного випромінювання можна використовувати для гарячого водопостачання, опалення та охолодження повітря в житлових, громадських та промислових будівлях, для сушіння різноманітних продуктів та матеріалів, для використання в технологічних процесах у промисловості та сільському господарстві. Застосування в системах теплопостачання обладнання сонячної теплової енергетики є позитивним з точки зору екології – кількість шкідливих викидів в атмосферу зменшується на величину, яка утворювалася би при згорянні заощадженого органічного палива. Для реалізації процесів за всіма напрямками сонячних теплових технологій створено цілий ряд пристроїв і устаткування, здійснюється їх серійне виробництво.

Основним елементом систем сонячного теплопостачання або геліосистем є сонячний колектор (СК), у якому, власне, і відбувається перетворення енергії сонячної радіації в теплову. Тому об'єми впровадження таких систем розраховуються в квадратних метрах сонячних колекторів, розрахунок проводиться за загальною площею і, при порівняльних розрахунках між окремими країнами, згідно питомих величин на одного жителя.

За існуючими даними, загальна площа змонтованих сонячних колекторів у світі на кінець 2008 року складала більше 50 млн м<sup>2</sup>, а в Україні впроваджено близько 45 тис. м<sup>2</sup> сонячних колекторів.

У всіх країнах, де має місце високий рівень приросту об'ємів впровадження сонячних колекторів, створено повний комплекс нормативно-правового забезпечення процесу, діють державні програми, що включають повне нормативно-методичне забезпечення діяльності в галузі сонячної теплоенергетики і пакет засобів економічної підтримки (як правило, або кредити, або податкове зарахування витрачених засобів); створена розгалужена інфраструктура з підрозділами на рівні територіальних громад. Важливою формою роботи є розвиток суспільної думки, що підтримує такі кроки. Мати геліоустановки на даху свого будинку або підігрівати воду в басейні – це не тільки вигідно, але й соціально престижно.

### **3.4.1 Класифікація систем сонячного теплопостачання**

Системи сонячного теплопостачання (ССТ) класифікуються таким чином:

- системи активного сонячного теплопостачання, що використовують так звані активні установки на основі сонячних колекторів, у якості теплоносія в яких циркулює рідина (вода, розчини солей) або газ (повітря);

- системи пасивного сонячного опалювання, в яких різні конструкційні елементи і матеріали використовуються як теплоприймачі – використання сонячної енергії проводиться за рахунок планувального і архітектурно-будівельного розташування споруд;

- комбіновані системи сонячного теплопостачання, в яких використані елементи пасивного і активного сонячного теплопостачання.

Досвід експлуатації систем сонячного теплопостачання показує:

- системи сонячного гарячого водопостачання можуть покривати 75-100% літньої і 40-60% річної потреби в органічному паливі (залежно від району розташування установок);

- системи сонячного опалення можуть покривати 20-50% потреб в органічному паливі;

- пасивні системи опалення будівель на 25-40% знижують витрати традиційних енергоресурсів на опалення.

Активно йде відпрацювання систем сонячного теплопостачання із сезонною акумуляцією теплової енергії, що дозволяє збільшити частку сонячної радіації у покритті річних витрат енергії на теплопостачання до 45-75%. Опрацьовується велика кількість різноманітних способів акумуляції – в спеціальних ємностях, у так званих "земляних ямах", у водоносних горизонтах під землею, у скельних породах і ряд інших.

### **3.4.2 Класифікація, принцип дії та області застосування сонячних колекторів**

Основним елементом систем активного теплопостачання є сонячний колектор.

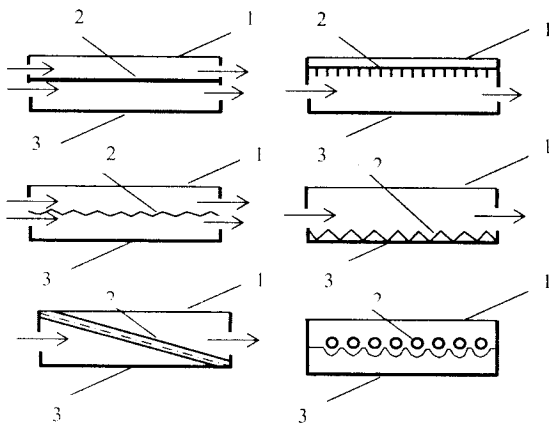
Сонячні колектори класифікуються за наступними ознаками:

- за призначенням – для гарячого водопостачання, опалення;
- за видом теплоносія – рідинні та повітряні;

- за терміном експлуатації – сезонні та цілорічні;
- за технічними рішеннями – одно-, дво- і багатоконтурні.

У сучасних низькотемпературних системах теплопостачання (до 100°C), які застосовуються для перетворення сонячної енергії у низькопотенційне тепло для гарячого водопостачання, опалення та інших теплових процесів, використовують так званий плоский сонячний колектор, що являє собою геліоприймаючий абсорбер, по якому циркулює теплоносієй, конструкція сонячних колекторів теплоізольована з тильної та закрита з лицевої сторони. Конструктивні схеми плоских сонячних колекторів показані на рис. 3.24.

Сонячний колектор складається з теплоізольованого анодованого алюмінієвого корпусу, всередині якого розташована мідна поглинаюча панель із високоселективним поглинаючим покриттям. Поглинаюча панель складається з мідної стрічки з високоселективним покриттям і припаяних до неї мідних тепловідвідних трубок, через які проганяється рідкий теплоносієй. Зверху поглинаюча панель закрита прозорою для сонячного випромінювання ізоляцією. Високоселективне покриття поглинаючої панелі, а також велика площа контакту мідних трубок з мідною стрічкою забезпечує високу ефективність роботи колектора.



1 – прозоре покриття; 2 – плита або трубка; 3 – корпус.

Рис. 3.24. Конструктивні схеми плоских сонячних колекторів

Під впливом сонячного випромінювання (інфрачервоної складової) у поглинаючій панелі відбувається перетворення сонячної енергії в теплову, в результаті чого мідна стрічка розігрівається, а рідкий теплоносієй, що проганяється через мідні трубки, відбирає отримане тепло. Високоселективне покриття прозоре для інфрачервоного випромінювання, але є дзеркалом для теплового, у зв'язку з цим перетворена енергія майже не випромінюється поглинаючою панеллю. Прозора ізоляція і теплоізоляційний шар зменшують втрати теплової енергії.

У системах високотемпературного теплопостачання (вище за 100°C) застосовують високотемпературні сонячні колектори. На даний час найкращим

із них вважається концентруючий сонячний колектор Луза, що є параболічним жолобом з чорною трубкою в центрі, на яку концентрується сонячне випромінювання. Такі колектори дуже ефективні у випадках, коли необхідно створити температурні умови вище  $100^{\circ}\text{C}$  – у промисловості або для виробництва пари в електроенергетиці; їх недоліком є неможливість використання розсіяної сонячної радіації.

Прості у виготовленні сонячні колектори як правило використовуються у невеликих водонагрівальних установках. У великих установках із колекторами великої площі теплоприймальну пластину і раму зі склом можна зробити незалежними одне від одного і, об'єднавши обидва ці елементи за допомогою конструкційного матеріалу, ввести їх у структуру будинку у вигляді елементів стіни або даху.

Більшість плоских колекторів складається із п'яти основних елементів (рис. 3.25), до яких відносяться:

- 1) корпус, що містить усі елементи і захищає їх від атмосферних впливів;
- 2) прозоре покриття з одного або більше шарів скла або пластмасової плівки;
- 3) трубки або канали, виготовлені як одне ціле разом із поглинаючою пластиною або приєднані до неї, по яких проходить вода, повітря або інший теплоносіє;
- 4) поглинаюча пластина, зазвичай металева, з чорною поверхнею, хоча можна використовувати безліч інших матеріалів, особливо для повітрянагрівачів;
- 5) ізоляція, яку необхідно передбачати на тіньовій і бічній сторонах колектора, щоб звести до мінімуму теплові втрати.

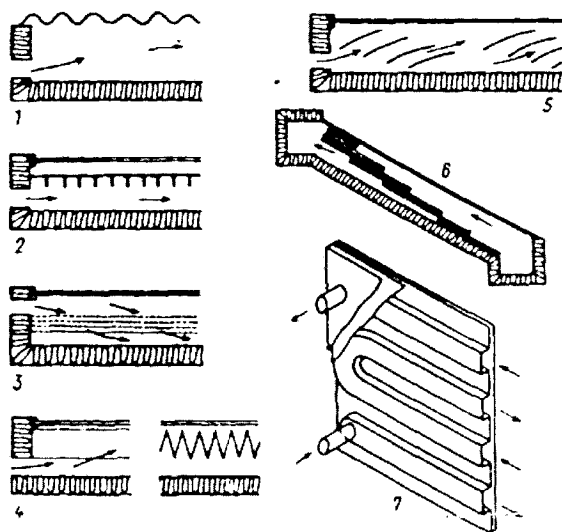
У ряді випадків елементи 1 і 4 можна виключати із пристроїв, призначених для невеликого підвищення температури, як наприклад при нагріванні води в плавальних басейнах.

При використанні у якості теплоносія повітря необхідно застосування іншої конструкції сонячного колектора. По-перше, об'ємна витрата теплоносія буде набагато більшою. Питома теплоємність  $1\text{ м}^3$  повітря дорівнює приблизно  $0,36\text{ Вт}\cdot\text{год}/^{\circ}\text{C}$ , а  $1\text{ м}^3$  води –  $1160\text{ Вт}\cdot\text{год}/^{\circ}\text{C}$ . По-друге, коефіцієнт тепловіддачі від стінки до повітря є значно меншим, ніж до рідини. Отже, колектор повинен бути більш містким і мати більш розвинену поверхню тепловіддачі. Розроблено кілька типів повітряних систем, однак їх можливості вивчені далеко не так повно, як можливості водяних колекторних систем (рис. 3.26).



- 1 – корпус;
- 2 – прозоре покриття;
- 3 – труба колектора;
- 4 – поглинаюча пластина;
- 5 – ізоляція.

Рис. 3.25. Конструкція плоского сонячного колектора



1 – чорна гофрована металева пластина; 2 – оребрена металева пластина;  
 3 – шари розтягнутої металевої сітки; 4 – гофрована пластина з V-подібним профілем;  
 5 – чорні пластмасові або металеві лопаті; 6 – скляні пластини, зачорнені на одну третину;  
 7 – плоский армований колектор (внутрішній вигляд).

Рис. 3.26. Повітряні сонячні колектори

Плоский сонячний колектор є порівняно простим елементом устаткування. Існує велике різноманіття технічних рішень плоских колекторів та їх складових елементів. Для їх виготовлення у всьому світі широко використовується гофрований оцинкований сталевий лист; одним із прикладів найпростішого практичного використання є застосування звичайних стандартних панельних радіаторів. Ефективним є недорогий колектор, що працює за принципом звичайного охолоджуючого теплообмінника.

В ідеальному колекторі все падаюче на нього випромінювання повинне перетворюватися в тепло. На практиці корисне тепло завжди менше падаючої сонячної радіації. Це обумовлено різними факторами, і докладний аналіз теплових характеристик плоского колектора дуже складний.

На рисунку 3.27 показано колектор із тепловою пасткою. Ця система вперше була запропонована Коблом і розроблена в університеті штату Нью-Мексико. В ній використовується прозоре тверде тіло (метилметакрилат), що прилягає до звичайної плоскої поглинаючої пластини. Метилметакрилат має високу пропускну здатність у видимій і ближній інфрачервоній областях спектра, дуже низьку пропускну здатність у діапазоні більш довгохвильового випромінювання та малу теплопровідність. Порівняльні дослідження, проведені в університеті штату Нью-Мексико, показали, що такий колектор має кращі характеристики, ніж звичайний плоский колектор.



1 – скляне покриття; 2 – повітряний зазор; 3 – метилметакрилат;  
4 – пластина колектора; 5 – ізоляція.

Рис. 3.27. Сонячний колектор із тепловою пасткою

Одним із шляхів поліпшення характеристик плоских колекторів є створення вакууму між теплоприймальною поверхнею і прозорою ізоляцією для зменшення теплових втрат. Щоб при цьому запобігти руйнуванню прозорої ізоляції під дією атмосферного тиску, між теплоприймачем і склом можна вставити короткий розпирний стрижень. Такі ж стрижні можна використовувати для закріплення теплоприймача відносно задньої стінки на деякій відстані. Вакуум є найкращою ізоляцією в порівнянні з будь-яким матеріалом будь-якої практично можливої товщини. На рисунку 3.29 показано скляний вакуумний колектор.

За рахунок низького ступеня чорноти поглинаючої поверхні зменшуються втрати випромінювання, а завдяки наявності вакууму між теплосприймаючою стінкою і прозорою ізоляцією зводяться до мінімуму конвективні втрати.

Трубчасті колектори мають важливу особливість, яка полягає в тому, що втрати при відбиванні прямого випромінювання будуть значно меншими, ніж у колекторах із плоскою застленою поверхнею. Це дозволяє збільшити використання прямої радіації вранці і наприкінці дня.

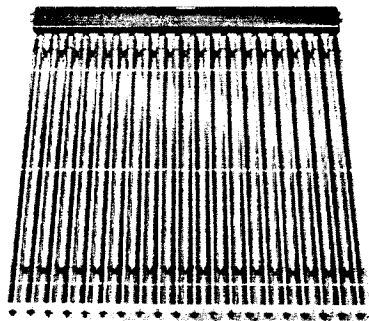


Рис. 3.28. Скляний вакуумний колектор

У ряді випадків ефективним є застосування колекторів із тепловою трубою. Невелику кількість рідини, що знаходиться у рівновазі із своєю насиченою парою, запаюють всередині труби. При підведенні тепла до одного з кінців теплової труби рідина випаровується, а надлишок пари конденсується на іншому кінці труби, що не обігрівається. Конденсат повертається до кінця труби, що обігрівається, під дією капілярних сил. У деяких сонячних

нагрівальних установках повернення конденсату може здійснюватися під дією гравітаційних сил. Оскільки процес випаровування і конденсації відбувається при постійному тиску і, відповідно, при постійній робочій температурі, то теплова труба здатна передавати тепло при дуже малих різницях температур всередині труби. Недоліком є зниження ефективності при переносі тепла від теплової труби до вторинного контуру.

### 3.4.3 Застосування акумуляторів теплової енергії в сонячній теплоенергетиці

На сучасному технологічному рівні міжсезонне акумулювання (тобто акумулювання надлишків теплової енергії, що утворюється в літній період, для того, щоб використовувати її взимку) з економічної точки зору не вигідне. Однак корисно і необхідно забезпечувати запас теплової енергії, що відповідає дво- або триденним потребам (у жовтні або березні) для того, щоб підтримувати систему опалення та гарячого водопостачання в робочому режимі протягом одного чи двох днів при повній відсутності надходження сонячної радіації.

Для акумулювання і збереження надлишку теплової енергії, отриманої в теплових геліосистемах, використовують теплові акумулятори у вигляді резервуарів, наповнених водою, камінням, гравієм тощо, залежно від конкретних умов. Добре ізольований бак з водою може зберігати досить високу температуру понад тиждень, а в невеликих баках із тонким шаром теплоізоляції температура знижується на 10-15°C за добу. Для акумулювання теплової енергії з повітря використовують резервуари, розташовані під будівлями і наповнені камінням діаметром 3-10 см [42].

Найбільш поширеним є акумулювання тепла, основане на теплоємності речовин. Кількість тепла ( $Q$ , кВт·год), що запасається тепловим акумулятором, або енергоємність визначається наступним чином:

$$Q = V \cdot C_V (t_{v2} - t_{v1}), \quad (3.19)$$

де  $V$  – об'єм акумулятора, м<sup>3</sup>;

$C_V$  – теплоємність, кВт·год/м<sup>3</sup>·°C;

$t_{v1}$ ,  $t_{v2}$  – вихідна та кінцева температура акумулюючого середовища, °C.

Якщо в якості акумулюючого середовища використовується вода, то ємність акумулятора дорівнює добутку об'єму, питомої об'ємної теплоємності води і робочого діапазону температур. Питома об'ємна теплоємність води дорівнює 1,16 Вт·год/(л·°C) або 1,16 кВт·год/(м<sup>3</sup>·°C) (при зміні температури ця величина змінюється незначним чином). Так, наприклад, якщо максимально досяжна температура дорівнює 65°C і мінімальна використовувана температура дорівнює 30°C, то робочий діапазон температур складає 35°C; то енергоємність акумулятора з робочим об'ємом 1 м<sup>3</sup> дорівнює  $1 \times 1,16 \times 35 = 40,6$  кВт·год.

Якщо прийняти, що денна потреба в тепловій енергії для будинку становить 40 кВт·год і при цьому необхідно мати дводенний запас теплової енергії, то необхідний об'єм акумулятора буде дорівнювати:  $\frac{40 \cdot 2}{40,6} \approx 2 \text{ м}^3$ .

Необхідний об'єм акумулятора часто зв'язують із площею колектора. Як правило, використовують від 50 до 140 л об'єму акумулятора на 1 м<sup>2</sup> площі сонячного колектора.

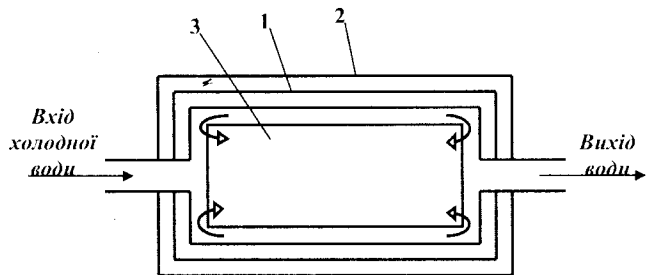
Якщо акумулюючим середовищем є каміння або гравій, то тепла ємність акумулятора визначається добутком об'єму контейнера, коефіцієнта заповнення, щільності, питомої теплоємності каменю і робочого діапазону температур. Коефіцієнт заповнення можна прийняти рівним приблизно 0,7 (маючи на увазі, що 30% обсягу складають порожнечі між твердими частками). Щільність каменю варіює від 2400 до 3000 кг/м<sup>3</sup>, а питома теплоємність дорівнює приблизно 0,3-0,32 Вт·год/(кг·°C).

Отже, тепла ємність акумулятора об'ємом 2 м<sup>3</sup>, наповненого замість води галькою, з розглянутого вище приклада, буде дорівнювати:

$2 \text{ м}^3 \times 0,7 \times 2800 \text{ кг/м}^3 \times 0,3 \text{ Вт·год/(кг·°C)} \times 35^\circ\text{C} = 41,16 \text{ кВт·год}$ , що складає трохи більше половини енергоемності ідентичного обсягу води.

Приклад системи "колектор-акумулятор" – автономний циліндричний сонячний колектор, сполучений із баком-акумулятором, показано на рисунку 3.29.

Коли сонячне випромінювання досягає чорної поверхні сонячного колектора, вода у вузькому кінцевому зазорі піднімається, а більш холодна вода всередині акумулятора опускається, тобто відвід тепла здійснюється шляхом природної циркуляції. Порівняно з плоским сонячним колектором дана система має кращі характеристики, якщо їх визначати за фактичною площею зовнішнього циліндра. Якщо ж брати до уваги площу, необхідну для розміщення циліндрів на відстані один від одного, то ефективність буде практично однакою.



1 – внутрішнє прозоре покриття; 2 – зовнішнє прозоре покриття;  
3 – циліндричний акумулятор.

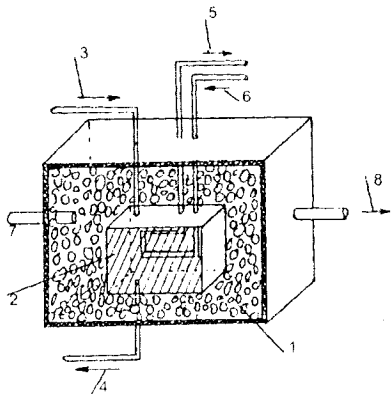
Рис. 3.29. Циліндричний сонячний колектор з баком-акумулятором

Принципову схему універсального теплоакumuлюючого і теплообмінного пристрою для нагрівання води і повітря показано на рисунку 3.30 [42].

Вода, нагріта в сонячних колекторах, нагріває воду в металевому резервуарі, де встановлено змієвик, у якому нагрівається вода для споживання. Цей



резервуар встановлюється у бетонному контейнері і теплоізований камінням. Частина тепла від нього нагріває каміння і повітря, яке проходить через контейнер для опалення приміщень. Для циркуляції застосовують помпи і вентилятори, продуктивність яких залежить від конкретних умов.



- 1 – бетонний резервуар з камінням;
- 2 – металевий резервуар-теплообмінник для води;
- 3 – гаряча вода від сонячної панелі;
- 4 – охолоджена вода до сонячної панелі;
- 5 – гаряча вода на використання;
- 6 – холодна вода в теплообмінник для нагрівання;
- 7 – холодне повітря в тепловий акумулятор;
- 8 – тепле повітря з акумулятора тепла на використання.

Рис. 3.30. Принципова схема універсального теплоакumuлюючого і теплообмінного пристрою для нагрівання води і повітря

### 3.4.4 Методи підвищення ефективності сонячних колекторів

ККД сонячного колектора є відношення одержаного тепла до всієї радіації, що надходить на його поверхню, виражене у відсотках.

У залежності від розглянутого періоду часу можна говорити про "денну", "річну" або "миттєву" величину ККД сонячного колектора. Її значення залежить від режиму надходження радіації, зовнішньої температури, а також від конструкції колектора, температури і витрат води в колекторі.

Ефективність теплоенергетичного перетворення плоского сонячного колектора визначається наступними факторами:

- високою поглинаючою здатністю абсорбера короткохвильового сонячного випромінювання та низьким при цьому власним інфрачервоним випромінюванням;
- ефективною теплоізоляцією в кондуктивно-конвективному тракті теплообміну "абсорбер-навколишнє середовище".

Конструктивне удосконалення плоских сонячних колекторів відбувається за двома основними напрямками:

- пошук нових неметалевих конструкційних матеріалів;
- удосконалення оптико-теплових характеристик найбільш відповідального вузла "абсорбер-світлопропускний елемент".

Застосування селективних покриттів із високою чутливістю по відношенню до радіаційного теплообміну дозволить отримати СК з високими оптико-тепловими показниками.

Оскільки ефективність сонячного колектора залежить від багатьох факторів, то для її підвищення необхідно, щоб:

- 1) скло характеризувалось максимальною пропускнуою здатністю;
- 2) тепловіддача у навколишнє середовище була мінімальною;
- 3) поверхня теплоприймача мала максимально можливу поглинальну здатність;
- 4) ступінь чорноти пластини стосовно довгохвильового випромінювання була мінімальною;
- 5) температура теплоприймальної поверхні (теплоприймача) підтримувалася на мінімальному рівні, що відповідає вимогам споживача, оскільки при цьому теплові втрати будуть мінімальними.

Поняттям "якість теплоприймача" встановлюється зв'язок між досягнутими характеристиками і максимально можливими. Інакше кажучи, 100%-у теплотехнічну якість теплоприймач має у тому випадку, коли вся його поверхня має однакову температуру, що дорівнює температурі теплоносія. До зменшення цієї величини призводять наступні дві обставини.

1. Оскільки температура стінки теплоприймача на середній лінії між каналами для води вища, ніж безпосередньо над водою, виникає температурний градієнт (тепло поглинається однаково по всій поверхні пластини, а відвід його відбувається тільки в зоні каналів). Наявність температурних піків призводить до зростання теплових втрат без збільшення теплопередачі до води (рисунок 3.31). Градієнт температури і його амплітуду можна зменшити за рахунок застосування матеріалів із більш високою теплопровідністю, збільшення товщини стінки, що забезпечує кращу провідність, і більш тісного розташування каналів.



Рис. 3.31. Градієнт температури на теплоприймальній поверхні

2. Температура води завжди нижча, ніж температура поверхні теплоприймаючої пластини, однак різниця цих температур тим менша, чим більший коефіцієнт тепловіддачі від пластини до води. При турбулентній течії коефіцієнт тепловіддачі вищий, ніж при ламінарній.

### 3.4.5 Системи сонячного гарячого теплопостачання та опалення

Найбільше поширення одержали *установки сонячного гарячого водопостачання* житлових і суспільних будинків, а також побутових приміщень промислових підприємств. Це пояснюється тим, що до систем гарячого водопостачання не ставляться такі жорсткі вимоги щодо надійності, як

до систем опалення, і тому установки можуть бути використані в багатьох випадках автономно, що поліпшує їх економічні показники. Крім того, в районах південніше 50° північної широти у річному балансі витрати тепла житловими і суспільними будинками на гаряче водопостачання складають 40-75%. Виходячи з цього, застосування сонячних установок гарячого водопостачання може дати значну економію палива при відносно невеликих витратах.

Найпростіша сонячна установка гарячого водопостачання являє собою плоский бак, заповнений водою і закритий склом. Влітку в ясну погоду така установка площею 1 м<sup>2</sup> забезпечує нагрівання 50-100 л води до температури 40-50°C. Через горизонтальне розташування такі установки працюють задовільно тільки при великій висоті стояння сонця. Крім того, вони мають великі втрати внаслідок тепломасообміну між водою та остекленням. Пристрій теплоізоляції дна і бічних стінок бака дещо підвищує ефективність сонячної установки для гарячого водопостачання.

Ще в 1976 р. в одному з підмосковних таборів відпочинку була змонтована сонячна установка гарячого водопостачання спального корпусу на 100 чоловік (рисунк 3.32), що складається з 252 сонячних колекторів загальною площею 176 м<sup>2</sup>, бака-акумулятора діаметром 2 м і висотою 2,5 м, циркуляційних насосів. Сонячні колектори виконані з алюмінієвих плакованих панелей розміром 1650×500 мм, закритих склом. Оскільки установка призначена для роботи в літній період, застосована одноконтурна схема. Сонячні колектори розміщені на плоскій покрівлі будинку, а бак-акумулятор та циркуляційні насоси – на площадці поруч із корпусом. У літній період установка нагрівала близько 9-10 м<sup>3</sup> води за добу до температури 45-50°C. Досвід експлуатації цієї установки показав, що в середніх широтах установки без дублера можна використовувати для гарячого водопостачання сезонних споживачів.

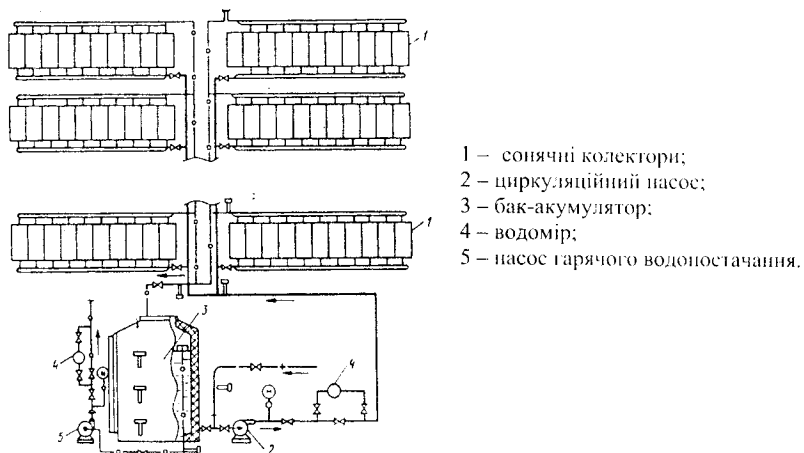
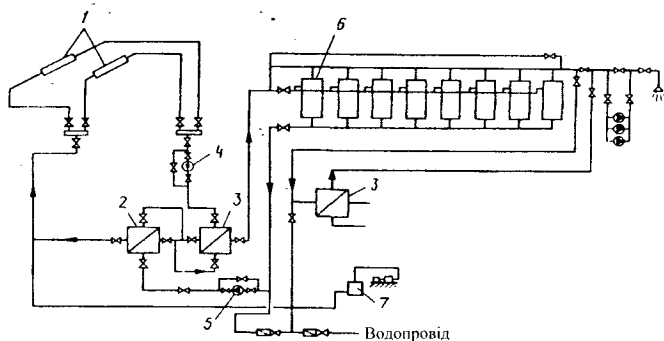


Рис. 3.32. Принципова схема сонячної установки гарячого водопостачання

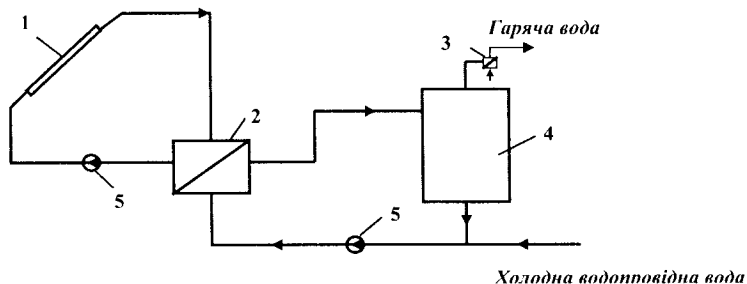
У Бухаресті експлуатується велика установка з сонячними колекторами загальною площею 5 тис. м<sup>2</sup>, що встановлені на дахах 45 будинків. Акумулятори мають загальну місткість 200 м<sup>3</sup>. Насоси, теплообмінники та інше устаткування розміщені у спеціальній станції. В установці використана двоконтурна система (рисунок 3.33), причому для організації першого контуру використовують мережі опалення. У літню пору установка забезпечує 50% енергії, необхідної для нагрівання води.



- 1 – сонячні колектори на будинках; 2 – теплообмінник сонячного контуру;  
 3 – теплообмінники дублера; 4 – насос сонячного контуру; 5 – насос для подачі холодної води;  
 6 – баки-акумулятори; 7 – розширювач.

Рис. 3.33. Принципова схема системи гарячого водопостачання

На курорті Майамі експлуатується кілька систем гарячого водопостачання комплексу готелів. Сонячні колектори загальною площею близько 2,5 тис. м<sup>2</sup> встановлені на плоских покрівлях будинків, а також виконані у виді сонцезахисних навісів над стоянками для автомашин. Системи двоконтурні, насоси і теплообмінники розміщені в спеціальних теплових пунктах, поблизу яких встановлені вертикальні напірні акумулятори загальною місткістю близько 1000 м<sup>3</sup>. Дублюючим джерелом тепла служить котельня на рідкому паливі (рисунок 3.34).



- 1 – сонячний колектор; 2 – теплообмінник сонячного контуру;  
 3 – теплообмінник дублера; 4 – бак-акумулятор; 5 – насос.

Рис. 3.34. Принципова схема систем гарячого водопостачання

Основними компонентами *систем сонячного опалення* є колектор, акумулятор і додаткове джерело енергії. При розгляді таких систем у залежності від умов експлуатації можна виділити чотири режими роботи:

*Режим А.* Якщо сонячна енергія надходить, а в теплопостачанні будинку немає необхідності, то вся одержувана від колектора енергія запасасться в акумуляторі.

*Режим В.* Якщо сонячна енергія надходить і теплопостачання будинку необхідне, то вся одержувана від колектора енергія витрачається на забезпечення теплового навантаження будинку.

*Режим С.* Якщо сонячна енергія не надходить, а теплопостачання будинку необхідне, то забезпечення теплового навантаження будинку здійснюється за рахунок накопиченої в акумуляторі енергії.

*Режим D.* Якщо сонячна енергія не надходить, а теплопостачання будинку необхідне і запас енергії в акумуляторі вичерпаний, то для забезпечення теплового навантаження використовується додаткове джерело енергії.

Необхідно відзначити, що іноді в реальних системах можливий і п'ятий режим, а саме: акумулятор енергетично насичений, теплове навантаження відсутнє, а колектор може виробляти енергію. В цих умовах використовувати або накопичувати поглинену енергію не уявляється можливим, і ця енергія повинна бути відведена. Для таких випадків при проектуванні варто передбачити додаткові робочі режими, наприклад, режим гарячого водопостачання. У деяких системах можливе сполучення декількох режимів роботи одночасно.

На рисунку 3.35 показана схема найбільш розповсюджені системи повітряного опалення з гравійним акумулятором і додатковим джерелом тепла.

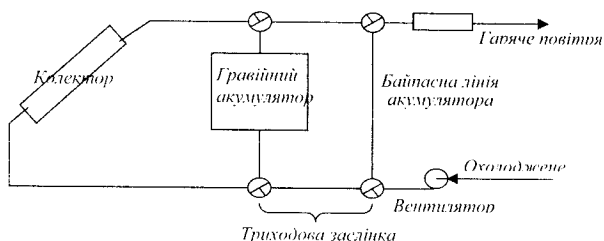


Рис. 3.35. Принципова схема системи повітряного опалення

У цій системі енергоакумулюючою речовиною є гравій, а в якості теплоносія, що переносить енергію від колектора до акумулятора і потім у приміщення, використовується повітря. Встановлюючи заслінку у відповідні положення, можна забезпечити чотири режими роботи. У цій системі неможливо поєднати у часі режими підводу і відводу енергії від акумулятора. Застосування додаткового нагрівання можна поєднати з підведенням енергії в будинок від колектора або акумулятора, якщо цієї енергії недостатньо для забезпечення навантаження. Для повернення потоку в колектор використовується вентильатор, внаслідок чого колектор працює при тиску, який

ненабагато перевищує зовнішній. Вентилятори можна встановлювати і так, щоб тиск у колекторах не перевищував навколишній, що може бути вигідним з погляду зменшення витоків з колектора.

Системи, основані на цьому принципі, мають ряд переваг у порівнянні з іншими системами, де як теплоносієм використовується вода. У повітряних системах не існує проблем замерзання теплоносія в колекторі і перегріву в період, коли тепло не виділяється. Корозія в таких системах також незначна. Оскільки повітря є дуже зручним робочим тілом, системи повітряного опалення одержали досить широке поширення. Устаткування для забезпечення регулювання в таких установках дуже доступне. До недоліків цих систем варто віднести дуже високі витрати на прокачування повітря (особливо, якщо акумулятор спроектований недостатньо ретельно), відносно великі обсяги акумулятора і труднощі підключення в систему звичайного абсорбційного кондиціонера повітря. На рисунку 3.36 наведено принципову схему найбільш розповсюджені системи водяного опалення з баком-акумулятором і додатковим джерелом енергії. Ця система допускає незалежне регулювання частини системи, що складається із сонячного колектора та акумулятора, і частини системи, що включає акумулятор, додаткове джерело енергії та навантаження, оскільки нагріта за рахунок енергії сонячного випромінювання вода може надходити в акумулятор при одночасному доборі з нього гарячої води для забезпечення теплового навантаження будинку.

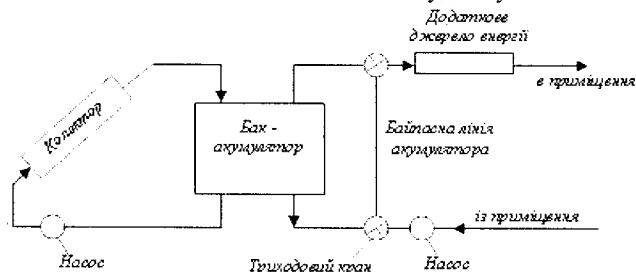


Рис. 3.36. Принципова схема системи водяного опалення

У цій системі передбачена байпасна лінія для бака-акумулятора, що не допускає нагрівання акумулятора за рахунок додаткового джерела енергії. До переваг систем водяного опалення відносяться використання загального теплоносія для системи теплопередачі та акумулятора (при цьому виключається спад температури при передачі і доборі енергії в акумуляторі), менший обсяг акумулятора, можливість використання системи для енергопостачання абсорбційних повітряних кондиціонерів і відносно низькі енергетичні витрати на перекачування теплоносія.

Однак застосування води в системах опалення створює ряд труднощів. Необхідно виключити можливість замерзання колектора, використовуючи для цього спеціальні методи. Цілком імовірно, що системи сонячного водяного опалення будуть працювати при більш низьких температурах води, ніж

звичайно застосовувані опалювальні водяні системи, а це потребує або збільшення площі теплообміну в приміщенні, або застосування іншого еквівалентного способу інтенсифікації тепловіддачі. У той же час водонагрівачі можуть працювати і при досить високих температурах (особливо навесні і восени), а тому необхідно передбачити заходи для відводу енергії і запобігання закипання води та підвищення тиску. Варто також мати на увазі небезпеку виникнення корозії в системі.

У побутових та виробничих умовах для гарячого водопостачання часто застосовують активні сонячні системи з природною циркуляцією теплоносія, що спрощує їх монтаж і експлуатацію. Одна з таких найпростіших термосифонних систем (рис. 3.37) дозволяє організувати ефективне гаряче водопостачання у стаціонарних і автономних умовах дачних та житлових будинків, таборів відпочинку, фермах, пасовищах тощо.

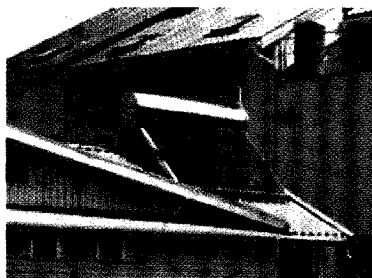


Рис. 3.37. Термосифонна система сонячного теплопостачання з природною циркуляцією теплоносія

Досить поширеними є також системи сонячного теплопостачання із примусовою циркуляцією теплоносія, одна з яких показана на рисунку 3.38.

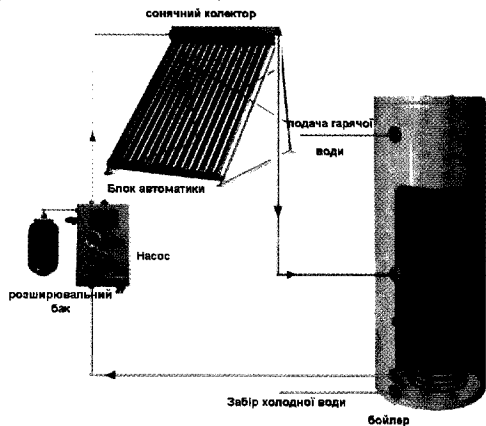


Рис. 3.38. Система сонячного теплопостачання з примусовою циркуляцією теплоносія

Останнім часом популярним стало застосування так званих "сонячних будинків", у конструкцію яких входять різні технічні засоби та пристрої для опалення і гарячого водопостачання за рахунок використання енергії сонячної радіації. Крім того, у таких будівлях використовуються різні архітектурні рішення та засоби для зменшення теплових втрат будинку і пасивного акумулювання сонячної енергії. Схематичне зображення одного з таких будинків показано на рисунку 3.39 [43].

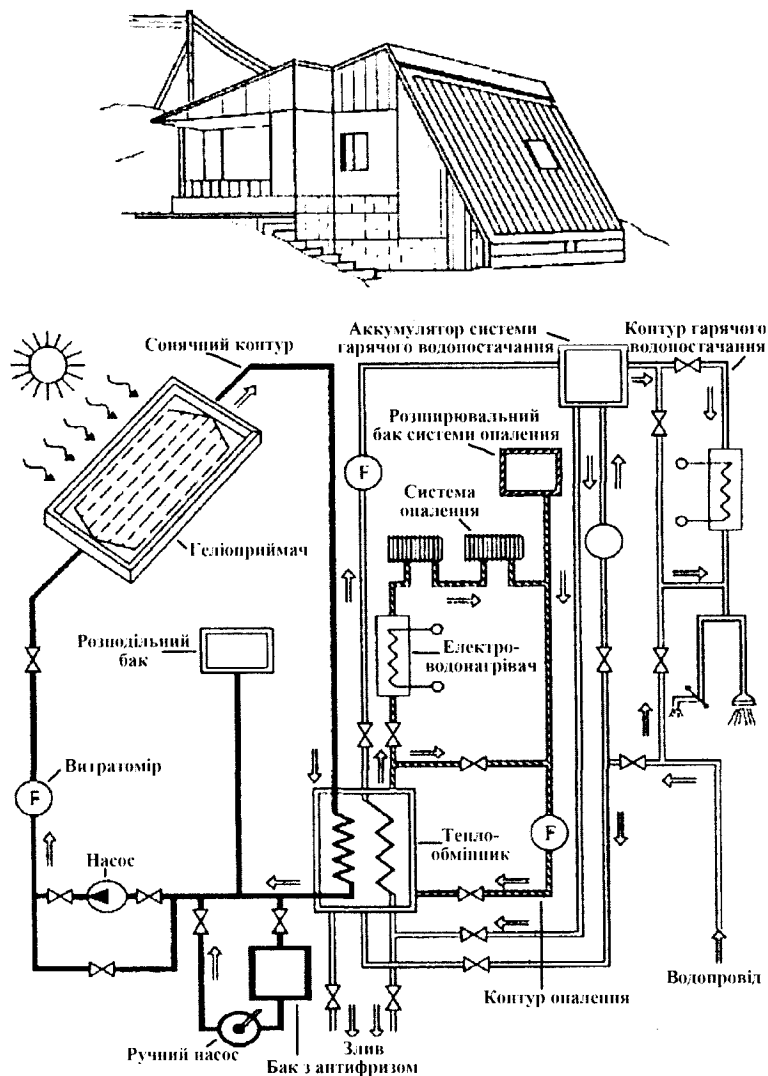


Рис. 3.39. "Сонячний будинок" і система його теплопостачання



Перспективним є застосування так званих *пасивних систем сонячного опалення*, тобто систем, у яких не використовується спеціальне обладнання, а самі конструкційні елементи будівель та споруджень є приймачами та акумуляторами сонячної енергії. Такі системи дозволяють у різних кліматичних зонах заощаджувати від 20 до 60% традиційного палива, що витрачається на опалення.

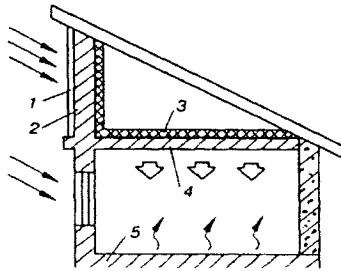
Як правило, в будівлях із пасивним сонячним опаленням для підвищення ефективності одночасно використовується декілька типів систем, наприклад, геліотеплиця, оранжерей або зимовий сад, прибудовані до південного фасаду будівлі, південні засклені теплоакумулюючі стіни, вікна, тераси, балкони тощо.

Пасивні сонячні опалювальні системи найбільш розповсюджені в Австралії та Іорданії. Сама проста форма пасивного опалення – це орієнтація вікон на південь таким чином, щоб усі великі вікна виходили на південь. У будинку з південною орієнтацією витрачається на 15-25% менше опалення, ніж у подібній будівлі зі східною чи західною орієнтацією. Найбільшої економії можна досягти, виконуючи внутрішнє оздоблення будівель із теплопоглинаючих матеріалів, а вікна покривати зсередини тепловідбиваючими прозорими плівками.

Конструкції, що використовують пасивне сонячне тепло, є популярними в деяких районах США, наприклад, у штаті Нью-Мексико, де при будівництві майже в кожному будинку запроваджується пасивне сонячне опалення. Все більше європейських архітекторів проєктують будинки з пасивним сонячним опаленням. Неопалювана скляна прибудова до будинку з південної сторони, наприклад, теплиця, балкон, тераса або дворик сприяють збереженню тепла. Такий конструкційний елемент дає додатковий житловий простір у сонячні дні.

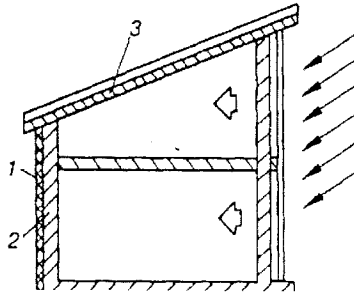
У США інженером. Х. Р. Лефевром у 1954 р. створена система пасивного сонячного опалення (рис. 3.40). Південна стіна будівлі нагрівалася за рахунок парникового ефекту, створюваного двошаровим заскленням. Частина акумульованої за день теплоти нагріває повітря усередині приміщення, а частина втрачається у навколишній простір. Площа сонячного нагрівача в будинку Лефевра складає 41,8 м<sup>2</sup> при корисній площі будівлі 116 м<sup>2</sup>. За даними автора проєкту, за рахунок сонячної енергії покривалось 40-50% загальної потреби в енергії на опалення [44].

За таким же принципом у Великобританії поблизу Ліверпуля (53° п. ш.) за проєктом А. Моргана в 1961 р. була побудована двоповерхова школа загальною площею 1367 м<sup>2</sup>, розрахована на 320 учнів. Південна стіна площею 500 м<sup>2</sup> була засклена із зовнішнього боку (рис. 3.41). Зовнішні і внутрішні огороження будівлі школи мали високу теплоакумулюючу здатність. Допоміжна система опалювання була відсутня; за твердженнями автора, побудована за даним проєктом школа не вимагає додаткового опалювання, незважаючи на досить несприятливі кліматичні умови: Великобританії [44].



1 – двошарове світлопрозоре огородження; 2 – стіна-теплоприймач;  
3 – теплоізоляція; 4, 5 – стеля і підлога – акумулятори теплоти.

Рис. 3.40. Система пасивного сонячного опалювання Лефевра



1 – теплоізоляція (полістірол завтовшки 125 мм); 2 – стіна із цегли завтовшки 230 мм;  
3 – бетонний дах завтовшки 180 мм.

Рис. 3.41. Система пасивного сонячного опалювання Моргана

Опалювання школи протягом 20 років здійснювалося за рахунок сонячної радіації, освітлення і внутрішнього тепловиділення.

Однією з модифікацій таких систем є система сонячного обігріву, запропонована архітектором М. Вагнером (рис. 3.42). Будівля має площу близько 95 м<sup>2</sup>. Будинок зовні оточений скляним покриттям, розташованим на відстані 1,5 м від стін, внаслідок чого створюється парниковий ефект на зовнішній поверхні огородження. Характеристики такого будинку аналогічні характеристикам будівлі А. Моргана.

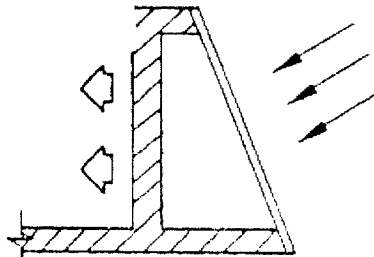


Рис. 3.42. Система пасивного сонячного опалювання Вагнера

На рис. 3.43 показана пасивна система сонячного опалення, в якій теплоакумулююча стіна доповнена термосифонним вертикальним колектором. Ця система, створена у Франції професором Ф. Тромбом спільно з архітектором Ж. Мішелем в 1967 р., сьогодні називається стіною Тромба [1, 44]. Південний фасад будинку бетонний, завтовшки 400 мм, закритий дво- або тришаровим засткленням. Зовнішня поверхня бетонної стіни шорстка і забарвлена в чорний колір для кращого поглинання сонячної радіації. Під дією довгохвильового теплового випромінювання повітря між бетонною стіною і скляним покриттям нагрівається і піднімається вгору. Одночасно через канали в нижній частині стіни з кімнати поступає прохолодне повітря, заміщуючи нагріте повітря в колекторі. Сезонна тепла енергія, що забезпечується цією системою, в умовах міста Одейо (Франція) складає приблизно 600 кВт·год на кожен квадратний метр поверхні колектора.

Сонячні стіни (стіни Тромба) – це скляні плити або прозора ізоляція на зовнішній стороні стіни; якщо простір між стіною та склом вентильовується, то така конструкція називається вентиляованою сонячною стіною. Вони отримали деяке поширення в США; у Данії та Швеції є ряд демонстраційних установок із сонячними стінами. Річна енергетична продуктивність сонячних стін у Данії досягає 50-200 кВт·год/м<sup>2</sup> [1].

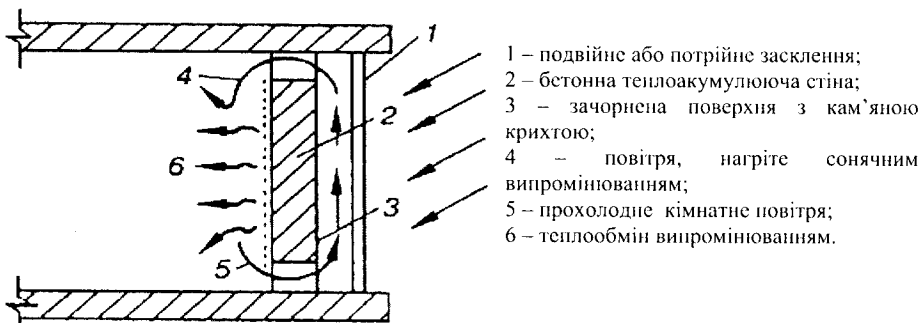


Рис. 3.43. Теплоакумулююча стіна із термосифонним вертикальним сонячним колектором (стіна Тромба)

При розробці пасивної геліосистеми враховуються загальні обмеження, від яких залежить ефективність системи – географічне положення об'єкта, його розміри, призначення, верхня межа вартості, доступність і вартість додаткових матеріалів та робіт; при цьому обов'язковим є проведення техніко-економічних розрахунків. Теплоакумулюючі конструкції повинні бути орієнтовані в просторі так, щоб вони могли використовувати пряме або відбите від інших конструкцій чи елементів інтер'єру сонячне випромінювання. Найкращим твердим теплоакумулюючим матеріалом є бетон, за ним – цегла, дуб, сосна, гіпс (суха штукатурка). По мірі вдосконалення технологічних рішень, покращення якості обладнання та підвищення його економічності масштаби використання пасивного сонячного теплопостачання будуть розширюватись.

Застосування теплових акумуляторів для опалення будівель також є одним із прикладів пасивного сонячного теплопостачання. Дослідження, проведені на науково-дослідному полігоні "Десна" показали, що при використанні подвійного покриття теплиць плівкою і застосуванні теплових акумуляторів в умовах Чернігівської і Київської областей енерговитрати в теплицях можна знизити на 20-30%.

На практиці найбільш розповсюдженими є *системи комбінованого сонячного теплопостачання*, причому існує безліч самих різних варіацій, які можна об'єднати в такі основні групи:

- ◆ комбіновані системи на основі активного та пасивного сонячного теплопостачання;
- ◆ комбіновані системи на основі активного сонячного теплопостачання та традиційних енергосистем;
- ◆ комбіновані системи на основі пасивного сонячного теплопостачання і традиційних енергосистем;
- ◆ комбіновані системи на основі активного, пасивного сонячного теплопостачання і традиційних енергосистем.

Застосування таких комбінованих сонячних енергосистем дозволяє більш ефективно використовувати енергію сонячного випромінювання.

При запровадженні сонячного теплопостачання недоцільно орієнтуватися на найбільш несприятливі умови надходження сонячної енергії; в таких випадках ефективним є комплексне використання різних джерел енергії – як традиційних, так і нетрадиційних. При врахуванні всіх техніко-економічних аспектів можна досягти помітного зменшення капіталовкладень та заощадження органічного палива.

У традиційних паливних системах гарячого водопостачання сонячні водонагрівачі можуть використовуватися для попереднього підігрівання води. Оскільки за рахунок сонячної енергії доцільно покривати до 80% навантаження гарячого водопостачання, необхідно разом із сонячними колекторами використовувати додаткові джерела енергії. У більшості випадків геліоенергетичне обладнання komponують з традиційною тепловою установкою, яка використовує традиційне органічне паливо. Компоновка системи гарячого водопостачання показана на рисунку 3.44 [44]. На схемі наведено наступні можливі варіанти установки теплообмінників:

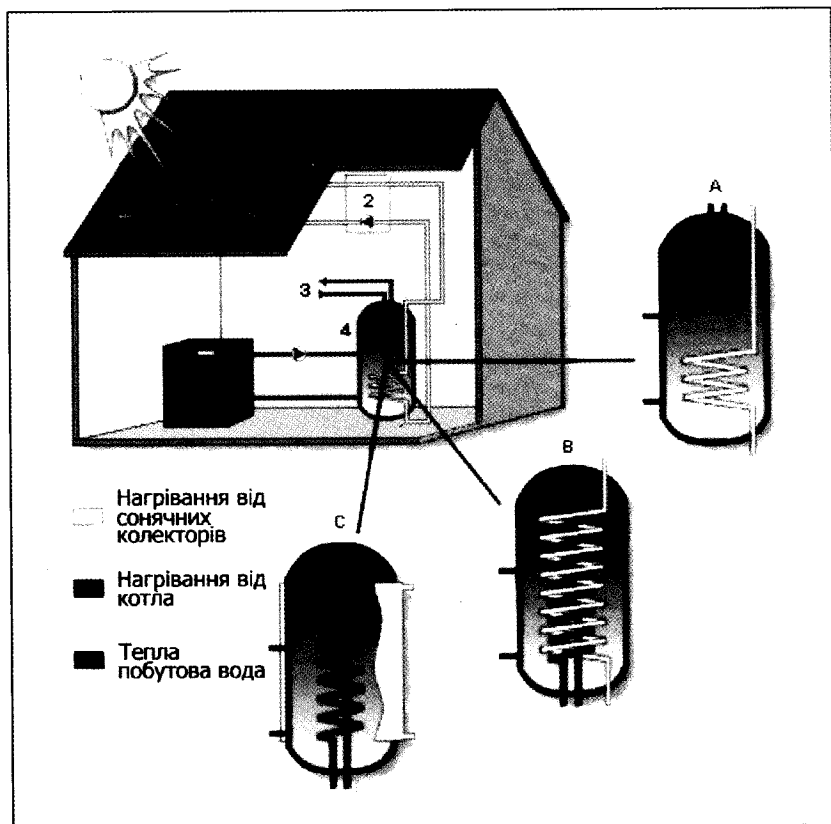
А) Рідина, нагріта в сонячному колекторі, підводиться до теплообмінника, розташованого під мідним теплообмінником теплої побутової води. Обидва теплообмінники розміщені у воді, що нагрівається від котла.

В) Рідина, нагріта у сонячному колекторі, підводиться до теплообмінника, розташованого навколо мідного теплообмінника теплої побутової води. Обидва теплообмінники розміщені у воді, що нагрівається від котла.

С) Рідина, нагріта у сонячному колекторі, підводиться до теплообмінника, розташованого на зовнішній частині котла. Догріває воду всередині ємності, що нагрівається від котла, яка, у свою чергу, нагріває мідний теплообмінник із

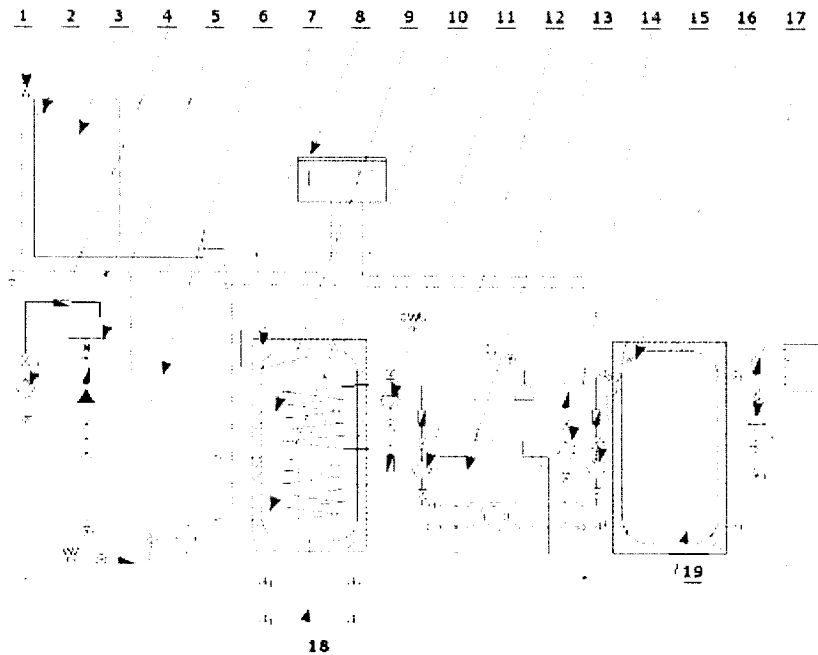
теплою побутовою водою. Такий варіант менш ефективний у порівнянні з попередніми, але дешевший.

Як додаткове джерело може використовуватися електронагрівач або паливний котел. Для індивідуальних споживачів рекомендується використовувати водонагрівачі з природною циркуляцією води або компактні пристрої, оскільки вони мають високу ефективність при невисокій ціні і прості в конструктивному виконанні.



1 – сонячні колектори; 2 – блок управління системою;  
3 – вихід теплої води; 4 – проточний водонагрівач; 5 – котел.  
Рис. 3.44. Система гарячого водопостачання з дублером

Система сонячного тепlopостачання з буферним баком-акумулятором для підтримки системи центрального опалювання показана на рисунку 3.45 [44].



- 1 – відділювач повітря із кульковим клананом; 2 – датчик температури у солярній системі;  
 3 – сонячний колектор; 4 – насос, що накачує пластинчастий теплообмінник;  
 5 – солярна група; 6 – мембранна посудина солярної системи; 7 – бак-акумулятор системи гарячого водопостачання із двома змішувачами; 8 – контролер солярної установки;  
 9 – ТЕН; 10 – датчик температури системи гарячого водопостачання бака-акумулятора;  
 11 – циркуляційний насос; 12 – циркуляційний насос, що накачує теплообмінник гарячої води;  
 13 – котел центрального опалення; 14 – циркуляційний насос солярної установки, що накачує буферний бак-акумулятор; 15 – циркуляційний насос центрального опалення, що накачує буферний бак-акумулятор; 16 – датчик температури буферного бака-акумулятора;  
 17 – циркуляційний насос центрального опалення;  
 18 – пластинчастий теплообмінник, буферний резервуар.

Рис. 3.45. Система сонячного тепlopостачання із буферним баком-акумулятором для підтримки системи центрального опалювання

Приклади застосування систем сонячного гарячого водопостачання в АР Крим наведені нижче [44].

Геліоустановка гарячого водопостачання цілорічної дії пансіонату "Альбатрос" (м. Севастополь) показана на рисунку 3.46. Площа геліополя 100 м<sup>2</sup>, продуктивність геліоустановки – до 11 м<sup>3</sup> гарячої води на добу. Особливістю є конструкція геліосистеми, виконана без опори на "м'яку" кривлю будівлі, що дозволяє виконувати її обслуговування і поточний ремонт.

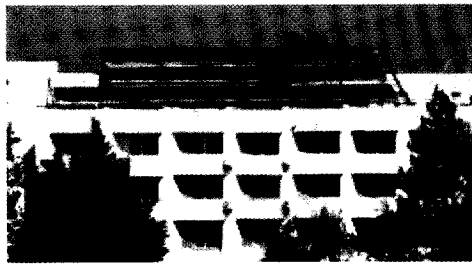


Рис. 3.46. Геліоустановка гарячого водопостачання цілорічної дії пансіонату "Альбатрос" (м. Севастополь)

Двоконтурна геліоустановка гарячого водопостачання в санаторії "Ай-Петрі" (сmt. Місхор) площею 420,0 м<sup>2</sup> показана на рисунку 3.47. Продуктивність – до 50,0 м<sup>3</sup>/добу гарячої води температурою 45-60°C. Геліоустановка є однією з найбільших геліосистем, що діють в Україні.

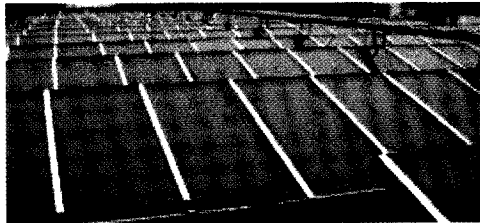


Рис. 3.47. Двоконтурна геліоустановка гарячого водопостачання в санаторії "Ай-Петрі" (сmt. Місхор)

Двоконтурна геліоустановка гарячого водопостачання, опалювання і підігріву басейну пансіонату "Гірське сонце" (сmt. Алушка) показана на рисунку 3.48. Це перша змонтована в Україні геліосистема з використанням вакуумних геліоколекторів для опалювання і нагріву басейну. Площа поля вакуумних геліоколекторів фірми Thermosolar (Словаччина) 40,0 м<sup>2</sup>, площа опалювання 1200,0 м<sup>2</sup>, продуктивність по гарячій воді – до 2,5 м<sup>3</sup>/добу, підігрівання басейну – 12 м<sup>3</sup>.

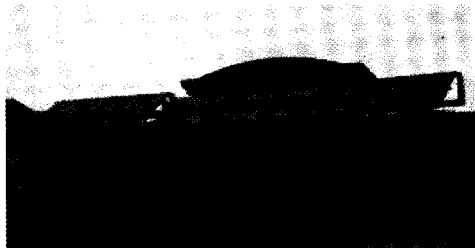


Рис. 3.48. Двоконтурна геліоустановка гарячого водопостачання, опалювання і підігріву басейну пансіонату "Гірське сонце" (сmt. Алушка)

Геліоустановка гарячого водопостачання з площею геліоносія 8 м<sup>2</sup> та продуктивністю 900 л/добу для приватного котеджу в м. Алупка показана на рисунку 3.49.

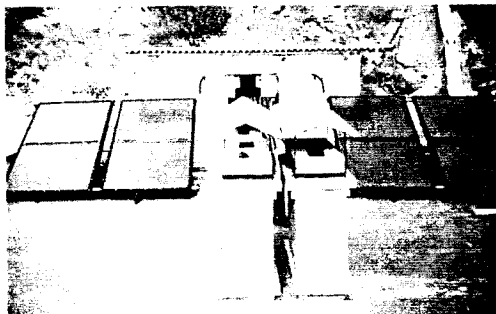


Рис. 3.49. Двоконтурна геліоустановка гарячого водопостачання приватного котеджу в м. Алупка

### 3.4.6 Перспективи розвитку сонячної теплоенергетики в Україні

Стратегія розвитку сонячної теплоенергетики України полягає у наступному:

- Створення перспективних конкурентоспроможних зразків геліотехніки на основі передових технологій і відповідної галузі машинобудування для виробництва обладнання, його сертифікації, монтажу і сервісу.
- Організація масштабного виробництва обладнання сонячної теплоенергетики.
- Підготовка необхідних для проектування та будівництва нормативно-методичних документів та спеціалістів.
- Створення системи інформації про вітчизняні та закордонні розробки у галузі сонячної теплоенергетики, реклами та маркетингу передових досягнень.
- Створення загальнодержавних, галузевих і регіональних структур розвитку і впровадження відповідних технологій сонячної теплоенергетики та обладнання.

Достатньо високий рівень готового до серійного виробництва та широкий діапазон можливого застосування в Україні обладнання сонячної теплової енергетики показує, що для масштабного впровадження і отримання значного заощадження паливно-енергетичних ресурсів необхідне лише підвищення зацікавленості виробників до випуску великих партій такого обладнання.

Основним фактором, що стримує широке використання геліотехнічного обладнання в Україні, є відсутність їх у продажу на внутрішньому ринку, перш за все, для індивідуального споживача. В свою чергу, впровадження сонячних колекторів у виробництво в Україні, з урахуванням високих та постійно зростаючих цін на матеріали, затримується відсутністю стимулюючої державної політики в цьому питанні.



Промисловим виробництвом колекторів сонячної енергії займаються в основному середні та дрібні фірми, яких, наприклад, тільки в США нараховується більше двохсот. Основні зусилля фірм-розробників направлені на покращення техніко-економічних показників за рахунок зниження собівартості колектора при високих теплофізичних показниках, зниження матеріалоємності, збільшення терміну служби. Ряд країн (наприклад, Німеччина, Китай) пішли по шляху централізованого випуску поглиначів теплової енергії з алюмінієвої і мідної фольги, що дозволяє знизити собівартість їх виготовлення на 20%.

В Україні сонячне теплопостачання має достатній досвід використання, а технологічний потенціал вітчизняної промисловості дозволяє вирішити завдання масового виробництва геліотехнічного обладнання. Колектори сонячної енергії, що виробляються в Україні, за теплотехнічними показниками не поступаються кращим світовим зразкам, але поки що відчутно програють за такими параметрами, як металоємність і довговічність основних елементів – поглинача теплової енергії і світлопрозорого покриття.

У НАН України проведено дослідження абсорберів сонячних колекторів із металу та на основі теплопровідних полімерних композицій із новим селективним покриттям, яке отримується при вакуумному напилюванні алюмінієвого конденсату на теплоприймальну поверхню абсорбера.

Селективні властивості такого покриття не тільки не гірші, а навіть трохи кращі по відношенню до покриття із чорного хрому або чорного нікелю, при цьому технологія нанесення такого покриття з низьковакуумного алюмінієвого конденсату більш проста і чиста (виключаються процеси гальванізації).

Досвід експлуатації систем сонячного теплопостачання показує:

- В системах сонячного гарячого водопостачання може заміщуватись 40-60% річної потреби в органічному паливі залежно від району розташування установок.

- В системах сонячного опалення може заміщуватись 20-50% потреби в органічному паливі.

- Пасивні системи опалення будівель знижують витрати традиційних енергоресурсів на опалення будівель до 40%, а в окремих випадках – до 70%.

Сонячне теплопостачання в Україні має достатній досвід використання і розвинену нормативну базу для проектування, а технологічний потенціал промисловості дозволяє вирішити завдання масового виробництва геліотехнічного устаткування. В даний час вартість сонячних колекторів, що відповідають світовому технічному рівню, складає 150-400 дол. США за 1 м<sup>2</sup>. Питомі капіталовкладення для систем теплопостачання становлять 0,4-1,5 тис. дол. США/кВт [8].

У кліматометеорологічних умовах України для сонячного теплопостачання ефективним є застосування як плоских сонячних колекторів, так і концентруючих. Системи сонячного гарячого водопостачання в першу чергу повинні споруджуватися в районах децентралізованого теплопостачання, переважно у сільській місцевості. Одними з найпоширеніших об'єктів для їх впровадження можуть бути дитячі дошкільні заклади і заклади для відпочинку, в значній частині яких основне навантаження по гарячому водопостачанню

припадає на літній період і велика частина яких розміщена в південних областях країни. Використання систем сонячного гарячого водопостачання у житлових будинках повинне орієнтуватися в першу чергу на котеджену будівлю; у даному випадку кліматична зона місця будівництва грає меншу роль, а на перший план виступають рішення схеми теплопостачання. Для будинків із котлами на твердому і рідкому паливі будівництво систем сонячного гарячого водопостачання, що забезпечують покриття навантаження в міжопалювальний період, є виправданими з економічної точки зору і з урахуванням створюваних умов комфорту.

Найбільш ефективними для України напрямами розвитку сонячної теплоенергетики є:

- гаряче водопостачання;
- приставки до котелень;
- опалення;
- сушка, охолодження та кондиціонування повітря;
- водопідігрів та сушка в технологічних процесах;
- пасивне теплопостачання;
- опріснення води.

Одним із ефективних напрямів впровадження сонячних колекторів повинні бути проєкти висушування зерна, сіна та іншої рослинної сільгосппродукції. Використання сонячних нагрівачів повітря дозволить, окрім заощадження традиційних енергоресурсів, збільшити загальну потужність сушарок, сприяти поліпшенню переробки і збереженню продукції.

Особливо актуальним і конкурентоспроможним у даний час є впровадження геліотехнічного обладнання в Автономній Республіці Крим.

Подальший розвиток сонячної теплоенергетики в Україні передбачається у таких напрямках:

1) Удосконалення сонячних колекторів за рахунок використання нових технологічних розробок, зокрема:

– розробка та впровадження селективних поверхонь, що дозволяють досягти достатньо малих коефіцієнтів відбиття (0,05), не зменшуючи коефіцієнт поглинання (0,95);

– подальше вдосконалення і здешевлення колекторів на основі вакуумованих трубок, в т.ч. за рахунок використання ефекту "теплової труби";

– подальше відпрацювання сонячних колекторів із полімерних матеріалів малої вартості для низькотемпературних теплових процесів.

2) Розвиток систем сонячного охолодження і кондиціонування повітря.

3) Розвиток систем сонячного опріснення води.

4) Розвиток пасивної сонячної енергетики: розробка нових архітектурно-конструктивних рішень; накопичення експлуатаційного досвіду; відпрацювання методик розрахунку.

До менш розвинутих, але досить перспективних напрямків використання сонячної енергії слід віднести:

– сонячні технологічні установки (наприклад, сонячні печі, випарні установки тощо);

- установки з концентраторами теплової енергії;
- установки типу "сонячний ставок".

Впровадження систем сонячного теплопостачання і, зокрема, опалювання повинне супроводжуватися засобами посилення теплозахисту будівель, утилізацією теплових викидів і, відповідно, зменшенням енерговитрат. Напрацювання архітектурно-конструктивних рішень систем пасивного сонячного опалювання дозволить маловитратними засобами забезпечити 15-20% зменшення енерговитрат на опалювання. Накопичення і узагальнення експлуатаційних характеристик, так звана "сонячна архітектура" є окремою складовою процесу впровадження систем теплопостачання.

Прогнозні кількісні показники введення потужностей сонячної теплоенергетики в Україні на період до 2030 року наведені в таблиці 3.9 [8].

Таблиця 3.9. Прогнозні показники введення в Україні потужностей сонячної теплоенергетики

№ з/п	Регіон	Встановлена потужність, МВт				
		Загальна на 2030 рік	2010-2015 рр.	2015-2020 рр.	2020-2025 рр.	2025-2030 рр.
1	АР Крим	386	51	120	82	133
2	Вінницька	254	33	79	54	88
3	Волинська	183	24	57	39	63
4	Дніпропетровська	325	43	101	69	112
5	Донецька	275	36	86	59	95
6	Житомирська	264	35	82	56	91
7	Закарпатська	142	19	44	30	49
8	Запорізька	285	37	89	61	98
9	Івано-Франківська	132	17	41	28	46
10	Київська	264	35	82	56	91
11	Кіровоградська	234	31	73	50	81
12	Луганська	275	36	86	59	95
13	Львівська	224	29	70	48	77
14	Миколаївська	264	35	82	56	91
15	Одеська	376	49	117	80	130
16	Полтавська	264	35	82	56	91
17	Рівненська	173	23	54	37	60
18	Сумська	224	29	70	48	77
19	Тернопільська	153	20	48	33	53
20	Харківська	295	39	92	63	102
21	Херсонська	315	41	98	67	109
22	Хмельницька	203	27	63	43	70
23	Черкаська	214	28	67	46	74
24	Чернівецька	92	12	29	20	32
25	Чернігівська	285	37	89	61	98
	<b>Всього</b>	<b>6100</b>	<b>800</b>	<b>1900</b>	<b>1300</b>	<b>2100</b>

Прогнозні базові показники розвитку сонячної теплоенергетики в Україні до 2030 року наведені в таблиці 3.10 [8].

Таблиця 3.10. Прогнозні базові показники розвитку сонячної теплоенергетики в Україні до 2030 року

№ з/п	Прогнозні показники розвитку сонячної енергетики	Одиниці виміру	Рівень розвитку сонячної енергетики по роках			
			2015	2020	2025	2030
<b>Сонячна теплоенергетика</b>						
<b>1.</b>	<b>Енергетичні показники</b>					
1.1	Встановлена потужність	МВт	800	2700	4000	6100
1.2	Річне виробництво теплової енергії	млн кВт·год/рік	1458	4943	7324	11168
1.3	Річна економія умовного палива	млн т у.п./рік	0,52	1,8	2,64	4
1.4	Обсяги заміщення природного газу	млн м <sup>3</sup>	450	1500	2270	3470
<b>2.</b>	<b>Економічні показники</b>					
2.1	Питомі капіталовкладення	тис. грн./кВт	3	2,9	2,7	2,5
2.3	Обсяги фінансування	млн грн.	2400	5510	3510	5250
<b>3.</b>	<b>Екологічні показники</b>					
3.1	Обсяги зменшення викидів діоксиду вуглецю	тис. т	940	3200	4750	7240

Подальший розвиток і збільшення внеску сонячної енергії в енергобаланс країни повинні відбуватися за рахунок використання систем, в першу чергу, будівництва сонячних приставок до котельних. При цьому реалізація узгодження потоків енергії від джерела до споживача повинна здійснюватися технічними засобами, побудованими за блоковим принципом: первинні перетворювачі (сонячні нагрівачі), система накопичення (теплові акумулятори), допоміжне і резервне устаткування (насоси для циркуляції теплоносія, електронагрівач).

При визначенні прогнозних питомих капіталовкладень враховувалась вартість основного обладнання як вітчизняних виробників продукції для сонячної енергетики – таких, як ВАТ "Квазар", м. Київ (фотоенергетика), ПМК "СІНТЕК", м. Запоріжжя (виробник теплових колекторів), так і європейських асоціацій: European PV Platform (фотоенергетика), European Solar Thermal Technology (теплоенергетика) та провідних країн світу в цих галузях (США, Японія, Китай та ін.). При цьому враховувалась тенденція поступового зниження капіталовкладень за рахунок здешевлення технологій.

Важливим етапом розвитку відновлюваної енергетики стало прийняття в 2009 році Закону України "Про внесення змін до деяких законів України щодо встановлення "зеленого" тарифу" №601-VI про встановлення спеціального тарифу, за яким закуповується електроенергія, вироблена на об'єктах електроенергетики, що використовують альтернативні джерела енергії. Однак, дія вищевказаного Закону в галузі сонячної енергетики поширюється тільки на фотоенергетику. Необхідно проведення робіт щодо розробки та прийняття Закону України в галузі теплоенергетики, що сприятиме розвитку сонячної геліоенергетики.

Проблеми подальшого розвитку сонячної енергетики в Україні полягають у необхідності удосконалення існуючої техніки і технологій, у розробці нових матеріалів, зокрема для автономних комбінованих систем (електропостачання – від фотобатарей, гаряче водопостачання – від геліоколекторів) для житлових і промислових будівель, що інтенсивно впроваджуються в даний час у всьому світі (рис. 3.50).

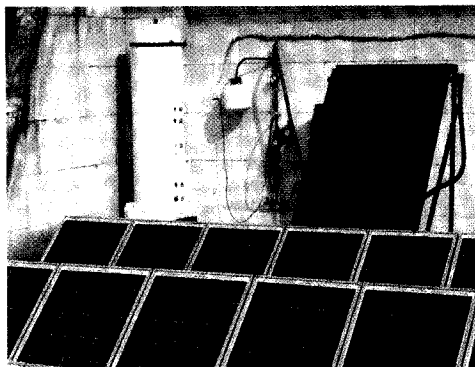


Рис. 3.50. Система комплексного сонячного тепло- та електропостачання корпусу №20 Національного технічного університету України "КПІ"

Зведені прогнозні базові показники розвитку сонячної енергетики в Україні до 2030 року наведені в таблиці 3.11 [8].

Таблиця 3.11. Прогнозні базові показники розвитку сонячної енергетики в Україні до 2030 року

Прогнозні показники розвитку сонячної енергетики	Одиниці виміру	Рівень розвитку сонячної енергетики по роках			
		2015	2020	2025	2030
<b>Зведені показники розвитку сонячної енергетики</b>					
Річна економія умовного палива	млн т у.п./рік	0,71	2,47	3,74	6,0
Обсяги заміщення природного газу	млн м <sup>3</sup>	616	2080	3190	5190
Обсяги зменшення викидів діоксиду вуглецю	тис. т	1290	4405	6660	10840
Кількість додаткових робочих місць	тис. осіб	5,85	14,13	10,44	20,43

Основними шляхами і способами розв'язання проблем сонячної енергетики в Україні є:

- проведення наукових фундаментальних і прикладних досліджень,
- науково-дослідних і проектно-конструкторських розробок та організації їх впровадження;
- здійснення підготовки фахівців;

- створення профільної інфраструктури на основі вже існуючих навчальних, проектно-конструкторських та науково-дослідницьких організацій;
- розробка нормативно-правової бази, що сприятиме впровадженню розробок на основі використання сонячної енергії, в тому числі щодо доступу об'єктів сонячної електроенергетики до електричних та теплових мереж енергокомпаній;
- створення сертифікаційної та метрологічної бази;
- розвиток вітчизняного промислового виробництва та створення бази для виготовлення технічних пристроїв та обладнання, монтажу, експлуатації, ремонту та сервісу;
- впровадження обов'язкового державного регулювання (управління і контроль) процесів збереження профілю, переорієнтації і використання наявних виробничих потужностей після реконструкції підприємств та їх нарощування відповідно до сучасних вимог;
- формування законодавчого простору надання податкових пільг для вітчизняних підприємств-виробників з експорту елементів сонячної енергетики та застосування жорсткої цінової та податкової політики щодо імпорту елементів сонячної енергетики в Україні;
- забезпечення пріоритетного фінансування науково-конструкторських робіт з сонячної енергетики, що виконуються на замовлення в межах державних і галузевих програм усіх рівнів;
- залучення передових технологій у галузі сонячної енергетики на основі взаємовигідних інвестиційних вітчизняних та зарубіжних проектів;
- створення ефективної державної системи ціноутворення, спрямованої на збільшення частки заробітної плати в ціні продукції та збільшення реальної заробітної плати працівників в галузі сонячної енергетики.

## ***Контрольні запитання***

1. Якими є показники:
  - а) середньої густини потоку сонячного випромінювання в космосі;
  - б) максимальної інтенсивності сонячного випромінювання на поверхні Землі;
  - в) середньої інтенсивності сонячного випромінювання?
2. Яким є розподіл сонячного випромінювання від при проходженні від Сонця до Землі?
3. Назвіть основні практичні напрями використання сонячної енергії в Україні та її енергетичний потенціал.
4. Назвіть основні напрями освоєння сонячної енергії з метою одержання електричної енергії.
5. Опишіть зонну теорію фотоперетворення та принцип роботи сонячного фотоелемента.
6. Назвіть основні складові елементи сонячної фотоелектричної батареї.
7. Які фактори впливають на коефіцієнт корисної дії сонячних батарей?
8. Охарактеризуйте основні методи виготовлення фотоелементів.
9. Як класифікуються системи на основі сонячних теплових енергетичних установок?
  10. Із яких основних елементів складаються плоскі сонячні колектори?
  11. Опишіть принцип дії повітряного сонячного колектора.
  12. Опишіть принцип дії водяного сонячного колектора.
  13. Опишіть принцип дії вакуумного сонячного колектора.
  14. Опишіть принцип роботи плоского сонячного колектора.
  15. Сонячний колектор нагріває за добу 150 л води від 15°C до 70°C. Яка кількість органічного палива в перерахунку на умовне паливо буде заощаджена за місяць?
  16. Надайте принципову схему системи повітряного опалення.
  17. Надайте принципову схему системи водяного опалення.
  16. Опишіть принцип дії та конструкційні елементи "сонячного будинку".

## РОЗДІЛ 4. МАЛА ГІДРОЕНЕРГЕТИКА

Мала гідроенергетика, яка практично в усіх країнах відноситься до відновлюваної енергетики, є однією з найбільш надійних і перевірених часом технологій виробництва електроенергії у всьому світі. Відсутність паливної складової у процесі отримання електроенергії при впровадженні невеликих ГЕС дає позитивний економічний і екологічний ефект.

До об'єктів малої гідроенергетики відносяться гідроелектростанції, потужність яких не перевищує 30 МВт (США, Росія – 30 МВт, Швейцарія, Україна – 10 МВт, Англія – 5 МВт).

Згідно міжнародної класифікації (норматив ООН), у межах малої гідроенергетики використовують наступну класифікацію [1]:

- малі гідроелектростанції (МГЕС) – станції потужністю від 1 до 30 МВт;
- міні-гідроелектростанції (мініГЕС) – станції потужністю від 100 до 1000 кВт;
- мікрогідроелектростанції (мікроГЕС) – станції потужністю не більше 100 кВт.

### 4.1 Стан та перспективи освоєння енергії малих водотоків

У більшості розвинених країн досягнуто високого рівня освоєння ресурсів малої гідроенергетики. Так, потужність малих гідроелектростанцій (2007 р.) становить: в Австрії – 1100 МВт, у Франції – 2100 МВт, у Німеччині – 1600 МВт, у Норвегії – 1400 МВт, в Іспанії – 1800 МВт, у Швейцарії – 800 МВт, в Японії – 3500 МВт, у Канаді – 2000 МВт [17].

Світовим лідером у розвитку малої гідроенергетики є Китай, де з 1950 по 1992 р. загальна потужність малих ГЕС збільшилася з 5,9 МВт до 9500 МВт, вже у кінці 2000 р. їх потужність досягла 16000 МВт, а в 2005 р. становила 25000 МВт. На найближче десятиріччя там очікується будівництво близько 40 тисяч нових малих ГЕС. Активно розвивають малу гідроенергетику Австралія, Нова Зеландія, Канада та інші країни. Індія планує довести загальну потужність малих ГЕС до 9500 МВт у 2020 році.

Директива ЄС 2001/77 від 27 вересня 2001 року надала сприятливі умови для продажу на внутрішньому ринку електричної енергії, виробленої за рахунок відновлюваних енергоджерел, у тому числі малих ГЕС. Важливо, що при транспортуванні та розподілі враховуються умови, коли електроенергія фізично не транспортується, а споживається поблизу виробництва, що підвищує надійність енергозабезпечення та сприяє зниженню втрат в електричних мережах оператора. Якщо впровадження малої ГЕС є соціально необхідним (енергозабезпечення віддалених туристичних баз, лікарень тощо), то можуть запроваджуватися пільгові умови оподаткування та ін. [17].

За останні роки споруджується велика кількість мікро- та мініГЕС для утилізації потенціалу організованих водотоків технічних систем водопостачання і водовідведення, які можуть бути розташовані на їх власній землі. В даному випадку досягаються мінімальні терміни окупності капіталовкладень,



оскільки відсутня плата за воду як за природний ресурс, а електроенергія використовується для власного споживання і не оподатковується.

Малі ГЕС вважаються інвестиційно привабливими об'єктами для установ кредитування. Їх ефективність підтверджена значним досвідом проектування, спорудження і експлуатації. Наприклад, банківськими установами Німеччини спорудження малих ГЕС кредитується на 50-70% від загальних витрат під 6,25-6,75% річних протягом 10-20 років із затримкою виплати кредитів до 2-3 років на термін будівництва. Ці умови дозволили практично використувати основний гідроенергопотенціал Німеччини. Законодавчо визначені правила приєднання малих ГЕС до розподільних електричних мереж різних форм власності. Вони кількісно нормують допустимі коливання при регулюванні напруги, вимоги до комутаційного устаткування, до синхронізації та до пристроїв компенсації реактивної потужності, допуски асиметрії, характеристики гармонійних складових напруги і струму, умови автоматизації, роботу устаткування в автономних режимах при аваріях в електричних мережах тощо. В країнах ЄС існують жорсткі правила паралельної роботи енергооб'єктів резервування, системної надійності, керованості та якості електроенергії [6].

Бурхливий розвиток малої гідроенергетики в Україні почався в 20-30-і роки минулого століття. У 1924 році експлуатувалося 84 малих ГЕС загальною потужністю 4000 кВт, а в 1929 році їх кількість виросла до 150 (8400 кВт). У західних областях України налічувалося кілька сотень малих ГЕС. На окремих річках стояли десятки водяних млинів, оснащених малими генераторами потужністю 5-15 кВт. Відомі проекти польського "водгоспу" щодо перетворення млинів у мікроГЕС. Устаткування водяних двигунів, їх розташування на водотоках, дамби і греблі, вся система малої гідроенергетики була чітко продумана. Вона органічно вписувалася у навколишню природу з урахуванням екологічних вимог, у тому числі завдань регуляції і підтримки оптимального рівня ґрунтових вод, обводнення заплавних луґів під час повені, зрошування цих же луґів у посушливі періоди, збереження чистоти води, а також сирияння розвитку рибного господарства, збільшення приросту лісів, зберігання ягідників. Сам принцип регуляції води з верхів'я річки сприяв забезпеченню її повноводності в нижній частині течії. Саме таке водне господарство підтримувало родючість ґрунтів і стабільні врожаї. Поблизу річок ґрунтові засухи були рідкісним явищем. Зазвичай це були найпростіші МГЕС із клино-ремінними, плоскоремінними і зубчатими передачами від гідроприводу до генератора з найпростішою регуляцією оборотів і напруги; забезпечували вони переважно автономне місцеве навантаження. Станом на 1950 рік в Україні експлуатувалося 956 малих ГЕС [6, 45].

Нові більш потужні станції проектувалися і споруджувалися в 50-і роки. На Закарпатті було побудовано близько трьох десятків невеликих ліспромгоспних, колгоспних і міжколгоспних малих ГЕС. На основі Корсунь-Шевченківської (1650 кВт), Стеблівської (2800 кВт) і Дібненської МГЕС (560 кВт) була створена і функціонувала перша в Україні місцева сільська

енергосистема, до складу якої входила також Юрківська теплоелектростанція (2000 кВт). Були побудовані Ладижинська і Глибочицька малі ГЕС потужністю 7500 кВт кожна.

Відкриття у 60-70-і роки минулого століття нових великих родовищ нафти і газу, а також створення потужних об'єктів атомної і теплової енергетики привело до занепаду малої гідроенергетики. У зв'язку із зростанням централізації енергопостачання, а також низькими цінами на паливо та електроенергію для відомств і підприємств, на балансі яких знаходилися малі ГЕС, почалася їх консервація і стихійний демонтаж [6].

Певною мірою було втрачено досвід проектування, виробництва устаткування і спорудження об'єктів малої гідроенергетики. У той же час будувалися іригаційні системи, зокрема досить потужні, без урахування можливості спорудження на них гідроенергооб'єктів. У процесі гідромеліоративного будівництва в Україні на 100 водоймищах передбачалося збудувати малі ГЕС, проте не було побудовано жодної.

З 2000 року в Україні почався процес реконструкції малих ГЕС приватними підприємствами.

Закон України від 20.02.2003р. №555-IV "Про альтернативні джерела енергії" дає нові можливості для залучення в паливно-енергетичний баланс країни гідроенергетичного ресурсу малих річок, який характеризується цілим рядом переваг у порівнянні з іншими відновлюваними джерелами енергії [6]:

- великі наявні об'єми реконструкції і будівництва малих ГЕС;
- значний термін служби і висока надійність експлуатації;
- низькі амортизаційні витрати;
- можливість повної автоматизації процесу експлуатації;
- високий коефіцієнт використання встановленої потужності;
- висока маневреність і коефіцієнт готовності;
- значна передбаченість і забезпеченість режимів роботи;
- мінімальний вплив на навколишнє середовище;
- висока стійкість до стихійних явищ (урагани, люті морози, снігопади);
- мінімальний вплив на ландшафт і незначне відчуження земельних ділянок;
- додаткові можливості для рибного господарювання, зрошування, водопостачання, боротьби з повенями.

Станом на кінець 2009 року в Україні знаходиться в експлуатації 78 малих гідроелектростанцій потужністю близько 110 МВт, які щорічно виробляють 300-390 млн кВт-год електроенергії залежно від водності сезону. Вони характеризуються достатньо гарантованим відновлюваним енергоресурсом, відповідають комплексу екологічних вимог щодо збереження біологічних, геоморфологічних та гідрохімічних процесів у руслі і долині річки. Крім того, мала гідроенергетика сприяє і надає можливості для вирішення інших важливих господарських задач, таких як водопостачання, рибне господарювання, задач керованого захисту прилеглих територій від повеней, переведення

цих земель із категорії негарантованого землеробства у гарантоване завдяки зрошуванню.

Загальний вигляд і устаткування деяких малих ГЕС різної потужності, що діють в Україні, показані на рис. 4.1-4.3 [6].

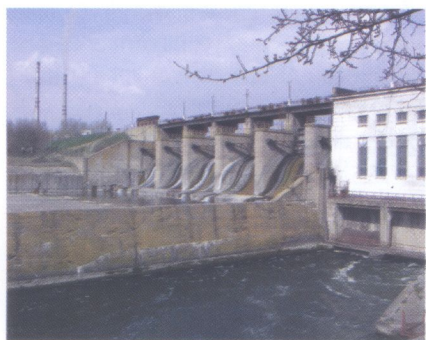


Гребля



Машинний зал

Рис. 4.1. Корсунь-Шевченківська мала ГЕС (1650 кВт)



Гребля і будівля



Машинний зал

Рис. 4.2. Ладжинська мала ГЕС (7500 кВт)



Будівля



Гідроагрегат

Рис. 4.3. Лиснянська мала ГЕС (200 кВт)

Розвиток малої гідроенергетики в Україні сприятиме децентралізації загальної енергетичної системи, чим зніметься ряд проблем в енергопостачанні віддалених і важкодоступних районів сільської місцевості, при цьому вирішуватиметься цілий комплекс проблем в економічній, екологічній і соціальній сферах життєдіяльності та господарювання в сільській місцевості. Малі ГЕС можуть стати істотною складовою енергозабезпечення для регіонів Західної України.

Одним із найбільш важливих факторів, що визначають ефективність малої гідроенергетики у певному районі, є наявність інформації щодо ринку споживання електроенергії. Оскільки малі гідроелектричні станції мають досить обмежений радіус економічно ефективної передачі електроенергії до споживача, можуть виникати ситуації, коли для даного джерела гідроенергетичного потенціалу недостатньо споживачів електричної енергії у межах економічно доцільної відстані передачі енергії. У цих умовах виникає необхідність обліку можливостей існування децентралізованого енергопостачання, різних форм власності та джерел фінансування.

Українські підприємства мають необхідний виробничий потенціал і досвід для випуску устаткування малої гідроенергетики: гідротурбін, генераторів, трансформаторів, гідромеханічного та іншого обладнання. За умови сприятливої тарифної політики, законодавчо-нормативної бази щодо оренди і приватизації малих гідроелектростанцій з метою забезпечення інвестиційної привабливості, зокрема створення механізмів участі в міжнародних енергетичних проєктах, проєктах спільного впровадження і вуглецевих кредитів в економічній системі Київського протоколу, мала гідроенергетика може розвиватися практично без вкладання державних коштів, тобто за рахунок внутрішніх і зовнішніх інвестицій.

Орієнтирами щодо конкурентоспроможності вітчизняних виробників можуть бути наступні питомі світові вартісні показники: синхронні горизонтальні генератори 100 дол./кВт, вертикальні – до 130 дол./кВт; асинхронні генератори – 80 дол./кВт; гідротурбіни горизонтальні – 250-300 дол./кВт, вертикальні – 320-350 дол./кВт. Слід відмітити, що в світі, у тому числі в СНД, накопичено величезний досвід виробництва конкурентоспроможного обладнання для малої гідроенергетики.

Для вирішення проблем розвитку малої гідроенергетики Україна має достатній науково-технічний потенціал в галузі проєктування гідроелектростанцій, дослідження гідроенергетичного потенціалу малих річок, водогосподарчих та екологічних питань при будівництві гідроелектростанцій.

Запропоновані об'єми відродження малої гідроенергетики орієнтовані на поетапну реконструкцію діючих МГЕС, першочергову відбудову законсервованих із збереженими гідроспорадами та спорудження нових МГЕС, у тому числі на існуючих водоймищах. Пропозиції враховують розпочаті реконструкції, необхідність першочергових робіт на водоймищах, що використовуються для водозабезпечення міст, пропозиції Мінпаливенерго, Укрводгоспу, результати проєктних робіт Укргідропроєкту, обстежень об'єктів, зацікавленість відомств, обленерго, підприємств, а також "Програми державної

підтримки розвитку нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії та малої гідро- і теплоенергетики".

Енергетичні показники базуються на конкретних даних по відомих об'єктах та створах. Крім того, враховувалась можливість залучення набутого досвіду для спорудження першочергових МГЕС на існуючих водоймищах, магістральних каналах та для утилізації енергії технічних систем водозабезпечення та водовідведення.

Основними напрямками освоєння енергії малих водотоків є:

- спорудження каскадів нових малих ГЕС на річках;
- відновлення виведених з ладу малих ГЕС загальною потужністю 31 МВт;
- реконструкція 72 малих ГЕС та 7 мікроГЕС загальною потужністю 110,7 МВт, що знаходяться в експлуатації;
- оснащення існуючих водосховищ водогосподарчого призначення гідроелектричними агрегатами;
- утилізація енергії стоків технічних систем водопостачання та водовідведення;
- застосування МГЕС у нових створах на річках Західної України, які одночасно будуть виконувати функцію боротьби з повеннями.

Всі малі ГЕС розміщені в районах централізованого енергопостачання і розподілені по території України нерівномірно, у відповідності з наявністю гідроресурсів, більша частина малих ГЕС побудована в центральній та західній частинах України. З розвитком промислового та сільськогосподарського виробництва прилеглих районів деякі станції прийняли додаткові функції, пов'язані з водопостачанням об'єктів, зрошенням, риборозведенням. Зокрема, водосховища більшості малих ГЕС стали головним джерелом водопостачання ряду великих міст: Сабаровська МГЕС (р. Південний Буг) – м. Вінниця, Низовська МГЕС (р. Псьол) – м. Суми, Корсунь-Шевченківська МГЕС (р. Рось) – м. Корсунь-Шевченківський.

Технічний стан діючих ГЕС характеризується значно або повністю спрацьованим основним гідросиловим, гідротехнічним і електротехнічним устаткуванням, наявністю пошкоджень у спорудах напірного фронту, які спричиняють у ряді випадків можливість виникнення аварійних ситуацій, замулення водосховищ, зростання заборів води на неенергетичні потреби, розмиви кріплень водозливних і берегових ділянок нижнього б'єфу і т.п.

Стан недіючих станцій незрівнянно гірший. Більшість ГЕС, не підпорядкованих енергетичним організаціям, законсервовані або списані і знаходяться у занедбаному стані (іноді зовсім зруйновані).

Такий стан малої енергетики пояснюється, в першу чергу, значною вартістю устаткування, його великою (до 80-85%) питомою вагою у загальній вартості робіт, а також відсутністю в даний час кількісних оцінок ряду особливостей гідравлічної енергії (відновлюваність, швидкочинність, екологічна чистота її виробництва та інше), що знижує її конкурентоздатність порівняно з іншими джерелами, які характеризуються високою концентрацією потужностей. У таких умовах, як показує аналіз, нове будівництво малих ГЕС

може бути економічно виправданим тільки при вирішенні всього комплексу господарських цілей.

Освоєння гідропотенціалу малих річок за допомогою малих ГЕС і мікроГЕС допоможе вирішити проблему поліпшення енергопостачання численних дрібних автономних споживачів. Найбільш ефективними є малі ГЕС, що будуються на вже існуючих гідротехнічних спорудах. Серйозна увага приділяється підвищенню економічної ефективності малих ГЕС за рахунок спрощення їх проектування, будівництва та експлуатації, типізації проектних рішень, стандартизації обладнання і повної автоматизації роботи ГЕС. Енергетичні установки використовують, як правило, потенціальну або кінетичну енергію річок.

Розвиток малої гідроенергетики забезпечить створення могутньої енергетичної бази для інтенсивного розвитку сільського господарства, при цьому вирішуватиметься цілий комплекс проблем в економічній, екологічній та соціальній сферах життєдіяльності та господарювання в сільській місцевості, в тому числі в районних центрах. Малі ГЕС, міні- та мікроГЕС можуть стати потужною основою енергозабезпечення для всіх регіонів Західної України, а для деяких районів Закарпатської та Чернівецької областей – джерелом повного самостійного енергозабезпечення.

## **4.2 Ресурси малої гідроенергетики**

Методи визначення енергетичних ресурсів малих водотоків базуються на визначенні енергетичного потенціалу кожного з них та подальшому узагальненні даних щодо енергетичного потенціалу малих водотоків у межах району, регіону, країни.

Вихідними даними при проведенні розрахунку енергетичного потенціалу малої річки є інформація щодо її основних гідрологічних характеристик, у першу чергу, щодо середньобагаторічного стоку.

Енергія води малих рік використовується для отримання електричної енергії при застосуванні гідротурбін малої потужності. Основою роботи гідроенергетичної установки є перетворення енергії падаючої води в механічну. На відміну від інших енергетичних установок, ніякі принципи обмеження (термодинамічні або динамічні) не заважають енергії падаючої води цілком перетворитися в механічну енергію, крім втрат на видалення води із турбіни. При заданому місці розташування гідроелектричної станції висота падіння води – відома постійна величина, і витрата води при заповнених водоводах може бути практично постійною. Реальна потужність гідротурбіни близька до теоретичної, що забезпечує максимальну потужність необхідного енергетичного устаткування. Місцеположення гідроелектричної станції повинне забезпечувати достатньо високу витрату води і висоту її падіння. Для цього необхідний річний рівень опадів не менше 40 см, що випадає достатньо рівномірно впродовж року, визначений рельєф місцевості і територія для водоймища. Якщо ці умови виконуються, то гідроенергія буде ефективним джерелом для отримання електроенергії.

Режими експлуатації малих ГЕС мають обмежені можливості регулювання стоку і відповідають режиму водотоку ріки. У засушливі та зимові періоди такі ГЕС працюють з істотно меншою потужністю (у межі дорівнює нулю), ніж установлена.

#### 4.2.1 Методи визначення енергопотенціалу малих водотоків

Вода, що протікає в руслі ріки, безперервно виконує роботу, яка витрачається на подолання внутрішнього опору руху води, опору на тертя в руслі і різні ерозійні впливи (розмивання дна і берегів русла, переміщення матеріалу і т.д.). При розрахунку енергетичного потенціалу малої річки, в першу чергу необхідно розбити її на можливі робочі ділянки, кожна з яких характеризується сталими багаторічними характеристиками (напір води, висота падіння води, уклін річки та інше). Для кожної з ділянок проводиться розрахунок енергетичного потенціалу води з метою вибору оптимального місця встановлення гідроенергетичного обладнання.

Розглянемо основні співвідношення, що визначають енергетичну ємність заданої ділянки водотоку  $L_{1-2}$  (рис. 4.4), обмеженого близькими один від одного створами 1-1 і 2-2, через які проходить деякий обсяг води  $W$ ,  $\text{м}^3$ , за інтервал часу  $T$ , с [38, 46, 47].

Відповідно до рівняння Бернуллі, повна енергія  $E$ ,  $\text{кГс}\cdot\text{м}$ , потоку рідини обсягом  $W$ ,  $\text{м}^3$ , у створах 1-1 і 2-2 буде дорівнювати [38, 43]:

$$E_1 = \left( z_1 + \frac{P_1}{\rho g} + \frac{\alpha_1 V_1^2}{2g} \right) W \rho g, \quad (4.1)$$

$$E_2 = \left( z_2 + \frac{P_2}{\rho g} + \frac{\alpha_2 V_2^2}{2g} \right) W \rho g, \quad (4.2)$$

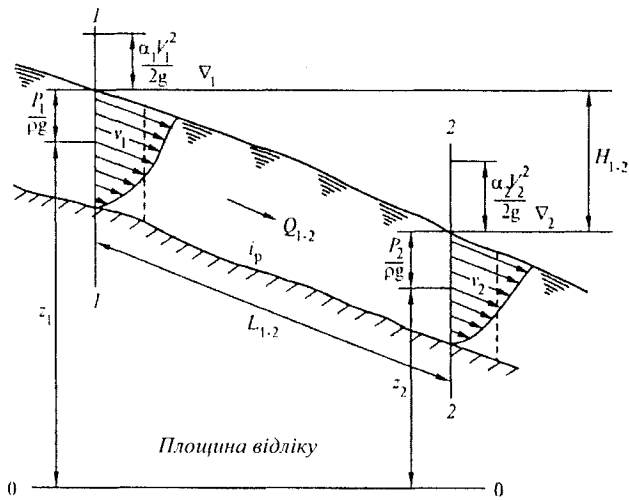
де  $z$  – питома потенціальна енергія положення, вимірювана висотою розташування центра ваги живого перетину водотоку над деякою заданою або прийнятою площиною порівняння, м;

$P/\rho g$  – питома потенціальна енергія тиску в розміщенні центру ваги живого перетину водотоку при надлишковому тиску в цій точці, м;

$\rho$  – густина рідини,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$g$  – прискорення вільного падіння,  $\text{м}/\text{с}^2$ .

Для водотоків з відкритою водною поверхнею величина  $P/\rho g$ , м, вимірюється глибиною занурення даної точки під вільну поверхню води;  $\alpha V^2/2g$  – питома кінетична енергія рідини;  $\alpha$  – коефіцієнт Коріоліса, що враховує нерівномірність розподілу швидкостей рідини по висоті живого перетину;  $V$  – середня швидкість потоку в даному живому перетині;  $v$  – фактична швидкість потоку рідини в даній точці живого перетину (рис. 4.4).



$\nabla$  – рівень річки від площини відліку

Рис. 4.4. Розрахункова схема водотоку

При проведенні розрахунків необхідно враховувати зміну параметрів  $\rho$  і  $g$  у формулах (4.1) і (4.2),  $\rho$  – залежно від різних температурних умов та  $g$  – залежно від географічного розташування. У таблиці 4.1 наведено показники густини води залежно від температурного режиму [38, 43].

Таблиця 4.1. Зміна густини води залежно від температури

Температура води, °С	0	4	10	20	30
Густина води, $\rho$ , г/м <sup>3</sup>	999,87	1000,00	999,75	998,26	995,76

Потенціальна валова енергія водотоку, що втрачається на ділянці  $L_{1-2}$ , буде дорівнює різниці  $E_1$  і  $E_2$ , тобто:

$$E_{1-2} = E_1 - E_2 = \rho g W \left[ \left( z_1 + \frac{P_1}{\rho g} \right) - \left( z_2 + \frac{P_2}{\rho g} \right) + \left( \frac{\alpha_1 v_1^2 - \alpha_2 v_2^2}{2g} \right) \right]. \quad (4.3)$$

З огляду на близькість створів 1-1 та 2-2 (з чого випливає, що  $V_1=V_2$  і  $P_1 = P_2$ ) та позначення рис. 4.4, можна записати:

$$E_{1-2} \cong \rho g W (\nabla_1 - \nabla_2) = \rho g W H_{1-2}, \quad (4.4)$$

де  $H_{1-2} = \nabla_1 - \nabla_2$  – питома потенціальна енергія потоку рідини, що називається напором, і чисельно дорівнює падінню рівня вільної поверхні водотоку на ділянці  $L_{1-2}$ .

Отриманий вираз повністю відповідає відомим фізичним положенням: енергія у будь-якій формі дорівнює добутку факторів екстенсивності та



інтенсивності. У даному випадку напір  $H$  є чинником інтенсивності або показником енергоємності рідини. Значення  $W$  – фактор екстенсивності або кількісний показник споживання енергоресурсу.

Розділивши  $E_{1-2}$  на  $T$  у секундах, одержимо середню потужність на ділянці водотоку  $N_{1-2}$  у кілограм-сила-метр за секунду або у Вт [38]:

$$N_{1-2} = \frac{E_{1-2}}{T} = \rho g \frac{W}{T} H_{1-2} = \rho g Q_{1-2} H_{1-2}, \quad (4.5)$$

або, з огляду на те, що  $1 \text{ кг} \cdot \text{м} / \text{с} = 9,80665 \text{ Вт}$ , а  $\rho = 1000 \text{ кг} / \text{м}^3$ , одержуємо з округленням  $N_{1-2}$ , кВт, при заданні  $Q_{1-2}$ , м<sup>3</sup>/с, і  $H_{1-2}$ , м:

$$N_{1-2} = 9,81 \cdot Q_{1-2} H_{1-2}, \quad (4.6)$$

або  $N_{1-2}$ , МВт:

$$N_{1-2} = \frac{Q_{1-2} H_{1-2}}{102}. \quad (4.7)$$

Для визначення  $E_{1-2}$ , кВт·год, необхідно помножити  $N_{1-2}$  на  $T_1$ , год:

$$E_{1-2} = N_{1-2} \cdot T_1 = \frac{9,81 Q_{1-2} H_{1-2} T}{3600} = \frac{W H_{1-2}}{367}, \quad (4.8)$$

де  $W$  – в м<sup>3</sup>;  $H_{1-2}$  – в м;  $T_1 = \frac{T}{3600}$ , год.

Якщо розрахунок гідроенергетичних ресурсів визначається, як прийнято в [46], для середньобагаторічних умов, то величина валової потенціальної енергії водотоку на ділянці 1-2 при його середній потужності  $E_{1-2}^{вал}$  і  $N_{1-2}^{вал}$  дорівнює:

$$E_{1-2}^{вал} = 8760 \cdot N_{1-2}^{вал}. \quad (4.9)$$

Оскільки величина витрати води по довжині ділянки звичайно непостійна, то для розрахунку  $E_{1-2}^{вал}$  і  $N_{1-2}^{вал}$  використовують метод лінійного обліку, тобто припускають лінійний характер зміни витрати уздовж ділянки [38, 46]. Це означає, що в (4.6) і (4.7) замість  $Q_{1-2}$  варто підставляти  $\bar{Q}_{1-2}$ , або розрахункові витрати  $Q_p$ , що дорівнюють:

$$\bar{Q}_{1-2} = Q_p = \frac{Q_1 + Q_2}{2}. \quad (4.10)$$

Прийняте припущення однозначно визначає число ділянок будь-якого водотоку. Як правило, границі ділянок відповідають характерним точкам зламів профілю водотоку, а також місцям зменшення припливів.

Таким чином, для розрахунку валових гідроенергетичних ресурсів варто мати значення  $H_{1-2}$  і  $\bar{Q}_{1-2}$  для кожної ділянки водотоку.

Для  $H_{1-2}$  практично це означає необхідність знання поздовжнього профілю водотоку з відміткою місця розташування розрахункових створів і

зміни рівнів поверхні води по довжині водотоку, тобто  $\nabla = \nabla(L)$ , де  $L$ , км – відстань від деякого початкового створу, прийнятого за нульовий відлік (для середньобагаторічних умов).

Розрахунок поздовжнього профілю водотоку та довжини ріки, як правило, проводиться за допомогою топографічних карт масштабом не менше 1:100000 [38, 46]. Можливим є використання при цьому й голографічних зображень земної поверхні, реалізованих за допомогою космічних засобів або аерофотозйомки. Розрахунок витрати води в кожному  $j$ -му створі може виконуватись на основі обмірюваних і оброблених статистичних даних минулих спостережень, якщо в цьому створі є водомірний пост. В іншому випадку можуть використовуватися карти масштабу 1:100000 з ізолініями модулів середньорічного стоку  $m$ , л/(с·км<sup>2</sup>), у даному басейні. За допомогою таких же карт визначається і величина водозбірної поверхні басейну для кожного  $j$ -го створу, тобто  $F_j(L_j)$ , км<sup>2</sup>, і відповідний йому модуль стоку  $m_j(L_j)$  (рис. 4.5) [38].

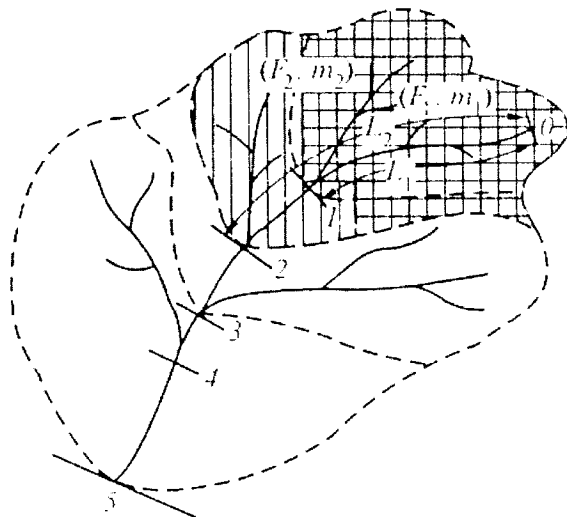


Рис. 4.5. Схема річкового басейну

У цьому випадку величина  $Q_j$ , м<sup>3</sup>/с, визначається за формулою:

$$Q_j = m_j F_j \cdot 10^{-3}. \quad (4.11)$$

При відсутності перерахованих гідрологічних даних для їх розрахунку можуть бути застосовані будь-які інші методи сучасної інженерної гідрології [47 - 49]. Наприклад, запропоновано метод так званої "середньої ріки", тобто найбільш типової річки для конкретного регіону за всіма основними показниками, наведеними на рис. 4.6 (характер водозбірної поверхні, профіль ріки, зміна витрати або стоку по довжині ріки). Для "середньої ріки"

визначається її валова потенціальна потужність, що далі буде прийнята в якості питомої для всього регіону. При цьому розрахунки потенціалу "середньої ріки" можуть проводитися методом, описаним вище.

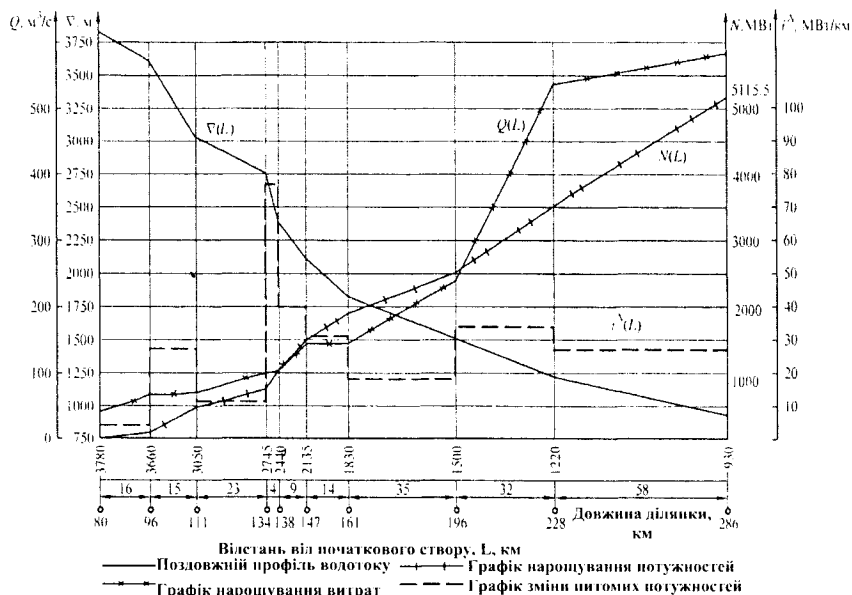


Рис. 4.6. Водноенергетичний кадастр малого водотоку

Останнім часом у літературі з'явилися й інші методи розрахунку кадастрів водотоків при відсутності інформації. Наприклад, дослідження в галузі малої гідроенергетики в Московському енергетичному інституті (технічному університеті) показали ефективність використання методу відносних координат для оцінки валового потенціалу малої гідроенергетики окремих регіонів різних країн світу [38, 50].

В основі цього методу (рис. 4.7) лежать попередній аналіз і класифікація всіх рік даного регіону за трьома основними типами зміни витрати й профілю по довжині ріки (I, II, III). Для кожного із зазначених трьох типів рік визначають в аналітичному вигляді з використанням сучасних методів номографії залежності  $\nabla^*(L, *)$  і  $Q^*(L^*)$  у відносних одиницях. За одиницю приймається загальне падіння водотоку  $H_{\max}$ , загальна довжина водотоку  $L_{\max}$  і його витрата в гирлі  $Q_{\max}$ . Отримані залежності  $\nabla^*(L^*)$  і  $Q^*(L^*)$  далі використовуються для розрахунку кадастрів водотоків всіх інших аналогічних рік регіону, для яких відсутня зазначена інформація. Довжина будь-якого водотоку визначається по картах масштабу 1:100000.

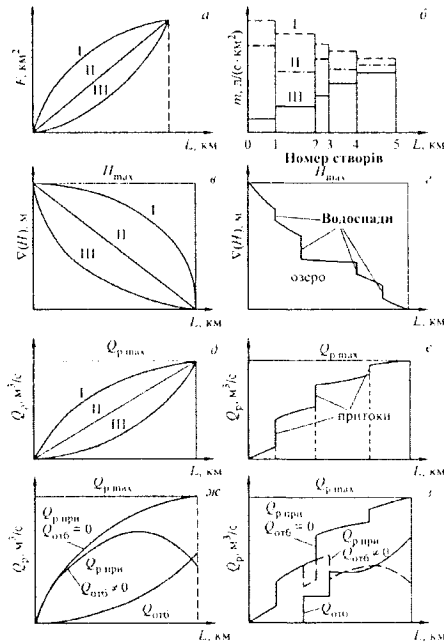


Рис. 4.7. Основні показники водотоків

Перерахування фізичних параметрів "типової" або "середньої" ріки – зміни рівнів поверхні води  $\nabla(L)$  і розрахункової витрати  $Q(L)$  по довжині водотоку у відносні  $\nabla^*(L^*)$  і  $Q^*(L^*)$  визначається за формулами:

$$L^* = \frac{L}{L_{\max}}; \quad (4.12)$$

$$\nabla^*(L^*) = \frac{\nabla(L)}{H_{\max}}; \quad (4.13)$$

$$Q^*(L^*) = \frac{Q(L)}{Q_{\max}}. \quad (4.14)$$

На підставі перерахованих даних розраховується водноенергетичний кадастр водотоку, що включає в себе поздовжній профіль водотоку, тобто  $\nabla = \nabla(L)$ , залежність зміни витрати води по довжині водотоку, тобто  $Q = Q(L)$ , залежність зміни потенціальної потужності водотоку по його довжині, тобто  $N = N(L)$ , залежність зміни питомої потенціальної потужності водотоку по його довжині, тобто  $i^N = i^N(L)$ , де  $i^N$  в МВт/км або кВт/км, визначається за формулою [38]:

$$i_{j,j-1}^N = \frac{N_{j,j-1}}{l_{j,j-1}}, \quad (4.15)$$

де  $l_{j,j-1} = L_j - L_{j-1}$  – довжина розрахункової ділянки водотоку. Величина  $i^N$  характеризує енергетичну "ємність" одиниці довжини водотоку і може бути використана для попереднього визначення створів першочергових ГЕС.

Значення  $N(L)$  для останнього розрахунку ділянки водотоку називається потенціальною валовою потужністю водотоку і позначається  $N_{\text{пот}}$  [38, 46]. Розрахунок водноенергетичного кадастру водотоку можна проводити в табличній формі або на ЕОМ згідно таблиці 4.2.

Результати розрахунку для наочності зазвичай представляються у графічному вигляді, рис. 4.6. Загальний вигляд водноенергетичного кадастру водотоку може бути досить складним. Особливо слід зазначити можливість зменшення витрати по довжині водотоку через наявність відборів води  $Q_{\text{від}}$  на потреби промисловості й сільського господарства [38], які потрібно урахувати в водних балансах.

Для України помилки розрахунків норми об'ємів річного стоку для 85% створів не перевищують 10 відсотків, для інших – не більше 15 відсотків, тобто гідрологічна вивченість малих річок в Україні дуже висока. У довідникових джерелах, у тому числі [45], є достатньо великий масив даних щодо багаторічних характеристик річкового стоку.

Гідрологічний режим малих річок України почали систематично вивчати у другій половині ХХ ст.; достатньо обґрунтовано розподіл стоку для окремих створів, по зонах території та за місяцями року [45]. Необхідно відмітити, що у 30-40-роки минулого століття будь-яка МГЕС потужністю більше 200 кВт одночасно була пунктом гідрометеоспостережень. У системі Мінводгоспу на більшості гребель водосховищ водогосподарчого призначення також діяли пункти гідроспостережень, дані з яких надавались до Державного кадастру. Крім того, для дослідження закономірностей формування елементів водного балансу, вивчення впливу на них природних та антропогенних факторів у польових умовах організовані стокові (водобалансові) станції. Тому на початку передпроектних робіт щодо створення МГЕС у довідникових джерелах можна отримати достатньо об'єктивні вихідні дані. Лише для частини малих водотоків України є необхідність проведення теоретичних розрахунків.

Таблиця 4.2. Розрахунок водноенергетичного кадастру водотоку

Номер створу, $j$	$\nabla_j$ , м – відмітка рівня води в створі $j$	$L_j$ , км – відстань від початкового створу до створу $j$	$m_j$ (с·км <sup>2</sup> ) – модуль стоку в створі	$F_j$ , км <sup>2</sup> – площа водозбірної поверхні до створу $j$	$Q_j$ , м <sup>3</sup> /с – витрата води в ріці у створі $j$	$l_{j,j-1}$ , км – довжина розрахункової ділянки ріки між створами $j, j-1$	$H_{j,j-1}$ , м – різниця рівнів на ділянці водотоку між створами $j-1$	$Q_{j,j-1}$ , м <sup>3</sup> /с – середня витрата води на ділянці водотоку між створами $J, j-1$	$N_{j,j-1}$ , МВт – потенціальна потужність на ділянці водотоку між створами $j, j-1$	$i_{j,j-1}^N$ , МВт/км – питома потенціальна потужність на ділянці водотоку між створами $J, j-1$	$N_j$ , МВт, – потенціальна потужність водотоку до створу $j$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	$\nabla_1$	$L_1$	$m_1$	$F_1$	$m_1 F_1 \cdot 10^{-3}$	$L_2 - L_1$	$\nabla_1 - \nabla_2$	$Q_1 - Q_2 / 2$	$N_{1,2}$	$i_{1,2}^N$	$N_1 = 0$
2	$\nabla_2$	$L_2$	$m_2$	$F_2$	$m_2 F_2 \cdot 10^{-3}$	$L_3 - L_2$	$\nabla_2 - \nabla_3$	$Q_2 + Q_3 / 2$	$N_{2,3}$	$i_{2,3}^N$	$N_2 = N_{2,3} + N_1$
3	$\nabla_3$	$L_3$	$m_3$	$F_3$	$m_3 F_3 \cdot 10^{-3}$	...	...	...	...	...	$N_3 = N_{2,3} + N_2$
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
$n-1$	$\nabla_{n-1}$	$L_{n-1}$	$m_{n-1}$	$F_{n-1}$	$m_{n-1} F_{n-1} \cdot 10^{-3}$	$L_n - L_{n-1}$	$\nabla_{n-1} - \nabla_n$	$Q_{n-1} + Q_n / 2$	$N_{n-1,n}$	$i_{n-1,n}^N$	...
$n$	$\nabla_n$	$L_n$	$m_n$	$F_n$	$m_n F_n \cdot 10^{-3}$						$N_n = N_{n-1,n} + N_{n-1} = N_{n-1}^{001}$

#### 4.2.2 Енергетичний потенціал малих водотоків України

Первинним джерелом малої гідроенергетики є гідропотенціал малих рік. В Україні є більше 63 тис. малих рік і водотоків загальною довжиною 135,8 тис. км.

Потенціал енергії малих рік України досить значний – теоретично-можливий гідроенергетичний потенціал малих річок України становить біля 12,5 млрд кВт·год (4,6 млн т у.п.), що складає 32% загального гідропотенціалу всіх річок України, технічно-досяжний – 8,3 млрд кВт·год (3 млн т у.п.). Слід відмітити, що оцінка теоретично-можливого і технічно-досяжного потенціалу обґрунтована винятково реальними геодезичними та гідрологічними даними для можливих створів малих водотоків України [6].

Економічно-доцільний енергетичний потенціал малих водотоків України потребує більш детального обґрунтування. В умовах паливних та екологічних проблем в Україні, а також при врахуванні світового досвіду, він наближається до технічно-досяжного. Так, у розвинених країнах сьогодні масово почалися також процеси утилізації енергетичного потенціалу технічних систем водопостачання та водовідведення, спорудження енергооб'єктів на іригаційних каналах, масове впровадження мікроГЕС; такий напрям освоєння потенціалу малої гідроенергетики є перспективним і для України.

Першочерговий впроваджувальний потенціал малої гідроенергетики відповідає переважно наявності та перспективі серійного освоєння обладнання, найменшим капітальним затратам і термінам окупності, а також максимальним екологічним обмеженням.

Потенційні економічно-доцільні можливості малої гідроенергетики в Україні на найближчу перспективу оцінюються наступним чином [6, 51]:

- реконструкція та відновлення малих ГЕС загальною потужністю 135 МВт з річним обсягом виробництва електроенергії 440 млн кВт·год;
- будівництво нових малих ГЕС на р. Тиса та її притоках загальною потужністю 400 МВт (1410 млн кВт·год/рік);
- будівництво нових малих ГЕС на р. Дністер та її притоках загальною потужністю 560 МВт (1780 млн кВт·год/рік);
- будівництво нових децентралізованих малих ГЕС на малих водотоках, загальна потужність – 45 МВт, річний обсяг виробництва електроенергії – 120 млн кВт·год.

Програмою державної підтримки розвитку нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії та малої гідро- і теплоенергетики був запропонований першочерговий впроваджувальний потенціал в обсязі біля 600 МВт, який відповідає перспективі освоєння серійного виробництва гідроенергетичного обладнання, найменшим капітальним затратам і термінам окупності [6]:

- реконструкція гідроелектростанцій, що експлуатуються – 107 МВт;
- відновлення малих ГЕС – 31 МВт;
- спорудження малих ГЕС на існуючих водоймищах та іригаційних каналах – 12 МВт;

- використання енергії водотоків технічних і комунальних систем водопостачання та водовідведення – 8 МВт;
- спорудження малих ГЕС на нових створах річок у західних регіонах України – 460 МВт.

В умовах економічних проблем в Україні цей першочерговий потенціал залишається найбільш реальним на найближчі роки. Запропоновані обсяги відродження малої гідроенергетики орієнтовані в першу чергу на поетапну реконструкцію діючих малих ГЕС, першочергову відбудову законсервованих малих ГЕС із збереженими гідроспорудами та спорудження нових малих ГЕС, у тому числі на існуючих малих водотоках різного призначення.

При розгляді перспектив запровадження обладнання малої гідроенергетики важливим є врахування територіального розподілу ресурсів малих рік та проблем енергозабезпечення конкретних регіонів.

Прогнозні базові показники освоєння енергетичного потенціалу малих водотоків України до 2030 року наведені в таблиці 4.3 [8].

Таблиця 4.3. Прогнозні базові показники виробництва електроенергії малими ГЕС в Україні на період до 2030 року

№	Прогнозні показники розвитку малої гідроенергетики	Одиниці виміру	Рівень розвитку малої гідроенергетики по роках				Всього
			2015	2020	2025	2030	
<b>1.</b>	<b>Енергетичні показники</b>						
1.1	Встаповлена потужність	МВт	75	400	1000	2000	2000
1.2	Річне виробництво електроенергії	млн кВт·год/рік	307,5	1640	4100	8200	54537,2
1.3	Річна економія умовного палива	млн т у.п./рік	0,11	0,61	1,52	3,03	20,18
1.4	Обсяги заміщення природного газу	млн м <sup>3</sup>	98,08	523,1	1307	2616	17395,8
<b>2.</b>	<b>Економічні показники</b>						
2.1	Питоми капіталовкладення	тис. грн./кВт	20	22	22	24,7	23,275
2.2	Обсяги фінансування	млн грн.	1500	7150	13200	24700	46550
<b>3.</b>	<b>Екологічні показники</b>						
3.1	Обсяги зменшення викидів діоксиду вуглецю	тис. т	204,8	1092	2731	5462	36320,7

Середньорічні значення першочергового енергетичного потенціалу малої гідроенергетики в областях України наведені в таблиці 4.4 та на рисунку 4.8 [6, 7].

Як видно, найбільший потенціал малої гідроенергетики України зосереджений у Закарпатській, Львівській, Тернопільській, Івано-Франківській, Вінницькій, Черкаській, Житомирській, Рівненській, Полтавській і Хмельницькій областях.



Таблиця 4.4. Розподіл енергетичного потенціалу малих річок в областях України

Область	Гідроенергетичний потенціал малих річок					
	Теоретично-можливий		Технічно-досяжний		Економічно-доцільний	
	млн кВт·год/рік	тис. т у.п./рік	млн кВт·год/рік	тис. т у.п./рік	млн кВт·год/рік	тис. т у.п./рік
Вінницька	360,0	133,2	237,6	87,9	108,0	40,0
Волинська	115,2	42,6	76,0	28,1	34,6	12,8
Дніпропетровська	101,2	37,4	66,8	24,7	30,4	11,2
Донецька	189,0	69,9	124,7	46,1	56,7	21,0
Житомирська	336,0	124,3	221,8	82,1	100,8	37,3
Закарпатська	4532,0	1676,8	2991,0	1106,7	1359,6	503,1
Запорізька	50,5	18,7	33,3	12,3	15,2	5,6
Івано-Франківська	399,0	147,6	263,3	97,4	119,7	44,3
Київська	200,0	74,0	132,0	48,8	60,0	22,2
Кіровоградська	170,0	62,9	112,2	41,5	51,0	18,9
Луганська	436,0	161,3	287,8	106,5	130,8	48,4
Львівська	1814,0	671,2	1197,2	443,0	544,2	201,4
Миколаївська	156,8	58,0	103,5	38,3	47,0	17,4
Одеська	37,5	13,9	24,8	9,2	11,3	4,2
Полтавська	396,0	146,5	261,4	96,7	118,8	44,0
Рівненська	304,0	112,5	200,6	74,2	91,2	33,7
Сумська	298,0	110,3	196,7	72,8	89,4	33,1
Тернопільська	427,2	158,1	281,9	104,3	128,2	47,4
Харківська	268,0	99,2	176,9	65,5	80,4	29,7
Херсонська	2,2	0,8	1,5	0,6	0,7	0,3
Хмельницька	303,5	112,3	200,3	74,1	91,1	33,7
Черкаська	331,0	122,5	218,5	80,8	99,3	36,7
Чернівецька	883,7	327,0	583,3	215,8	265,1	98,1
Чернігівська	178,2	65,9	117,6	43,5	53,2	19,7
АР Крим	211,0	78,1	139,3	51,5	63,3	23,4
<b>Всього</b>	<b>12500</b>	<b>4625</b>	<b>8250</b>	<b>3052,4</b>	<b>3750</b>	<b>1387,6</b>

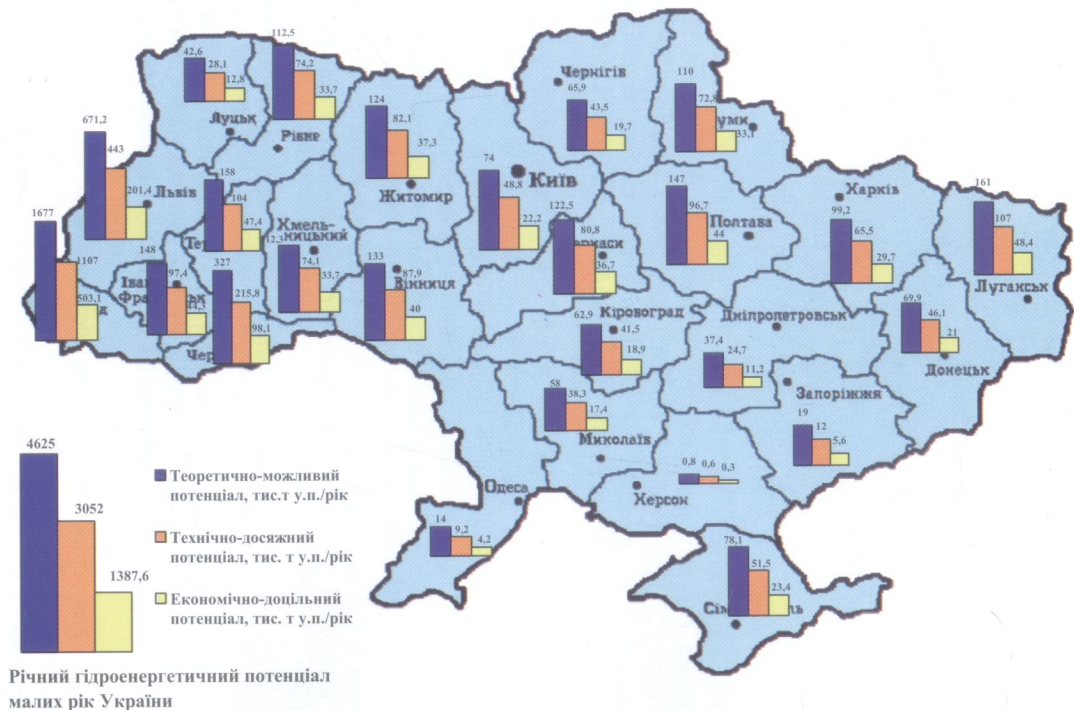


Рис. 4.8. Річний енергетичний потенціал малих рік України

### 4.3 Методи та засоби перетворення і споживання енергії малих водотоків

Малі гідроелектричні станції є високоефективними генераторами електроенергії. У більшості випадків вони використовуються як об'єкти комплексного призначення, що забезпечують потреби електроенергетики та інших галузей народного господарства: меліорації земель, водного транспорту, водопостачання, рибного господарства тощо.

Мала гідроелектрична станція – це комплекс споруд і устаткування, за допомогою яких енергія водотоку перетворюється в електричну енергію. ГЕС складається з гідротехнічних споруд, що забезпечують концентрацію потоку води і створення необхідного напору, та енергетичного устаткування, що перетворює енергію потоку води в електричну енергію.

В Україні за потужністю малі гідроелектростанції умовно поділяються [14] таким чином:

- мікроГЕС – потужністю до 100 кВт (0,1 МВт). Вони призначені для енергозабезпечення окремих підприємств, віддалених селищ. Радіус дії цих станцій до 1 (інколи 2-5) км. Розподіл енергії здійснюється напругою до 10 кВ, найбільш вживаною є напруга 0,2-0,4 кВ. Будівельна частина відрізняється простотою конструкції, гідромеханічне обладнання складається з однієї або двох турбін;

- мініГЕС – від 100 до 1000 кВт (0,1-1 МВт). Призначені для групи споживачів, що розташовані в радіусі 20-25 км, або для енергопостачання відносно великого підприємства. Розподіл електроенергії проводиться напругою до 10 кВ. Гідромеханічне обладнання складається з двох-трьох турбін. Працюють найчастіше паралельно із центральною енергосистемою;

- малі ГЕС – від 1000 до 10000 кВт (1-10 МВт). Призначені для енергозабезпечення споживачів у радіусі до 50-60 км. Розподіл електроенергії здійснюється напругою до 10-35 кВ. Працюють паралельно з центральною енергосистемою.

За величиною використання напору малі ГЕС класифікуються наступним чином:

- низьконапірні (мікроГЕС – до 15м, мініГЕС – до 20м, малі – до 25м);
- середньонапірні (мікроГЕС – 15-50м, мініГЕС – 20-100м, малі – 25-130м);
- високонапірні (мікроГЕС – більше 25 м, мініГЕС – більше 100м, малі – більше 130м).

За способом створення напору гідроелектростанції споруджуються за наступними схемами:

- пригребельні;
- дериваційні;
- гребельно-дериваційні (змішані).

Необхідно відмітити, що впровадження малих ГЕС практично не створює негативного ефекту, тоді як ГЕС великої потужності, при спорудженні яких із землекористування вилучаються значні площі продуктивних земель, можуть

негативно впливати на стан в економічній, екологічній та соціальній сферах регіонів, де вони впроваджуються.

#### 4.3.1 Технології та обладнання малої гідроенергетики

Досвід деяких країн показав, що освоєння гідропотенціалу малих річок за допомогою малих ГЕС і мікроГЕС допоможе вирішити проблему поліпшення енергопостачання численних дрібних автономних споживачів, віддалених від електромереж. Найбільш ефективними є малі ГЕС, що створюються на вже існуючих гідротехнічних спорудах. За даними фірми "Елліс-Чалмерс" (США) питомі капіталовкладення для ГЕС, що заново споруджуються, дорівнюють 1100-1400 дол./кВт (потужність до 10 МВт) та 6800-8700 дол./кВт (потужність до 1 МВт). В той же час, для малих ГЕС, що добудовуються до складу діючих гідровузлів, питомі капітальні вкладення зменшуються до 500-2000 дол./кВт. Будівництво малої ГЕС потужністю 1 МВт коштує 0,5-2 млн доларів. Прибуток від неї досягає 300000 дол./рік, а терміни окупності капітальних вкладень становитимуть 2-6 років [6].

На даний час устаткування для малих ГЕС виробляють численні фірми США, Японії, Швеції, Швейцарії, Франції, Австрії, Великобританії. Розпочато виробництво такого обладнання і в країнах Східної Європи.

Гідроелектростанції та їх обладнання мають значний експлуатаційний ресурс, що пояснюється умовами їх експлуатації – рівномірний режим роботи при відсутності екстремальних температурних та інших навантажень. Внаслідок цього вартість електроенергії, що виробляється на малих ГЕС, досить низька, тому багато з них мають високий економічний ефект [15].

Експлуатаційний ресурс обладнання складає до 50 років, а гідроспоруд – 100 років. Для гідроенергетики характерне комплексне використання гідроресурсів: виробництво електроенергії, захист від повеней, водопостачання населених пунктів та промислових підприємств, іригація, риборозведення.

В Україні промисловий випуск обладнання для малої гідроенергетики налагоджено на Харківському заводі "Турбоатом". Стандартизоване обладнання малих ГЕС виробляється у широкому діапазоні параметрів:

- потужність – від 2 до 15000 кВт;
- діаметр робочого колеса турбіни – від 190 до 3000 мм;
- частота обертання – від 50 до 2000 об/хв;
- напір – від 1 до 1000 м;
- витрати води – від 0,01 до 0,75 м<sup>3</sup>/с.

Комплексні поставки гідроенергетичного обладнання середньої потужності (50-600 кВт) для встановлення на малих ГЕС виконує також фірма "МІНІГІДРО", м. Харків.

Серйозна увага приділяється підвищенню економічної ефективності малих ГЕС за рахунок спрощення їх проектування, будівництва та експлуатації, типізації проектних рішень, стандартизації обладнання і повної автоматизації роботи ГЕС.

До основних напрямів розвитку малої гідроенергетики України відносяться: технічне переоснащення окремих станцій (із заміною основного гідросилового устаткування та без неї) та відновлення напірного фронту; відновлення споруд, не діючих як енергооб'єкти ГЕС з метою їх використання в енергогосподарстві; будівництво нових малих ГЕС та мікроГЕС нових типів на створюваних та діючих водогосподарських об'єктах. Розрахунки підтверджують відносно високі питомі економічні показники мікроГЕС: наприклад, вартість 1 кВт встановленої потужності мікроГЕС у 1,5-2 рази нижча аналогічних показників вітроелектростанцій та фотоустановок.

Основні показники гідротурбінного обладнання, необхідного для виконання програми відтворення недіючих, реконструкції діючих та будівництва нових малих ГЕС України наведені в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5. Показники гідротурбінного обладнання

Типи малих ГЕС	Напір, м	Одинична потужність гідроагрегатів, кВт
Низьконапірні	3 - 8	5 - 1000
Середньонапірні	8 - 25	200 - 10000
Високонапірні	> 25	500 - 20000

В Україні розробка конструкторської документації і виготовлення гідротурбінного обладнання зосереджені на НПО "Турбоатом" – головному підприємстві з постачання сучасних вискоефективних малих та великих гідротурбін як для вітчизняних, так і для закордонних ГЕС. НПО "Турбоатом" випускає турбіни всього діапазону показників, представлених у таблиці 4.5.

#### 4.3.1.1 Напірні малі ГЕС

Малі гідроелектростанції, що використовують потенціальну енергію малих річок за рахунок напору, який створюється перепадом висот вільного рівня ріки, по засобу створення напору поділяються на гребельні, дериваційні, змішані (гребельно-дериваційні) і малі ГЕС при готовому напірному фронті (на перепадах каналів у системах водопостачання).

*Гребельні ГЕС* – це найбільш розповсюджені схеми використання енергії малих річок. Їх експлуатація достатньо ефективна в усіх районах України, за винятком гірських, а в окремих випадках вони можуть ефективно використовуватись і в гірських районах. Ці схеми характеризуються можливістю виходу підпірного рівня на заплави, що призводить до підтоплення заправ, але, з іншого боку, це дає можливість більш повного використання натурних стоків навіть при значному коливанні витрат води протягом року за рахунок створення водосховища.

Досить широкий діапазон одиничної потужності гідроагрегатів, прийнятий на даний час для малих ГЕС, дає можливість застосування різноманітних конструктивних рішень навіть у межах одного типу гідротурбін. Основну регулюючу сміність каскаду малих ГЕС доцільно розташовувати у верхній течії

річки, де збитки від підтоплення значно менші. Компонівка споруд у складі гребельних гідровузлів виконується з урахуванням вимог пропуску паводка та зручності виконання будівельних робіт. У низьконапірних гідровузлах без регулювання стоку значною є вартість водоскидних споруд, тому що для пропуску паводка необхідна велика протяжність водоскидного фронту. Тому на ріках із широкою заплавою використовуються головним чином малі ГЕС руслового типу з пропуском частини витрат повноводдя заплавою в обхід гідровузла.

**Дериваційні та змішані (гребельно-дериваційні) системи** використовуються в практиці будівництва малих ГЕС головним чином у гірських районах. Схеми дериваційних станцій можуть бути наступними: деривація впродовж і деривація на випрямлення русла річки. Випрямляючи деривацією окремі закути річки, можна досягти значного напору навіть на ріках з невеликим уклоном.

У змішаних (гребельно-дериваційних) схемах можна створювати регулюючі водосховища, застосування яких у верхів'ях річок або на притоках забезпечить регулювання стоку води, у тому числі в повені.

**Малі ГЕС при готовому напірному фронті.** У цьому випадку беруться до уваги схеми малих ГЕС, що споруджуються у створах із готовим напірним фронтом. Такими створами можуть служити водосховища неенергетичного призначення, перепади каналів різноманітного призначення, трубопроводи систем водопостачання та водовідведення (промислового, сільськогосподарського та комунально-житлового). Доцільним є спорудження малих ГЕС на каналах, що будуються замість перепадної споруди. Таким чином, існує велика різноманітність можливих схем споруди на малих ГЕС.

**МікроГЕС.** На даний час до категорії мікроГЕС відносять гідроелектричні станції потужністю менше 100 кВт, при цьому потужність одного гідроагрегата, як правило, до 50 кВт. Аналіз технічних можливостей енергетичного використання стоку багатьох малих рік (рівнинних річок потужністю до 1,7 тис. кВт та гірських до 2 тис. кВт) показав, що і ця частина гідроенергетичного потенціалу України технічно може бути освоєна при застосуванні мікроГЕС. Вони можуть служити не тільки джерелом електроенергії, але й прямим приводом різноманітних машин. Найбільш широкого застосування мікроГЕС можуть досягти в забезпеченні електроенергією стаціонарних сільських споживачів, гірничодобувних об'єктів, станцій та постів гідрометеослужби, туристичних та інших рекреаційних комплексів, мисливських та лісозаготівельних господарств, військових і багатьох інших об'єктів.

Таким чином, в Україні, особливо в гірських районах, обладнання для мікроГЕС може мати широке коло замовників і споживачів. Велику зацікавленість у придбанні мікроГЕС для малих річок виявляють у Росії (Далекий Схід, Північ, Алтайський край, Урал), Кавказьких республіках, Середній Азії, Казахстані, а також у Туреччині, Монголії, Кубі, Індії, В'єтнамі, Бразилії та ряді інших країн.

Ефективною є експлуатація мікроГЕС для супутнього виробництва електроенергії при спорудженні їх у складі різних гідротехнічних об'єктів (на

водоскидах, системах водопостачання, на каналах). Особливу перспективу мають об'єкти зі значною перевагою енергопостачання в літній період, оскільки велика кількість малих річок взимку майже не мають стоку, а сезонне регулювання суттєво знижує економічну ефективність мікроГЕС. У деяких випадках доцільно використовувати мікроГЕС у комплексі з вітроустановками, геліоустановками та іншими джерелами енергії. Створення таких енергокомплексів є одним із перспективних напрямів сучасних розробок.

Питаннями розробки і технічного постачання обладнання мікроГЕС займаються НВО "Турбоатом", АТ УНВЦ "Сонячна та вітрова енергетика" (м. Київ), ВАТ "Укргідропроект".

МікроГЕС, розроблені у Харкові, виробляють змінний трифазний струм частотою  $50 \pm 2$  Гц із напругою  $380/320 \pm 10\%$  Вта частотою  $50 \pm 2$  Гц для роботи на малих річках та струмках із мінімальним уклоном  $3,5^\circ$ . Основним недоліком є те, що застосування мікроГЕС обмежується малими річками та струмками гірського типу з відносно великим уклоном.

Деякі зарубіжні фірми, наприклад, австрійські "Елін" та "Кесслер", шведська "Скандія" та інші випускають компактні модульні мікроГЕС, повністю виготовлені та змонтовані на заводі. Стандартні гідроагрегати містять апаратуру регулювання, гідротурбіну, трансформатор, розподільні пристрої і постачаються до місця монтажу в зібраному вигляді. Величезна кількість мікроГЕС виробляється у КНР, де переважна кількість малих ГЕС, що експлуатуються, мають потужність менше 25 кВт. Відсутність в Україні і в країнах СНД промислових мікроГЕС не дозволяє дати точних рекомендацій щодо їх застосування, хоча попередні розрахунки вказують на суттєвий економічний ефект порівняно із бензоелектричними агрегатами. Орієнтовний діапазон робочих напорів – від 2-3 до 100 м і витрати води від  $0,1$  до  $5 \text{ м}^3/\text{с}$ . Для підвищення мобільності мікроГЕС існує рішення типу "енергетична баржа". Існує також ряд технічних рішень, спрямованих на зниження матеріаломісткості гідроагрегатів, наприклад, конструктивне об'єднання лопатевого колеса гідротурбіни з ротором гідроагрегату дозволяє відмовитися від мультиплікатора і значно знизити вагу та габарити гідроагрегату.

Енергетика, промисловість та комунальне господарство мають справу з величезною кількістю напірних систем. У великих містах, наприклад, у Києві частина малих річок (Почайна, Глибочиця, Сирець та інші) містяться у дюкерах або в трубопроводах. Потужність таких потоків часто досягає десятків і сотень кіловат, однак їх енергетичний потенціал практично не використовується для виробництва електроенергії. Запропоновано кілька десятків таких пристроїв, захищених патентами США, Німеччини, Великобританії, але поки що немає інформації про використання таких установок. Відсутні також і оцінки можливого для використання енергопотенціалу в напірних трубопроводах комунальних і промислових систем. Разом з тим, наявність дуже великої кількості таких систем, постійний режим їх роботи, близьке розташування та різноманітність можливих схем використання цієї енергії вказує на доцільність проведення робіт у цьому напрямі. Існують схеми мікроГЕС, що використовують енергію напору та течії в трубопроводах за допомогою

реактивної турбіни, яка працює на швидкостному напорі води, а також горизонтально-осьової лопаткової турбіни з перистальтичним гідромотором. Очевидною є необхідність подальшої розробки перспективних схем перетворювачів, які знайдуть широке розповсюдження в міському комунальному та сільському господарстві.

#### 4.3.1.2 Вільнопотоккові ГЕС

Основний елемент вільнопотоккових ГЕС – це турбіни, найбільш поширеними з яких є [52]:

- вільнопотоккові турбіни, що використовують силу лобового опору потоку води;
- вільнопотоккові турбіни, що використовують гідродинамічну підйомну силу.

За принципом роботи вільнопотоккова турбіна являє собою свосрідний "підводний вітряк", що використовує енергію течії ріки. В США, Японії, Бразилії, Швеції ведуться розробки величезних вільнопотоккових турбін, що використовують кінетичну енергію океанських течій.

Робочий момент на вільнопотокковій турбіні, що використовує силу лобового опору потоку води, виникає завдяки лобовому тиску води на лопаті; за таким же принципом працювало багато старих водяних млинів. Подібні схеми мають суттєві недоліки, які полягають у тому, що вільнопотоккові турбіни мають дуже малу швидкість обертання і низький ККД, що ледве досягає 0,1. Коефіцієнт корисної дії водяної вільнопотоккової турбіни, що використовує гідродинамічну підйомну силу із застосуванням насадки, досягає 0,5 і 0,75.

Лопаті вільнопотоккових турбін, що використовують гідродинамічну підйомну силу, мають гідродинамічний профіль, на якому виникає гідродинамічна підйомна сила, яка в багато разів перевищує силу лобового тиску на лопать. Завдяки цьому такі турбіни розвивають велику швидкість обертання і більш високий ККД, який досягає 0,5. Турбіни, вісь обертання яких перпендикулярна напрямку водотоку (так звані ротори Дар'є), мають ККД біля 0,4. Наявність спрямовуючого апарата (насадки) дозволяє підвищити ККД турбін до 0,75.

Існує велика кількість розробок: гірлянді вільнопотоккові турбіни, лопаті яких закріплені на гнучкому валу, в деяких схемах лопаті виконані у вигляді малих роторів Савоніуса та у вигляді ротора Дар'є.

Однак, незважаючи на велику кількість проектів, до цього часу ще немає інформації про побудову чи дослідну експлуатацію вільнопотоккових турбін на малих річках. У США біля Нью-Йорка працює 100-кіловатна вільнопотоккова турбіна, що перетворює енергію океанської течії.

Основною перевагою вільнопотоккових турбін є те, що вони не потребують будівництва греблі і не підтоплюють береги, їх можна розташовувати послідовно вздовж малої річки. Тому, враховуючи вищесказане, можна припустити, що для малих швидких річок України (особливо у Карпатах і в



Криму) використання вільнопотокових мікроГЕС має певні перспективи, однак при цьому необхідно враховувати різні швидкості потоку води.

### 4.3.2 Турбіни малих гідроелектростанцій

Всі турбіни, що використовуються на малих гідроелектростанціях, за характером віддачі енергії поділяються на [52, 25]:

– **активні**, в яких робота здійснюється за рахунок відхилення вільного струменя на лопатках турбіни, при однаковому тиску на всіх її елементах. За числом робочих коліс вони поділяються на одно- та двоколісні, а за числом сопель на кожному колесі – на одно- та багатосопельні.

– **реактивні** (напірні), в яких робота здійснюється під надлишком тиску, що утворюється силою реакції води. Тиск води при вході на робоче колесо більший, ніж на виході.

На практиці застосовують два основних типи **активних турбін**:

- ковшові (турбіни Пельтона);
- двократні (турбіни Банкі).

Ковшова турбіна (рис. 4.9) складається з направляючого апарата, що регулює надходження води в турбіну, і робочого колеса, до валу якого приспінаний електрогенератор [52].

Направляючий апарат являє собою трубопровід із конічною насадкою, в середині якого розташована голка для регулювання сили струменя або припинення його дії. Робоче колесо складається з металевого диска, до якого, за колом, розташовані ковшоподібні лопатки, характерною особливістю яких є те, що вони розділені перетинкою (ножем) на дві рівні частини і мають конфігурацію для плавного руху струменя за поверхнею. Крім того, щоб струмінь не розпорозувався об стінку лопатки, вона має виріз на вільному кінці.

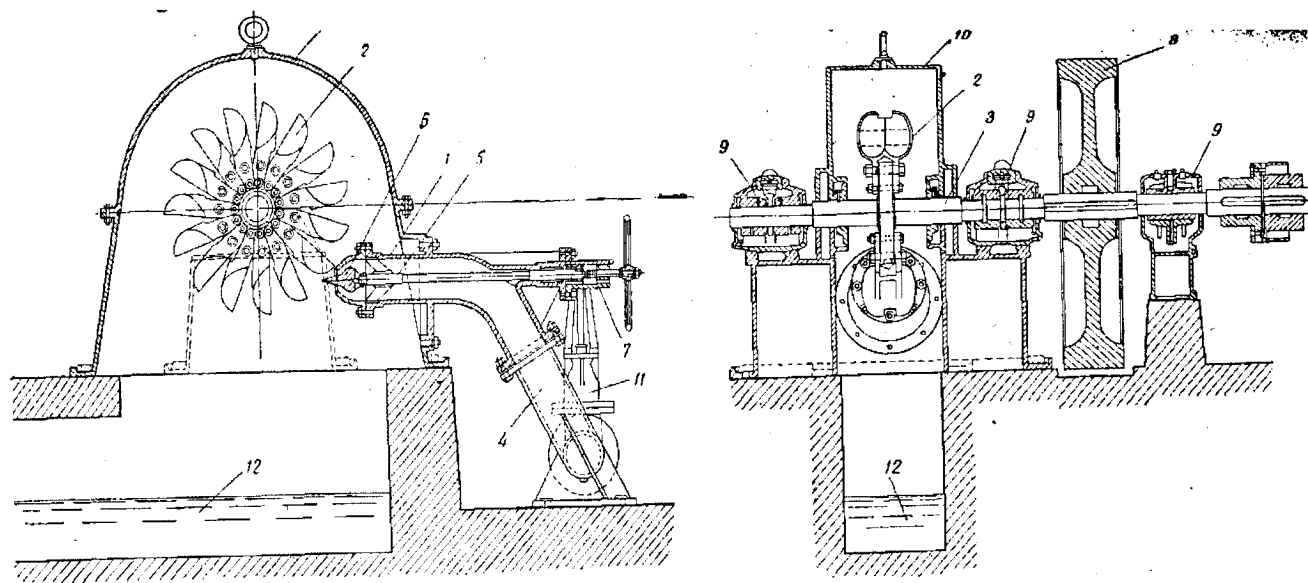
Тип робочого колеса турбіни характеризується коефіцієнтом швидкості (або коефіцієнтом питомої кількості обертів). Він дорівнює числу обертів турбіни, що подібна вибраній, яка працює в такому ж режимі, з таким же ККД, але з такими розмірами, що розвиває при напорі 1 м потужність 0,74 кВт (1 к.с.) [38]:

$$n_s = \frac{1,17n\sqrt{N}}{H\sqrt{H}}, \quad (4.16)$$

де  $n$  – число обертів вибраної турбіни за хвилину;

$N$  – потужність турбіни, кВт;

$H$  – напір, м.



1 – направляючий апарат; 2 – робоче колесо; 3 – вал; 4 – патрубок напірного трубопроводу; 5 – регулююча голка;  
 6 – конус; 7 – механізм керування; 8 – махове колесо; 9 – опорні підшипники; 10 – кожух; 11 – засувка  
 трубопроводу; 12 – водовідвідний лоток.

Рис. 4.9. Ковшова турбіна

Коефіцієнт швидкохідності односплових ковшових турбін знаходиться в межах 4...24 і може бути розрахований при ККД 0,85 як:

$$n_s = 240 \frac{\delta}{D}, \quad (4.17)$$

де  $\delta$  – товщина струменя;

$D$  – діаметр колеса (за центрами лопаток).

При цьому  $1/60 \leq \delta / D \leq 1/10$  з найкращою областю ККД в межах 1/16...1/25.

Кількість обертів турбіни залежить від швидкості надходження води:

$$v = \varphi \sqrt{2gH}, \text{ м/с}, \quad (4.18)$$

де  $\varphi$  – коефіцієнт швидкості, що знаходиться в межах 0,97...0,98.

Колова швидкість приймається як:

$$u = (0,45...0,46) \sqrt{2gH}, \text{ м/с}. \quad (4.19)$$

Приймаючи потрібну кількість обертів –  $n$  і обмежуючись  $n_s = 10...15$ , визначається необхідний діаметр робочого колеса:

$$D = \frac{60u}{\pi n}. \quad (4.20)$$

Після приведення отриманого значення  $D$  до стандартних розмірів визначають дійсне значення кількості обертів:

$$n = \frac{38\sqrt{H}}{D}. \quad (4.21)$$

Товщина струменя визначається таким чином:

$$\delta = \sqrt{\frac{4Q}{\pi v}}, \quad (4.22)$$

де  $Q$  – витрати води через сопло.

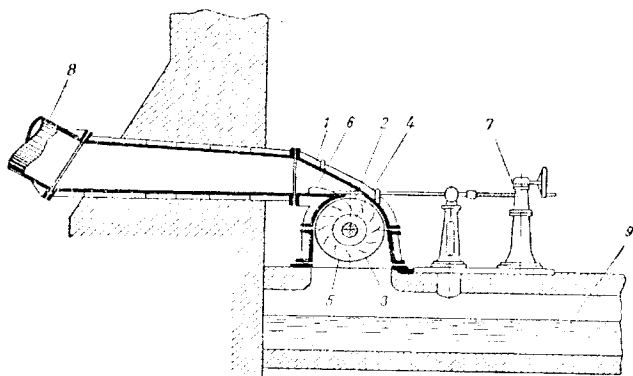
Отримані результати розрахунків вважаються задовільними, якщо відношення  $\delta/D$  не виходить за межі значень, що рекомендовані вище. На практиці використовують турбіни із співвідношеннями, наведеними в таблиці 4.6 [52].

Таблиця 4.6. Параметри гідротурбін

Діаметр струменя, $\delta$ мм	Діаметр робочого колеса, $D$ , м	Коефіцієнт швидкохідності при $\eta = 0,8$
25	0,5	11,5
36	0,5	16,5
50	0,5	23
65	0,82	18,3
82	0,82	23
100	1,0	23

Двократна турбіна (рис. 4.10) складається із направляючого апарата і робочого колеса. Вода, що проходить через колесо, двічі попадає на лопаті. Робоче колесо являє собою циліндр з торцевими вертикальними дисками, в які, за колом, встановлені горизонтальні лопатки з поверхнею певної кривизни.

Направляючий апарат виконаний у вигляді трубопроводу з шиберною заслінкою.



1 – направляючий апарат; 2 – робоче колесо; 3 – робочі лопатки; 4 – вал турбіни;  
5 – торцеві диски; 6 – заслінка; 7 – механізм ручного керування; 8 – напірний трубопровід;  
9 – відвідний лоток.

Рис. 4.10. Двократна турбіна

Недоліком двократних турбін є вплив на їх роботу коливання нижнього б'єфу. При застосуванні відсмоктувальних труб вплив вищевказаних факторів зменшується до мінімуму.

**Реактивні турбіни** виконуються за різними конструкціями і поділяються:

– **за положенням валу** – на вертикальні та горизонтальні;

– **за підводом води** – на відкриті (турбіна розташовується у відкритій камері; вода підводиться відкритим каналом), закриті (розташовується в металевому кожусі; вода підводиться закритим трубопроводом), комбіновані (турбіна розташовується в закритій бетонній камері; вода підводиться відкритим каналом);

– за числом коліс – на одно- та двоколісні на одному валі.

В конструкцію реактивних турбін входять три основні частини:

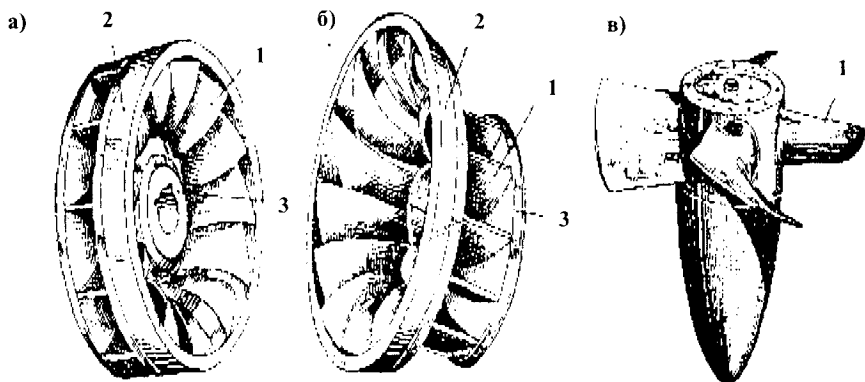
– направляючий апарат;

– робоче колесо;

– відсмоктувальна труба.

Направляючий апарат призначений для регулювання подачі води в робоче колесо турбіни і складається з двох кілець, між якими розташовані поворотні лопатки.

Робочі колеса реактивних турбін розрізняють за формою (рис. 4.11). Водяний потік, просуваючись уздовж лопаті, діє на неї силою струменя і обертає вал, до якого вони кріпляться [43, 52].



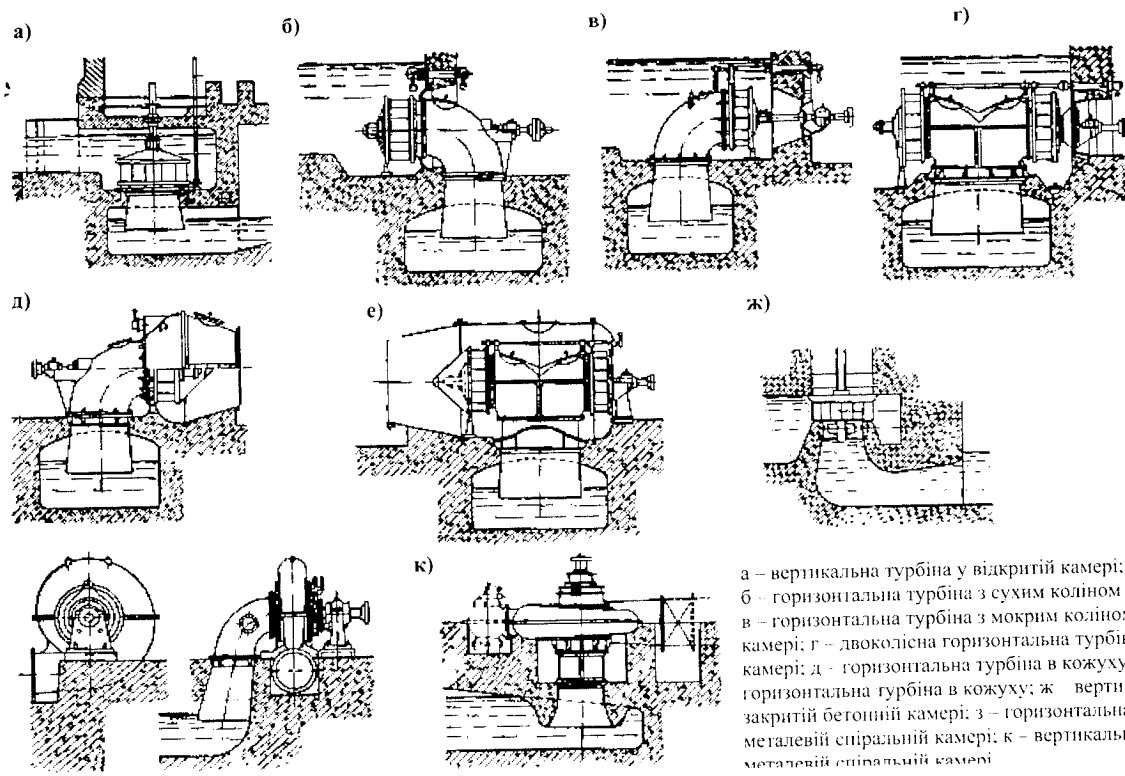
а – колесо тихохідної радіально-осьової турбіни;  
 б – колесо швидкохідної радіально-осьової турбіни;  
 в – колесо пропелерної турбіни.  
 1 – лопать; 2 – зовнішній обід; 3 – внутрішній обід (втулка).

Рис. 4.11. Типи коліс реактивних турбін

У радіально-осьових турбін вхідний діаметр колеса перевищує вихідний, але при коефіцієнті швидкохідності біля 200 вони зрівнюються, а при подальшому зростанні вхідний діаметр стає меншим за вихідний.

У пропелерних турбін  $n_s = 500 \dots 1000$ . Вони розвивають високий ККД тільки при повному навантаженні, і при зменшенні навантаження ККД різко падає.

Конструкційні схеми реактивних турбін показані на рис. 4.12 [52].



а – вертикальна турбіна у відкритій камері;  
 б – горизонтальна турбіна з сухим коліном у відкритій камері;  
 в – горизонтальна турбіна з мокрим коліном у відкритій камері;  
 г – двоколісна горизонтальна турбіна у відкритій камері;  
 д – горизонтальна турбіна в кожуху;  
 е – двоколісна горизонтальна турбіна в кожуху;  
 ж – вертикальна турбіна в закритій бетонній камері;  
 з – горизонтальна турбіна в металевій спіральній камері;  
 к – вертикальна турбіна в металевій спіральній камері

Рис. 4.12. Конструкційні схеми реактивних турбін

Реактивні турбіни розташовують у відкритих та закритих камерах. У відкритих камерах (рис. 4.13) вода підводиться відкритим лотком; розміри залежать від розмірів вибраної турбіни і будуть складати – ширина  $(3,5...4) D$  ( $3,5$  відноситься для коліс із діаметром  $0,5$  м;  $4$  – для коліс із діаметром  $1$  м), довжина приймається на  $10-15\%$  більшою від ширини, глибина береться або за каталогом, або приймається  $h_{min} = (1,6...2)$  від діаметру (для горизонтальних –  $(3...3,5) D$ ).

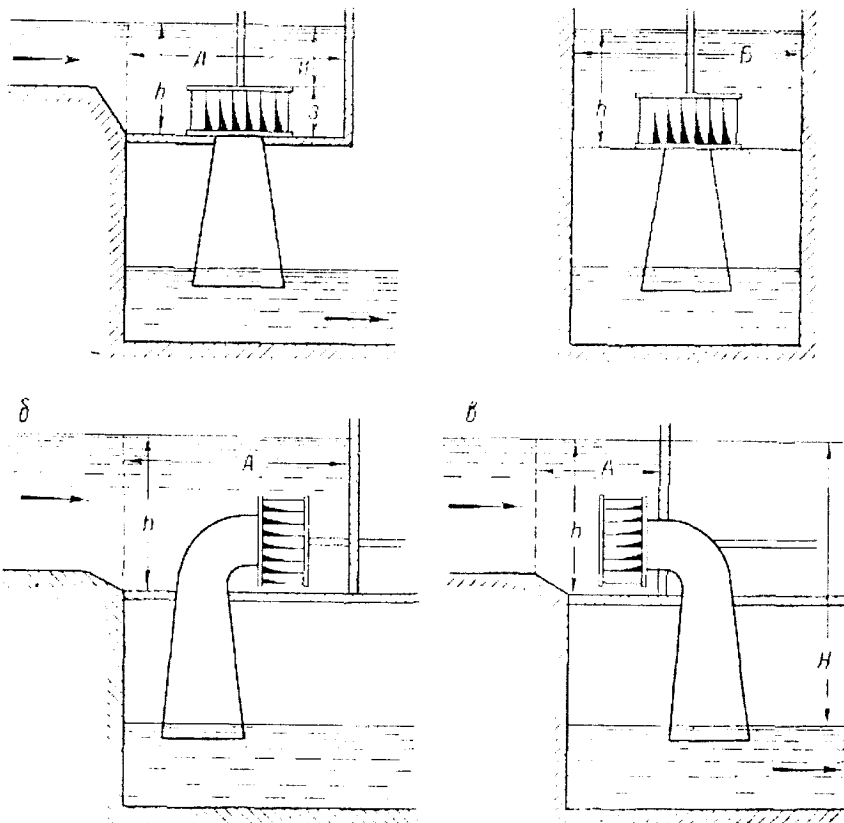


Рис. 4.13. Відкриті прямокутні турбінні камери

У закритих камерах (рис. 4.14) реактивні турбіни застосовуються при напорах більше  $5$  м. Вони мають форму равлика або спіралей таврового перетину. Форма камери та її розміри визначаються заводом-виробником турбін.

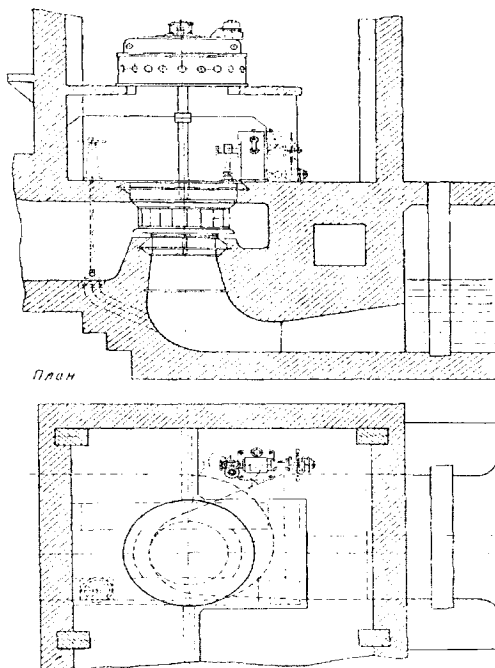


Рис. 4.14. Турбіна в закритій бетонній камері

Для підвищення ККД шляхом підтримки пониженого тиску за робочим колесом використовуються всмоктувальні труби. Оскільки її виконують із розширенням на виході, то швидкість потоку знижується, а це, згідно залежності (4.23), зменшує втрати повного напору гідроелектростанції.

$$h_{\text{вих}} = \frac{v_{\text{вих}}^2}{2g}. \quad (4.23)$$

На практиці висоту відсмоктування приймають 1-3 м (інколи 4 м).

За формою відсмоктуючі труби поділяються на:

- прямі вертикальні конічні;
- вертикальні конічні з верхнім коліном;
- розтрубні вертикальні;
- похилі колінчасті з верхнім коліном;
- вигнуті з нижнім поворотом.

#### 4.3.3 Електрообладнання малих гідроелектростанцій

Система електрообладнання малих гідроелектростанцій умовно поділяється на силовий блок (генератор, підвищуючий трансформатор), блок автоматичного керування та захисту робочого обладнання, блок сигналізації.



Кількість агрегатів, як правило, складас 1-2. Генератор вибирається низьковольтним (0,4 кВ) із виведеними трьома фазами та нулем (для створення систем занулення та заземлення). Між генератором та споживачами шинами утворюється блок комутації та вимірювання (автоматичні вимикачі, запобіжники, трансформатори струму та контрольно-вимірювальна апаратура).

За видом розташування вала генератори поділяються на [52]:

- вертикальні;
- горизонтальні.

Всі вертикальні генератори встановлюються у сухому приміщенні, з гідротурбіною вони пов'язані валом.

Горизонтальні агрегати мають наступні конструкційні виконання:

- прямоточні агрегати з генераторами, у яких ротор розташований на периферії лопатей осьового робочого колеса турбіни;
- капсульні агрегати, в яких генератор розташований у капсулі, що повністю обтікається водою;
- агрегати, в яких генератор розташований в сухому приміщенні і з'єднаний з турбіною валом (найбільш розповсюджена система).

Горизонтальні генератори можуть агрегатуватись із вертикальними турбінами за допомогою відповідної трансмісії.

У залежності від потужності станції, горизонтальні генератори частіше мають потужність до 0,5...1 МВт, а вертикальні, як правило, застосовуються вищої потужності.

За типом електромашини застосовують синхронні та асинхронні генератори.

При проектуванні системи електрообладнання станції необхідно враховувати особливості роботи гідрогенератора – при різкому зниженні навантаження (або втраті його) регулятор потоку води повністю закривас трубопровід через 2...4 с. Цього часу достатньо, щоб машина досягла та перевищила критичну швидкість (інколи в 2-3 рази номінальну швидкість обертання). Тому гідрогенератори крім підсиленних конструкційних елементів повинні мати підвищені махові маси, що зменшує вплив коливань навантаження. Маховий момент ротора гідроагрегата з відкритою камерою та автоматичним регулятором швидкості обертання визначається як [52]:

$$GD^2 = 800 \frac{N}{n^2}, \quad (4.24)$$

де  $GD^2$  – мінімальний маховий момент,  $\text{тм}^2$ ;

$N$  – потужність генератора, кВА;

$n$  – частота обертання.

Таким чином, для підвищення махового моменту ротора потрібно збільшувати його діаметр, оскільки він змінює момент інерції в квадратичній залежності, а вага – в першому степені.

Згідно нормативним вимогам гідрогенератори протягом 2 хвилин повинні витримувати підвищення швидкості обертання на 80%, а перевантаження за струмом – 50%.

Потужність генераторів електростанції повинна відповідати максимальній потужності найбільш навантаженої ділянки добового графіка із врахуванням втрат на всіх елементах системи передачі електроенергії від джерела до споживача та власні витрати електростанції, тобто:

$$S = \frac{P_{\max} + P_n + P_a}{\cos \varphi}, \quad (4.25)$$

де  $P_{\max}$  – потреби потужності за графіком навантаження;

$P_n$  – втрати потужності при передачі електроенергії;

$P_a$  – витрати електроенергії на власні потреби;

$\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності генераторної установки при номінальній її роботі.

Значення коефіцієнта потужності на діючих малих ГЕС визначають за відповідними приладами або розрахунковим способом за експериментальними даними. Для малих ГЕС, що проектується, його величину приймають як і на аналогічних діючих станціях, що мають подібне навантаження та схему електропостачання, або на базі наближених розрахунків.

При роботі гідроелектростанцій в автономному режимі слід враховувати зниження напруги в мережі при пуску електродвигунів:

$$\Delta U_{\max} = \frac{1}{1 + \frac{P_{к.з.}}{P_{к.дв.}}} 100\%, \quad (4.26)$$

де  $P_{к.з.}$  – потужність короткого замикання генератора;

$P_{к.дв.}$  – потужність короткого замикання двигуна.

При цьому допустиме відношення потужності генератора та двигуна (без вихлосту повітряної лінії та автоматичного регулювання напруги) при холостому ході генератора  $P_g/P_{дв} = 5...25$ , а при 50% навантаженні генератора  $P_g/P_{дв} = 3...15$ . При конструюванні енергетичного вузла станції необхідно враховувати, що максимально допустима втрата напруги повинна бути не більше 20% при роботі асинхронних двигунів у мережі. Якщо вони відсутні, то пуск обмежується умовами розгону – початковий момент робочої машини складає одну третину номінального моменту асинхронного двигуна, але допустима втрата напруги складає не більше 40%. При запуску двигуна вихлосту втрати не повинні перевищувати 60% номінального значення напруги.

На стійкість роботи увімкнутих двигунів впливає не тільки втрата напруги при приєднанні нових двигунів, але й тривалість часу роботи на пониженій напрузі. Тоді мінімальна допустима втрата напруги склад[52]:

$$U_{\min} \geq U_n \sqrt{\frac{k_p}{\alpha}}, \quad (4.27)$$

де  $U_n$  – номінальна напруга;

$k_p$  – ступінь завантаження двигуна за моментом;

$\alpha$  – перевантажувальна здатність двигуна за моментом.

Так, для двигунів  $P_H = 1...15$  кВт при  $M_c = M_H - \text{const}$  та  $\Delta U = 20\%$  втрата напруги з умов стійкості не повинна тривати більше 0,5...1,5 с, а при  $\Delta U = 50\%$  – не більше 0,05...0,2 с.

#### 4.3.3.1 Синхронні генератори

Застосовуються при автономному режимі роботи:

- на ізольованого споживача промислової частоти;
- на місцеву малопотужну систему (якщо потужність синхронного генератора перевищує потужність системи більше ніж на 15%);
- в системах більше 3 МВт як найбільш економічно доцільні.

При застосуванні серійних синхронних генераторів (типу ЕСС) при під'єднанні до гідротурбін слід враховувати, що вони мають малий момент інерції (призводить до зменшення динамічної стійкості), високу частоту обертання (викликає необхідність застосування додаткового обладнання).

Промисловість спеціально для малих гідроелектростанцій випускає:

- вертикальні синхронні генератори серії СВ потужністю від 3 до 9 МВт, номінальною частотою від 125 до 750 об/хв, ККД 95-98%;
- горизонтальні синхронні генератори серії СГ потужністю від 0,5 до 10 МВт, 6,3 та 10 кВ, частота обертання від 187,5 до 1500 об/хв.

#### 4.3.3.2 Асинхронні генератори

Асинхронні генератори, що працюють на загальну енергомережу, спрощують електрообладнання станції, тому що не вимагають застосування регулятора точного регулювання обертів гідротурбіни, регулятора напруги генератора, пристроїв збудження, гасіння поля, синхронізації як для роботи синхронного генератора. Але слід врахувати, що для збудження асинхронні генератори споживають реактивну потужність із мережі в тій же кількості, що й електродвигуни відповідної потужності та коефіцієнта потужності.

При роботі асинхронного генератора в автономних системах головною проблемою постає необхідність забезпечення збудження. Збудження здійснюється:

- за способом утворення реактивної потужності;
- за способом керування збудженням.

Перший спосіб реалізується за допомогою використання конденсаторів як пасивного реактивного джерела, що має ємнісну провідність, та за допомогою статичного перетворювача (вентильне збудження), в якому реактивна потужність ємнісного характеру утворюється напівпровідниковим джерелом реактивної потужності.

За способом керування збудженням асинхронні генератори поділяються так:

- з безперервним керуванням за збуренням (або відхиленням);
- з релейним керуванням;
- з імпульсним керуванням за фазою та частотою.

Як правило, асинхронні генератори використовують на станціях, що працюють на чисто освітлювальне (активне) навантаження. При цьому допускається під'єднання до 25% силового навантаження з умовою, що потужність найбільшого двигуна в даній мережі складає не більше 10% потужності генератора. Асинхронні генератори не рекомендується застосовувати на станціях потужністю більше 20 кВА.

### 4.3.3.3 Автоматизація малих гідроелектростанцій

Автоматичні пристрої малих гідроелектростанцій повинні забезпечити:

- дистанційний або автоматичний пуск агрегату;
- синхронізацію генератора та під'єднання його до мережі (при потребі);
- завантаження агрегатів (набирання та зміна потужності);
- підтримання встановленого рівня швидкості обертання та напруги;
- контроль роботи основних вузлів агрегату та подача попереджувальних сигналів про порушення роботи вузлів станції (діагностика);
- дистанційну зупинку агрегатів;
- аварійну зупинку обладнання;
- гальмування агрегатів після від'єднання від мережі у зв'язку з їх зупинкою;
- попередження самовільного запуску агрегатів.

До технічних засобів автоматики відносяться:

1) контрольно-вимірювальні прилади, що забезпечують технологічні норми, в межах яких повинен знаходитися відповідний параметр об'єкта. Застосовуються прилади, що випускаються серійно, і при їх виборі враховуються:

- параметри середовища, в якому працює прилад (температура, тиск, вологість, запиленість, вібрація тощо);
- рівень і характер величини, що контролюється;
- відстань між точками виміру та вторинними приладами;
- наявність механічної дії (удари, вібрація);
- наявність джерел живлення.

При цьому користуються наступними метрологічними показниками:

- для контролю та регулювання виробничих процесів із високим ступенем точності застосовують прилади класу точності 0,2 (похибка  $\pm 0,2\%$ ); для контролю та регулювання виробничих процесів із середнім ступенем точності застосовують прилади класу точності 0,5 (похибка  $\pm 0,5\%$ );
- для мнемосхем, пультів, пунктів контролю та сигналізації (невисокої точності) – клас точності I ( $\pm 1\%$ );
- шкали приладів вибирають такі, щоб значення величини, що вимірюється, вкладалось у другу половину або в останню третину шкали.

До датчиків висувають наступні вимоги:

- лінійність і однозначність статичної характеристики (нелінійність не перевищує 0,1-0,3%);
- висока чутливість (крутизна);

- стабільність характеристик у часі;
- швидкодія;
- стійкість до хімічної дії навколишнього середовища та того, що контролюється;
- висока здатність до перевантажень;
- взаємозаміна однотипних пристроїв;
- мінімальна зворотна дія на параметр, що контролюється;
- простота монтажу та обслуговування.

При проектуванні схем і систем електроживлення автоматизованих систем виконується наступне [52]:

- вибір і обслуговування схем електроживлення, роду струму, значення напруги та потужності джерела (в системах контрольно-вимірювальних приладів та автоматики доцільно застосовувати таку ж напругу, як і для електроживлення об'єкта без додаткового перетворення);
- розрахунок і вибір апаратури керування та захисту кіл живлення;
- вибір і розрахунок систем освітлення щитів і пристроїв електроживлення;
- вибір систем живлення електроінструментів для виконання монтажних і ремонтно-експлуатаційних робіт;
- розрахунок перетинів і вибір марок проводів, що живлять розподільчі мережі;
- вибір способу прокладки електропроводок проводами та кабелями.

Схеми електроживлення поділяються на живлячу (лінія від джерела живлення до щита) та розподільчу (лінія від щита до електроспоживача) мережу.

У залежності від розташування щитів живлення контрольно-вимірювальної апаратури та автоматики мережі можуть бути:

- радіальними – застосовуються в тих випадках, коли щити живлення розташовують у різних напрямках від джерела та відстань між щитами більша, ніж від джерела до щита;
- магістральними – використовуються для електроживлення групи щитів, якщо відстань між ними значно менша відстані до джерел живлення. Бувають із одно- та двостороннім живленням;
- радіально-магістральними.

Розподільчі мережі захищають тільки від струмів короткого замикання. При виборі автоматичних вимикачів дотримуються таких вимог:

$$U_{ав} \geq U_{мер}; \quad I_{Н.роз} > I_{спож}; \quad I_{Н.авт} > I_{спож}; \quad I_{макс. авт} \geq I_{3-ф. к.з.}$$

При виборі запобіжників:

$$U_{зат} \geq U_{мереж}; \quad I_{макс. зат} \geq I_{3-ф. к.з.}; \quad I_{зат} \geq I_{спож};$$

$$I_{плав. встав} = I_{пуск} / \alpha, \quad \alpha = 2,5 \text{ – нечасті пуски (5...10 с);}$$

$$\alpha = 1,6...2,0 \text{ – важкі пуски (10...40 с).}$$

Перетин проводів мереж систем живлення вибирається з умов нагрівання електрострумом та за механічною міцністю з подальшою перевіркою за втратою напруги. Кабельні проводи прокладають відкрито, а також у сталених лотках, коробах і каналах. Застосовують проводи з алюмінієвими та мідними жилами.

Щити систем автоматики поділяють:

- за виконанням – на відкриті (панельні) і захищені (шафні);
- за призначенням – на оперативні (ведеться контроль та керування технологічним процесом) та неоперативні (безпосередньо не використовуються оператором);

- за місцем установки:

- а) місцеві (біля автоматизованої установки);
- б) агрегатні (апаратура для одного агрегату);
- в) блочні (апаратура декілька агрегатів);
- г) центральні (апаратура всього технологічного процесу);
- д) допоміжні (щити з лічильниками, з живленням).

Прилади та апаратуру на лицьовій стороні щита і пульта розміщують з умов ефективної роботи оператора та його безпеки. Апаратура, яка виділяє багато теплоти (резистори, лампи), розміщується у верхній частині щитів. Апаратура з рухомими струмоведучими частинами розташовується так, щоб вони не могли самостійно замкнутися коло під дією власної маси.

Для електропроводки щитів і пультів застосовують проводи з мідними жилами.

Підлога в щитовій повинна бути не електропровідною. Норма освітленості при штучному освітленні 550...1100 лк (при зчитуванні приладів), 220...550 лк – при веденні записів, 100 лк – при ремонті, 20...50 лк – у проходах.

Металеві частини установок, що безпосередньо не знаходяться під напругою, але в будь-який час на них може з'явитися небезпечний для життя рівень напруги, підлягають заземленню.

Не потрібно заземлювати:

- корпуси приладів, що стоять на металевих заземлених щитах;
- корпуси електроспоживачів, що виконані повністю із діелектрика.

У мережах із глухо заземленою нейтраллю в якості заземлення використовують провідники: нульові проводи, сталені труби електропроводок, алюмінієві оболонки кабелів. При цьому забороняється застосовувати нульові проводи для заземлення однофазних електроспоживачів. Забороняється використовувати як заземлення свинцеві оболонки кабелів, металорукави, металеві конструкції коробів і лотків, тому що вони самі повинні бути заземлені. Мінімумально допустимий перетин мідних заземлювачів складає  $1 \text{ мм}^2$ , алюмінієвих –  $2,5 \text{ мм}^2$ .

#### 4.3.4 Основні схеми та склад споруд малих гідроелектростанцій

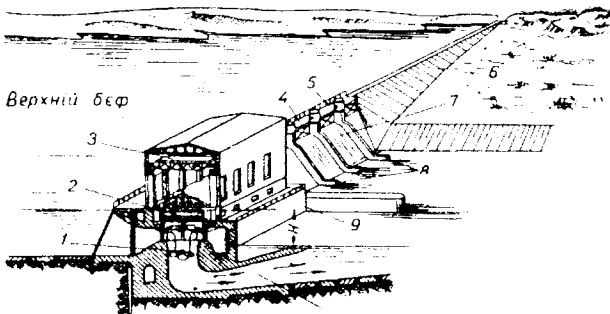
Мала гідроелектрична станція – комплекс гідротехнічних споруд, що обладнані гідромеханічним та електричним устаткуванням, призначений для перетворення енергії водяного потоку в електричну.

#### 4.3.4.1 Схеми пригребельних гідроелектростанцій

Пригребельні малі гідроелектростанції в основному розташовують на рівнинних річках, що мають невеликі уклони, малі швидкості течії та ясно виражені заплави. Напір у них створюється греблею, а будівля гідроелектростанції розташовується в нижньому б'єфі безпосередньо біля греблі.

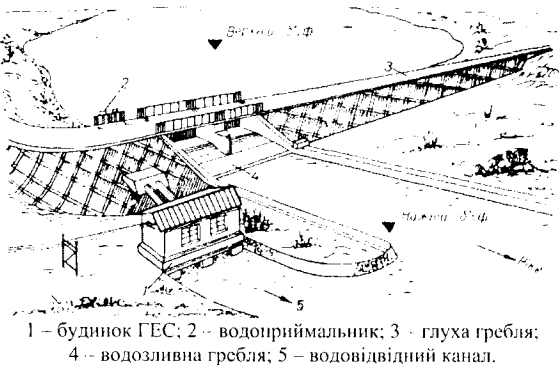
В залежності від місцевих умов розрізняють пригребельно-заплавні малі гідроелектростанції (рис. 4.15, 4.16) та пригребельно-рулові малі гідроелектростанції (рис. 4.17) [52].

У пригребельно-заплавних малих гідроелектростанцій вода затоплює, крім основного русла, ще й заплаву до її корінних берегів. Напір коливається в межах 2,5...20 м. Це дає можливість регулювати стік ріки різними способами. Крім того, вони менше зазнають впливу коливання напору під час проходження весняних паводків, що дозволяє протягом всього року забезпечити безперебійну подачу електроенергії споживачам.



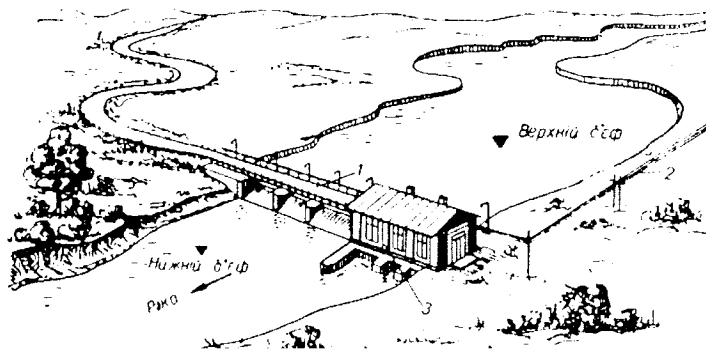
1 – турбіна; 2 – генератор; 3 – мостовий кран; 4 – заборони; 5 – міст; 6 – глуха земляна гребля; 7 – водозливна бетонна гребля; 8 – біки; 9 – будівля ГЕС; 10 – відсмоктувальна труба.

Рис. 4.15 Схема пригребельно-запальної ГЕС з бетонною греблею



1 – будинок ГЕС; 2 – водоприймальник; 3 – глуха гребля; 4 – водозливна гребля; 5 – водовідвідний канал.

Рис. 4.16. Пригребельно-запальна схема ГЕС



1 – гребля; 3 – лінія електропередачі; 3 – будівля ГЕС.

Рис. 4.17. Пригребельно-руслова схема ГЕС

До недоліків даних гідроелектростанцій відносяться:

- затоплення заплавної землі;
- великі обсяги будівельних гідротехнічних робіт та капіталовкладень.

Комплекс гідроспоруд пригребельно-заплавних станцій складається із:

- греблі – водонапірна споруда, що за характером роботи, яка виконується, поділяється на глуху (тільки створює напір води) та водозливну (крім підпору, здійснює скидання надлишків води з водоймища);
- будівлі гідроелектростанції – споруда, де розташовується гідромеханічне (турбінне обладнання) та електричне (генераторне обладнання) устаткування;
- водоприймальної споруди – здійснюється подавання води з водоймища до турбін;
- водовідвідного каналу – відводиться відпрацьована вода від будівлі гідроелектростанції до основного русла ріки нижче греблі.

У випадках, коли річка використовується для транспортування, рибицтва або зрошення, створюються додаткові гідроспоруди у вигляді шлюзів, водозабірних споруд і рибоходів.

Глуха гребля не споруджується у випадку, коли заплава ріки вузька, а витрати надлишку води відносно великі. В даному разі створ являє собою одну водозливну греблю.

Пригребельно-руслові малі гідроелектростанції (рис. 4.17) розташовуються на рівнинних ріках із широкими заплавами та високими берегами русла. Напір створюється греблею не вище відміток бровок обох берегів ріки. У даному випадку вода не повинна затоплювати заплавні землі, що є основною перевагою пригребельно-руслених гідроелектростанцій. Такі гідроелектростанції будують при умові уклону поверхні води менше 0,0005 і при ширині заплави 150÷250 м. Вони низьконапірні – не вище 5 м.

Гідроспоруди пригребельно-руслених електростанцій складаються із:

- водозливної греблі;
- будівлі гідроелектростанції з водоприймальною спорудою (об'єднані) – розташовуються в лінії створу.



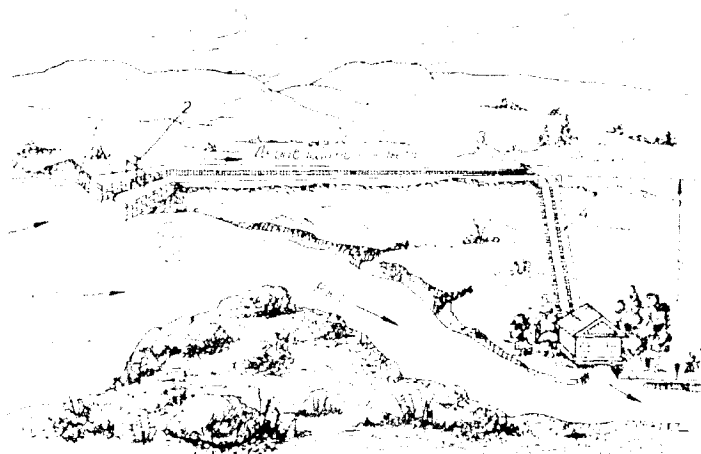
Водовідвідний канал відсутній, тому що будівля станції безпосередньо розташована в руслі ріки і витримує натиск води.

Створ під руслову гідроелектростанцію вибирається на прямолінійній ділянці ріки з більш-менш сталим гідравлічним режимом, щоб уникнути звуження русла, що призведе до розливання берегів і поглиблення дна безпосередньо за створом зведених споруд.

Водоскидні споруди розраховують на руслову витрату, тому що під час проходу паводка (максимальні витрати) отвори греблі іноді можуть повністю відкриватись, горизонти при цьому зрівнюються, напір зникає і гідроелектростанція зупиняється.

#### 4.3.4.2 Схеми дериваційних гідроелектростанцій

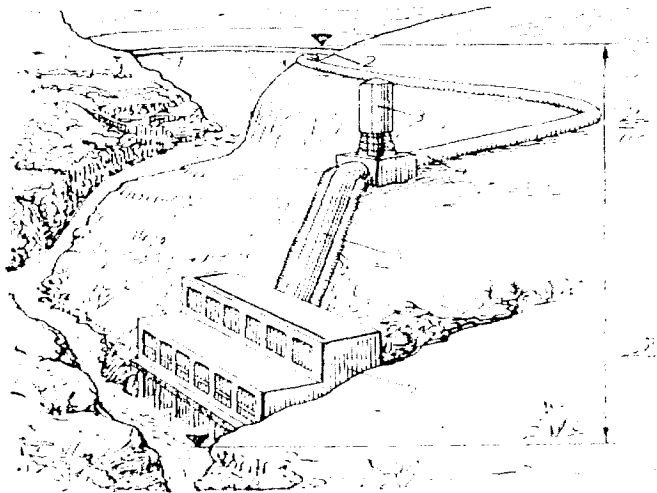
Характерною особливістю дериваційних станцій є те, що напір у них створюється не греблею, а конструкційно-технологічним обладнанням, що здійснює підведення води до станційного вузла та відведення води від нього водоводами. Дериваційні гідроелектростанції є високонапірними – до 200 м (рис. 4.18, 4.19) [52].



1 - водоприймач; 2 - затвор; 3 - напірний басейн; 4 - трубопровід; 5 - будівля ГЕС.

Рис. 4.18. Схема ГЕС з безнапірною деривацією

Водяний потік підводиться до станції за допомогою каналів, лотків, штолень, тунелів або трубопроводів. Вибір типу підведення залежить від геодезичних та геологічних умов. Величина мінімального уклону та втрат напору в дериваційних водоводах досягається за рахунок гладкості внутрішньої поверхні їх стінок, правильної форми поперечного перерізу та прямолінійності ділянок деривації. Необхідно мати на увазі, що чим більший уклон, тим вигіднішою є дериваційна схема.



1 – гребля; 2 – гребінь греблі; 3 – зрівняльний резервуар; 4 – дериваційний напірний водовід; 5 – турбінний трубопровід; 6 – будівля ГЕС.

Рис. 4.19. Схема ГЕС з напірною деривацією

Дериваційна схема гідроелектростанції складається із споруд:

– **головного вузла**, до якого входять:

а) невисока гребля (забезпечує нормальне надходження необхідної витрати води у водоприймач, проходження паводкових вод і змивання наносів у зоні забору води у водоприймач);

б) водоприймач (розширена частина дериваційного каналу, що прилягає до греблі і подає воду з верхнього б'єфу безпосередньо в канал. Поріг водоприймача облаштовується захисною решіткою від сміття та льоду і відсічним затвором, що припиняє надходження води в канал);

в) відстійник (декілька камер з вхідними та вихідними затворами та промивними отворами, призначений для осадження та подальшого видалення небезпечних для турбіни фракційних наносів);

– **деривації** (забезпечують підведення води від головного вузла до станційного комплексу, а також відведення спрацьованої води до русла ріки). До складу деривації входять також допоміжні споруди – акведуки, мости, труби під каналом для пропуску води під час злив, комунікації, що перетинають транспортні лінії;

– **стаціонарного вузла**, до якого входять:

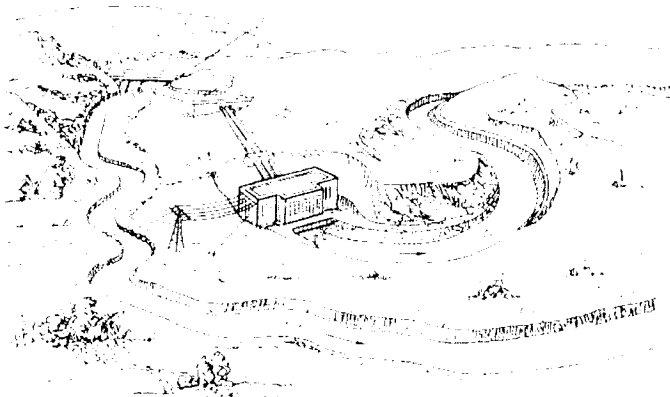
а) водонапірний басейн (при відкритій деривації) або зрівняльний резервуар (при закритій деривації) для розподілу потоків, що подаються до турбін;

б) турбінні напірні трубопроводи;

в) будівля гідроелектростанції з водовідвідним каналом.

#### 4.3.4.3 Схеми гребельно-дериваційних (змішаних) гідроелектростанцій

Змішана схема (рис. 4.20) побудови станції застосовується у місцевостях з уклони, що коливаються в межах 0,005...0,01. Напір створюється одночасним використанням греблі та дериваційних споруд. Гідроелектростанції, що побудовані за даною схемою, несуть у собі переваги і недоліки попередніх схем. При відсутності затоплення земель, з меншими питомими витратами на одиницю встановленої потужності, у них ускладнена система регулювання стоку, важкі умови експлуатації в зимовий період (шуга, лід) [52].



1 – гребля; 2 – дериваційний канал; 3 – напірний басейн; 4 – будівля ГЕС; 5 – напірний трубопровід; 6 – водовідвідний дериваційний канал.

Рис. 4.20. Змішана (гребельно-дериваційна) схема ГЕС

#### 4.3.5 Вплив малих гідроелектростанцій на навколишнє середовище

Питання, пов'язані з екологічними проблемами малої гідроенергетики, необхідно розглядати на етапах проектування малих ГЕС. Про це свідчить досвід ряду країн, де будівництво малих ГЕС нерідко зустрічає протидію організацій, що займаються питаннями охорони природи та організацій відпочинку. Подібні проблеми виникають і в Україні, оскільки багато малих річок відносяться до об'єктів з особливим режимом природокористування. Їх водозбірні басейни виконують надзвичайно важливі функції екологічного резерву біосфери, оскільки в них збереглися непорушені екосистеми для життя і розмноження цінних видів рослин, птахів, звірів, риб і т.д. І хоча дія малих ГЕС на оточуюче середовище у багато разів менша порівняно з іншими видами антропогенних навантажень, у ряді випадків можуть проявлятися негативні явища.

Малі річки – один із важливих компонентів природного середовища, вони мають велике значення у житті та господарській діяльності людей. Їх водні ресурси є складовою частиною загальних водних ресурсів і часто бувають

основним або навіть єдиним джерелом місцевого водозабезпечення. Малим річкам властиві особливості, які необхідно враховувати при розробці заходів щодо їх раціонального використання та охорони. Важливою особливістю малих річок є те, що вони являють собою первинну ланку річкової мережі, і всі зміни у їх режимі неминуче відбиватимуться в усій гідрографічній мережі. Тому локалізація негативних змін водності або гідрологічних і гідрохімічних характеристик таких річок неможлива [25].

Оцінка дії малих ГЕС повинна враховувати вплив на природне середовище основних споруд гідровузла і устаткування. Найбільш значущим чинником дії споруд на екосистему водоскиду є створення водосховищ і затоплення земель. Це викликає зміну видового складу, чисельності біомаси рослин, тварин.

Для оцінки можливого спектру екологічних дій розглядаються основні параметри, до яких відносяться: тип турбіни, натиск, витрата, потужність, діаметр робочого колеса, наявність і склад змащувальних мастил, величина потоку мастила, матеріал робочого колеса, кавітаційні характеристики, рівень шуму і вібрацій.

Тип турбіни багатоманітний і в чому визначає екологічні характеристики проточної частини гідроагрегату, його підвідних і відвідних трактів, а також і такий важливий параметр турбіни, яким є швидкохідність і пов'язані з цим вібраційні характеристики.

Розрахунковий натиск є основним техніко-економічним параметром малої ГЕС. Від величини натиску залежать екологічні характеристики станції, зокрема, такі найважливіші, як розмір, затоплення і відчуження земель при створенні ГЕС.

Параметром, що визначає ступінь травмування біологічних об'єктів, що проходять через проточну частину гідроагрегату, є діаметр його робочого колеса. Встановлено, що коли витримати певне співвідношення між довжиною біологічного об'єкту і діаметром робочого колеса, то можна буде істотно зменшити травмування організму. Необхідність збереження в річці цінних видів риб може зумовити створення одноагрегатних малих ГЕС із більшим робочим колесом, хоча це і знизить надійність енергозабезпечення споживачів.

Вкрай негативну дію на біоту річок надають протікання мастила з уніельнювачів гідротурбін. Звичайно найбільший об'єм протікання спостерігається у поворотно-лопатевої турбіни. У разі жорстких вимог до якості води може виникнути необхідність заміни поворотно-лопатевої турбіни на менш економічні пропелерні турбіни.

Певний вплив на водне середовище може надавати матеріал робочого колеса при його руйнуванні в результаті кавітації або при абразивному зносі. Якщо для турбін із легированої сталі проблема токсичності практично не існує, то у разі застосування робочих коліс із пластмас необхідні додаткові дослідження за оцінкою їх впливу на водний організм.

Рівень кавітації може виявитися таким, що впливає на вибір типу гідротурбіни. Є дані, що при кавітації збільшується частка травмованого планктону. При сильному руйнуванні планктону, зниженні його чисельності в

умовах малого водотоку може відбуватися деградація водного середовища в нижньому б'єфі ГЕС.

Негативну дію на людину і природне середовище спричиняють шум і вібрації. На малих ГЕС зазвичай їх рівень не є високим, і ці характеристики не враховуються при оцінці дії на біоту. Проте ці показники можуть стати важливими, якщо мала ГЕС споруджується у зоні з особливим режимом природокористування (місця гніздування птахів, зимувальні ями тощо).

Вивчаючи дію споруд і устаткування малих ГЕС на навколишнє середовище слід у першу чергу детальніше розглядати проблему збереження іхтіофауни. Одним із способів вирішення цієї проблеми є створення спеціальних типів екологічно безпечних гідроагрегатів, які повинні забезпечувати проходження у водному потоці живих організмів з мінімальним травмуванням.

Натурними спостереженнями виявлено, що в гідроагрегаті рівень смертності і травмування риб досягає 50% і більше. Знищення такої кількості особин зменшує потенціал іхтіофауни, призводить до зниження її продуктивності, порушення рівноваги популяцій, а також цілісності і стійкості всієї водної екосистеми. З цієї причини показник травмування гідробіонтів і риб може розглядатися як основний критерій при оцінці екологічної безпеки гідроагрегатів малих ГЕС.

### ***Контрольні запитання***

1. Наведіть міжнародну та вітчизняну класифікацію об'єктів малої гідроенергетики.
2. Назвіть основні етапи розвитку малої гідроенергетики в Україні.
3. Які основні параметри враховуються при визначенні енергетичного потенціалу малих водотоків?
4. Покажіть розрахункову схему водотоку.
4. Наведіть показники гідроенергетичних ресурсів малих річок України.
5. Назвіть основні переваги малої гідроелектроенергетики.
6. Як класифікуються малі ГЕС за величиною використання напору та за способом створення напору?
7. Опишіть принцип створення гребельних, дериваційних та змішаних малих ГЕС.
8. Опишіть принцип дії активних та реактивних турбін та їх порівняльні характеристики.
9. Наведіть типи коліс реактивних турбін та їх порівняльні характеристики.
10. Покажіть конструкційну схему вертикальної реактивної турбіни у відкритій камері.
11. Що входить до складу систем електрообладнання малих ГЕС?
12. Опишіть вплив малих гідроелектростанцій на навколишнє середовище.

## РОЗДІЛ 5. БІОЕНЕРГЕТИКА

Одним із найбільш поширених відновлюваних джерел енергії є біомаса, яка в рамках відновлюваної енергетики визначається також як "відновлювані органічні енергоносії". В енергетиці під цим поняттям мають на увазі органічні речовини, які можуть бути використані для отримання теплової та електричної енергії і рідкого органічного палива.

За оцінками Світової енергетичної ради і Комітету ООН з НВДЕ, біомаса стане одним із найважливіших відновлюваних джерел енергії в XXI столітті – як у розвинених індустріальних країнах, так і в тих, що розвиваються. Ресурси біомаси в різних видах є практично в усіх країнах світу, і майже у кожній з них може бути організована її переробка в енергію і паливо. Надалі, при правильній організації репродукції і збору біомаси і при застосуванні сучасних технологій її утилізації, частка енергії біомаси в загальному енергоспоживанні може значно вирости.

### 5.1 Класифікація та енергетичні показники біомаси

Щорічно на Землі за допомогою фотосинтезу утворюється близько 120 млрд т сухої органічної речовини, що є енергетичним еквівалентом 40 млрд т нафти. Біомаса грає істотну роль в енергобалансах промислово розвинених країн: у США її частка складає 4%, в Данії – 6%, у Канаді – 7%, в Австрії – 14%, у Швеції – 16% загального споживання первинних енергоресурсів цих країн. Частка відновлюваних джерел енергії в загальному світовому енергоспоживанні у 2004 році становила 13,8% (9958 млн т н.е.), з яких спалювання відходів біомаси – 11% [6].

Біомасу можна розділити на дві основні групи: первинна і вторинна біомаса. Джерелом первинної біомаси є наземний і водний рослинний світ; вторинної – відходи біомаси, що утворюються після збору і переробки первинної біомаси в товарні продукти, і відходи, обумовлені життєдіяльністю людей і тварин.

Виділяють наступні основні групи відновлюваних органічних енергоносіїв:

1. Деревина, її відходи, продукти санітарної вирубки лісів, торф, листя, тирса та ін.
2. Рослини, які спеціально вирощуються для енергетичних потреб (тополя, верба, міскантус, морські водорості тощо).
3. Відходи сільськогосподарського виробництва рослинного і тваринного походження (стебла рослин, лушпиння, гній, курячий послід та ін.).
4. Відходи життєдіяльності людей, включаючи промислову діяльність (тверді та рідкі побутові стоки, відходи харчової промисловості, сміття та ін.).

Пріоритетним завданням біоенергетики є отримання енергії різних видів за рахунок використання відходів біомаси – продуктів лісу, сільськогосподарських відходів (рослинних і тваринницьких), водної рослинної біомаси, промислових і міських відходів.

## 5.1.1 Класифікація та енергетичні показники деревини

Дрова були основним видом палива до тієї пори, поки в кінці XIX століття на зміну їм не прийшли корисні копалини – спочатку вугілля, а потім нафта та природний газ. Значне зменшення продуктів лісу внаслідок виснаження лісових угідь та потреба в них для різних промислових виробництв, особливо для виробництва паперу та будівельних матеріалів, призвели до скорочення обсягів використання продуктів лісу в якості палива. Однак у процесі заготівлі та переробки деревини утворюється достатньо велика кількість відходів, яка може бути використана як джерело енергії.

Деревина як енергетична сировина включає відходи деревини від лісового виробництва та деревообробної промисловості, обрізки гілок і крон дерев, що швидко ростуть, та з багаторічних дерев, які вирощуються у так званих енергетичних лісах (верба – ротація 3-5 років, тополя – ротація 6-15 років). Деревина є хімічно неоднорідною сировиною, яка складається із целюлози, геміцелюлози та лігніну.

Деревина використовується у різних формах: колоди або поліна, стружка та тріски, тирса і навіть у вигляді пилу. Тирса та пил деревини, як правило, використовуються у формі брикетів. Так само, як і для соломи, для різних видів деревини найважливішим термофізичним параметром є енергетична цінність, яка залежить від хімічного складу (деревина м'яких і твердих відходів) та від вологості. Зольність деревини, як правило, становить 1%, кори – від 2 до 10%, але ця величина може бути значно вищою при попаданні при заготівлі каміння, піску та інших забруднень [54]. Енергетична цінність деревини вологістю 50-60% складає 6-8 ГДж/т, а після висушування до повітряно-сухого стану (вологість 10-20%) зростає у два рази і становить 14-16 ГДж/т [6].

Відходи деревини заготовляються на різних етапах її переробки і тому диференціюються як за сортаментом, так і з точки зору придатності до спалювання. Дерево для опалювальних потреб за сортаментом складає: 70% – великі колоди, 20% – малі колоди, останні 10-15% – пні, пеньки та кора. Відходи від дерево-обробної та паперової промисловості складають десятки млн м<sup>3</sup>. Дерево для опалення – це переважно подрібнена до різного ступеня деревина з частин пня, відсічених кінців коріння, а також гілок. Підготовлене для спалювання дерево зазвичай розділене на частини завдовжки 0,20-0,40 м товщиною 0,06-0,10 м – такі габарити забезпечують можливість спалювання у більшості печей.

Відходи, які утворюються у процесі лісозаготівлі та лісопереробки, розділяються на дві групи:

- ♦ відходи лісу, які утворюються безпосередньо в лісі і включають різні залишки деревини – некондиційні стовбури, гілки, листя, гниля, кора;

- ♦ відходи, що утворюються в процесі промислової переробки лісоматеріалів – обрізки, обапіл, тирса, стружка та інше.

При використанні в якості енергоресурсів перша група являє собою достатньо прийнятний вид сировини. Кількість відходів у вигляді зламаних гілок, крон та коріння дерев залежить від багатьох факторів – від породи лісу, його географічного положення, характеру місцевості, методів заготівлі та ін.

Ступінь подрібнення деревини суттєво впливає на технологічну продуктивність подрібнювачів, тому намагаються нормувати її величину. Крім кусків, дерево для опалення може бути у вигляді брикетів довжиною 0,10-0,25 м, прямокутних або круглих у розрізі (діаметром 0,06-0,12 м) і в'язанок, які звичайно мають валикоподібну форму (довжиною 5-40 см і діаметром 8-12 см). Як брикети, так і гранули виробляють головним чином із тирси та трісок на пресах високого тиску (брикетники, гранулятори), як правило, без додавання в'язучої речовини. Брикети та гранули повинні мати вологість 8-10%, а при їх спалюванні кількість золи, що утворюється, не повинна перевищувати 1%. На деяких підприємствах на млинах подрібнюють сухі дерев'яні куски до стану пилу із розміром часточок менше 0,8-1,0 мм, що дає можливість спалювати їх у спеціальних котлах. Баланс енергетичних витрат при виготовленні та спалюванні брикетів, гранул та пилу деревини не завжди позитивний, тому їх виробництвом займаються в основному підприємства, які володіють "надлишком" дешевої сировини.

Деревина в основному складається із вуглецю, водню та кисню. Азот міститься у кількості близько 0,2% від білкових залишків, що утворюються у стадії початкового росту клітин. Дані щодо елементарного хімічного складу деревини наведені у таблиці 5.1 [6].

Таблиця 5.1. Елементарний хімічний склад деревини, %

Порода	Стовбур				Сучки				Гілки			
	С	Н	О	N	С	Н	О	N	С	Н	О	N
Дуб	50,64	6,23	41,85	1,28	-	-	-	-	50,89	6,16	41,94	1,01
Бук	50,89	6,07	42,11	0,93	-	-	-	-	50,08	6,23	42,61	1,08
Береза	50,61	6,23	42,04	1,12	-	-	-	-	51,93	6,31	40,69	1,07
Верба	51,75	6,19	41,08	0,98	-	-	-	-	54,03	6,56	37,93	1,48
Осіка	50,31	6,32	42,39	0,98	-	-	-	-	51,02	6,28	41,65	1,05
Ялина	51,39	6,11	41,56	0,94	52,04	6,07	40,77	1,12	-	-	-	-
Сосна	-	-	-	-	52,15	6,18	41,09	0,58	-	-	-	-

У таблиці 5.2 наведено хімічний склад та деякі фізичні властивості деревини, що використовується у якості енергетичного палива. У таблиці використані наступні позначення:  $C^o$ ,  $H^o$ ,  $O^o + N^o$  – умовна органічна маса хімічних складових деревини;  $Q_u^o$  – умовна теплота згоряння органічної маси палива;  $V^z$  – вихід летких речовин;  $W^p$  – вологість робочого палива;  $A^p$  – зольність;  $Q_u^p$  – нижча теплота згоряння деревини [6].

Таблиця 5.2. Властивості деревинної біомаси як енергетичного палива

Порода	Органічна маса			$Q_u^o$ , ккал/кг	$V^z$ , %	Робоче паливо		
	$C^o$	$H^o$	$O^o + N^o$			$W^p$	$A^p$	$Q_u^p$ , ккал/кг
	%					%		
Дуб	50,7	6,05	43,25	4 390	82,0	45,0	2,1	2 130
Береза	49,3	6,10	44,60	4 460	87,5	50,4	0,7	1 940
Вільха	49,0	6,25	44,75	4 140	86,5	51,0	1,4	1 885
Осіка	48,8	6,10	45,10	4 400	87,0	44,0	1,1	2 180
Сосна	50,2	6,00	43,20	4 560	85,0	57,4	1,4	1 700



Продовження таблиці 5.2.

Порода	Органічна маса				$V^*$ , %	Робоче паливо		
	$C^0$	$H^0$	$O^0 + N^0$	$Q_n^0$ , ккал/кг		$W^p$	$A^p$	$Q_n^p$ , ккал/кг
	%					%		
Ялина	50,0	6,40	43,60	4 510	–	–	–	
Кора верби	49,2	5,5	45,3	4 500	–	40,3	5,0	2 230
Кора дуба	49,4	5,7	44,9	4 520	–	69,4	2,3	860

Одним із компонентів, що отримується в результаті спалювання деревини, є зола. У таблиці 5.3 наведено дані щодо вмісту деяких хімічних речовин у золі, що утворюється при спалюванні різних порід деревини.

Таблиця 5.3. Склад золи у % до ваги повітряно-сухої деревини

Порода деревини	Всієї золи	Вміст деяких компонентів золи						
		$K_2O$	$Na_2O$	$MgO$	$CaO$	$P_2O_5$	$SO_3$	$SiO_2$
Бук	0,55	0,09	0,02	0,06	0,31	0,03	0,01	0,03
Береза	0,26	0,03	0,02	0,02	0,15	0,02	0,01	0,01
Модрина	0,27	0,04	0,02	0,07	0,07	0,03	0,01	0,01
Дуб	0,51	0,05	0,02	0,02	0,37	0,03	0,01	0,01
Сосна	0,26	0,04	0,01	0,03	0,14	0,02	0,01	0,04

Під повітряно-сухим станом деревини розуміється стан деревини, яка зберігалася протягом 1,5-2 років на повітрі під дахом. Вологість деревини у повітряно-сухому стані становить 15-20%.

Вміст вологи у біомасі значно впливає на теплоту її згоряння, яка для робочої маси деревини може бути розрахована наступним чином [6]:

$$Q_n^p = 4370 \frac{\text{ккал}}{\text{кг}} - 49,7W, \quad (5.1)$$

де  $Q_n^p$  – нижня теплота згоряння деревини;

$W$  – вологість деревини в %.

Важливою фізичною характеристикою біомаси є кількість забруднюючих речовин, що утворюються при її спалюванні. В таблиці 5.4 наведено відомості стосовно кількості шкідливих викидів в атмосферу речовин, які утворюються при спалюванні деяких видів біомаси.

Таблиця 5.4. Маса забруднюючих викидів, що утворюються при спалюванні деревини

Забруднююча речовина	Маса викидів	
	г/МДж	г/кВт·год
Діоксид вуглецю, $CO_2$	536	149
Сірчистий ангідрид, $SO_2$	0-0,04	0-0,011
Оксид азоту, $NO_x$	0,08-0,35	0,022-0,097
Оксид вуглецю, $CO$	0,4-10,2	0,111-2,833
Вуглеводні	0,2-1,4	0,055-0,389
Леткі складові (пил, сажа)	<0,05	<0,0139
Зола	0,3-1,3	0,083-0,361

Друга група відходів складається із промислових відходів первинної обробки лісоматеріалів (в основному кора, обрізки дерев, обапіл, тирса, стружка), а також відходів, що утворюються при приготуванні пульпи для виробництва паперу (кора та відхідний лужний розчин). Відхідний чорний лужний розчин являє собою рідину, яка утворюється при лужній та сірчаноокислій обробці деревини і має в своєму складі велику кількість розчинених органічних сполук. При регенерації луку виділяють тверді речовини, хімічний склад яких наведено в таблиці 5.5 [1, 6].

Таблиця 5.5. Хімічний склад твердих речовин чорного лужного розчину

Елемент	Склад, %
Вуглець	42,6
Кисень	31,7
Водень	3,6
Натрій	18,3
Сірка	3,6
Мінеральні оксиди	0,2
<b>Всього</b>	<b>100,0</b>

Теплота згоряння сухої речовини, виділеної з лужного розчину, становить 15400 МДж/т (4,28 МВт·год/т або 0.53 т у.п.) [54].

У багатьох європейських країнах в 70-і роки, після підняття цін на нафту, в якості енергоносіїв почали використовувати деревинні відходи лісових господарств, за рахунок яких скоротили потреби в нафті на 15-25%. Слід відмітити, що в 1996 році в країнах світу (без країн СНД) використання паливної тріски дало стільки енергії, скільки її можна було отримати при спалюванні 1190 млн т кам'яного вугілля [1].

Значну кількість енергії можна отримати при використанні таких відходів лісопереробної галузі, як ошурки, енергетична щільність яких становить 538 кВт·год/м<sup>3</sup>; основні теплотехнічні властивості ошурків наведено нижче [1]:

- гранули ошурків діаметром 5-10 мм, довжина 30 мм, насінна маса 650 кг/м<sup>3</sup>, теплота згоряння ~ 5 МВт·год на 1 т гранул;
- об'ємна густина при розрахунку за масою вологої сировини – 240 кг/м<sup>3</sup>;
- нижня теплота згоряння деревних ошурків при вологості 50 мас.% складає 2,2 кВт·год/кг;
- вища теплота згоряння при розрахунку на масу сухої сировини – 5,5 кВт·год/кг.

В Україні, внаслідок значного виснаження лісових ресурсів, для енергетичних потреб необхідно орієнтуватися тільки на відходи лісу та паперової промисловості. Відомо, що в процесі догляду за лісовим господарством правильна вирубка лісу сприяє росту якісної деревини і збільшенню її товарної маси. Крім того, збирання відходів (пеньків, поламаних гілок, глиці тощо) зменшує кількість лісових паразитів. Обов'язковим є встановлення реального енергетичного потенціалу в даній галузі, вибір та впровадження ефективніших технологій переробки та утилізації відходів.

Нові можливості для біоенергетичного сектора можна очікувати від додаткового внеску за рахунок впровадження цільового вирощування високопродуктивних генетично модифікованих рослин (дерев, трав, олійних культур) на енергетичні потреби. Виведення із сільськогосподарського обороту частини малопродатних для землеробства земель у зв'язку з їх залісненням створює передумови розвитку енергетичного лісоводства в Україні.

Вирощування дерев та кущів, що швидко ростуть, визначається поняттям енергетичних лісів. При введенні в дію деградованих, еродованих і виведених із сільськогосподарського користування ґрунтів вивчалися можливості застосування біомаси у якості енергетичної сировини. Ці ґрунти характеризуються, як правило, низькою придатністю для ведення сільського господарства, містять невелику кількість гумусу і значну кількість азоту та фосфору, досить часто їм притаманний незадовільний повітряно-водний режим. У такому середовищі лише невелика кількість рослин знаходить умови, придатні для вегетації та швидкого приросту біомаси. У європейській практиці, особливо у скандинавських країнах, часто використовують кушову вербу та тополю. До переваг цих двох видів деревини відносяться: невелике навантаження на навколишнє середовище в процесі їх вирощування, отримання біомаси в зимовий період та відпрацьована на промислового рівні технологія виробництва енергії, особливо теплоти. Ці види деревини характеризуються в декілька разів більшим приростом маси за одиницю часу порівняно із приростом маси природних лісів. Однак остаточне вирішення питання щодо отримання енергетичної сировини із промислових лісів залишається відкритим у зв'язку з високими вартісними показниками. У даний час проводяться експериментальні дослідження з метою їх удосконалення та зменшення витрат.

### **5.1.2 Класифікація та енергетичні показники відходів сільськогосподарської біомаси**

Сільськогосподарські відходи біомаси розділяються на рослинні (відходи сільськогосподарських культур) і тваринницькі (відходи життєдіяльності домашніх тварин і птахів). У сільському господарстві, внаслідок значних енерговитрат на технологічні процеси, механізацію, транспорт і на виробництво добрив, переробка біомаси з метою отримання енергоносіїв і високоякісних добрив має надзвичайно велике значення.

#### **5.1.2.1 Рослинні сільськогосподарські відходи біомаси**

Рослинні сільськогосподарські відходи – це залишки біомаси після вилучення необхідної частини урожаю сільськогосподарської культури. Всі відходи сільськогосподарських культур розділяються на дві основні групи:

- 1) відходи сільськогосподарського виробництва – рослинні відходи після збору врожаю сільськогосподарських культур (солома злакових культур, стебла соняшника і кукурудзи, бадилля овочевих культур тощо);
- 2) відходи переробної промисловості (лушпиння, солома тощо).

При визначенні кількісних показників рослинних відходів користуються поняттям "коефіцієнт відходів", який являє собою відношення сухої маси рослинних відходів певної культури до маси зібраного врожаю. Урожайність визначається як загальний вихід певної рослинної продукції за певний період; коефіцієнт відходів являє собою питомий показник кількості відходів певної сільськогосподарської культури. Оскільки вихід рослинних залишків знаходиться в прямо пропорційній залежності від урожайності культури, коефіцієнт відходів є достатньо стабільним показником.

Коефіцієнт доступності відходів – це частка загальної кількості рослинних відходів, яка фактично може бути зібрана, тобто загалом доступна для використання.

Слід відмітити, що при визначенні ресурсів біомаси, придатної для переробки в енергоносії, не слід враховувати ту їх частку, що може бути використана в інших сільськогосподарських технологіях – силос, підстилка, кормова продукція та інше. У цих випадках кількість рослинних залишків визначається за допомогою коефіцієнта використання рослинних відходів для технологічних потреб.

Таким чином, визначення кількості потенціальних ресурсів відходів біомаси сільськогосподарських культур проводиться у наступному порядку [6, 55]:

- ◆ визначення загальної кількості рослинних відходів, що дорівнює добутку валового збору сільськогосподарських культур  $V$ , т. на коефіцієнт відходів  $K_1$ ;

- ◆ визначення доступної кількості відходів, що дорівнює добутку загальної кількості відходів на коефіцієнт їх доступності  $K_2$ ;

- ◆ визначення кількості відходів, придатних для енергетичного використання, що дорівнює добутку доступної кількості відходів на коефіцієнт використання відходів для технологічних потреб  $K_3$ .

Загалом енергетичний потенціал рослинних сільськогосподарських відходів  $E$ , кВт·год, визначається таким чином:

$$E = V \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times Q_n^p, \quad (5.2)$$

де  $Q_n^p$  – нижня питома теплота згоряння біовідходів у ккал, кДж або кВт·год на 1 кг.

Дані, отримані у результаті такого розрахунку, є відправними для встановлення енергетичного потенціалу рослинної біомаси як у певній місцевості, так і в регіональних та державних масштабах.

Значення коефіцієнтів відходів, доступності та коефіцієнта використання відходів для технологічних потреб, які використовуються при визначенні відходів сільськогосподарських культур, найбільш поширених в Україні, наведено в таблиці 5.6 [55].

Сезонність утворення сільськогосподарських рослинних відходів є одним із важливих факторів їх доступності, який повинен обов'язково враховуватись при впровадженні переробних біоенергетичних технологій.

Таблиця 5.6. Коефіцієнт відходів деяких сільськогосподарських культур

Сировина	Коефіцієнт відходів, $K_1$	Коефіцієнт доступності відходів, $K_2$	Коефіцієнт використання відходів для технологічних потреб, $K_3$
Пшениця	2,53	0,85	0,99
Жито	2,50	0,85	0,99
Ячмінь	2,50	0,85	0,99
Овес	3,01	0,85	0,75
Кукурудза	1,10	0,90	0,45
Картопля	1,40	0,90	1,0
Огірки	1,30	0,95	1,0
Помідори	1,40	0,95	1,0
Цукровий буряк	0,52	0,90	1,0
Рис	1,43	0,90	1,0

Для забезпечення рівномірної подачі сировини протягом року в місця переробки біомаси потрібно передбачати будівництво сховищ. Необхідно також застосування різних технічних засобів для консервації сировини, оскільки довгострокове зберігання призводить до значного погіршення енергетичної якості відходів. Все це збільшує вартість енергетичної продукції, тому в розрахунках необхідно враховувати як енергетичні, так і економічні показники процесів переробки рослинних відходів і орієнтуватись на оптимальний варіант використання біомаси, можливо, тільки на сезонну її переробку.

Загальними показниками рослинних відходів при застосуванні їх у якості енергетичної сировини незалежно від способу переробки є [6, 55]:

- ◆ розмір часточок – знаходиться в межах від кількох мм до 1,5-2 м залежно від виду відходів та способу збору врожаю;
- ◆ густина – знаходиться в межах 0,2-1,2 г/см<sup>3</sup> залежно від вмісту вологи;
- ◆ вміст вологи – залежить від виду культури, нормованим є 14%;
- ◆ вміст золи знаходиться в межах 4-20%;
- ◆ вміст азоту знаходиться в межах 0,4-4,5%;
- ◆ вміст сірки – не більше 0,25%;
- ◆ вміст мінеральних речовин в цілому, залежно від виду культури, становить десяти й соті доли відсотка (при виробництві палива практично не враховується);
- ◆ енерговміст в кДж/кг, ккал/кг, кВт·год/кг, т у.п./т;
- ◆ вміст клітковини – при нормованій вологості (14%) у межах 5-40%.

Вміст клітковини є одним з найважливіших показників при визначенні енерговмісту відходів, тому що при переробці біомаси саме клітковина є основним компонентом завдяки вуглецю, який входить до її складу і є основною складовою органічного палива, що визначає теплоту згоряння. Кожна із сільськогосподарських культур має досить однорідний склад, тому різниця теплоти їх згоряння незначна і знаходиться в межах 15800-16000 кДж/кг (4,39-4,44 кВт·год/кг).

Найбільш важливі якісні показники відходів деяких сільськогосподарських культур наведено в таблиці 5.7 [6].

Таблиця 5.7. Якісні показники відходів сільськогосподарських культур

Культура	Енерговміст сухої маси		Вміст золи, %	Вологовміст, %
	кДж/кг	кВт-год/кг		
Пшениця:				
солома;	15800	4,39	14,0	28
висівки	15800	4,39	4,35	-
Жито (солома)	15800	4,39	0,8	28
Ячмінь (солома)	15800	4,39	3-15	10
Овес (солома)	15800	4,39	3-15	10
Кукурудза (стебла)	15800	4,39	10	40-70
Рис (солома)	13800-16500	3,83-4,58	18-20	4-20
Трави	15000-17000	4,17-4,72	5-8	10-50

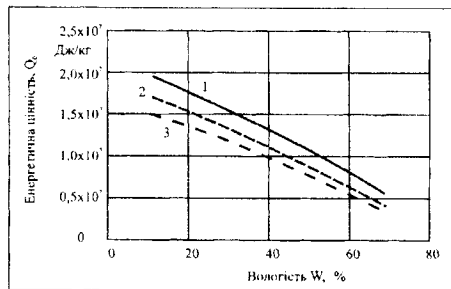
Із сільськогосподарських відходів різними методами переробки можна отримувати різні види палива – горючі гази ( $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$  та інші), рідкі палива (спирти, рідкі вуглеводні) та вуглисті речовини. Співвідношення та вихід компонентів при переробці рослинної біомаси на енергоносії залежить від ряду факторів, в основному – від складу біомаси та технології переробки.

Переробка відходів рослинництва методом анаеробного зброджування забезпечує вихід з 1 т сирової рослинної біомаси близько  $175 \text{ м}^3$  біогазу. При організації виробництва електроенергії і тепла в місцях отримання біогазу їх собівартість може бути навіть нижчою за існуючі тарифи – 0,6 цента/кВт-год і 2,9 дол./Гкал відповідно.

Використання соломи сільськогосподарських культур у порівнянні з іншими видами рослинної біомаси для енергетичних потреб сьогодні є найбільш перспективним. Сільське господарство України щорічно виробляє приблизно 6-8 млн т соломи, яку можна використовувати в енергетичних цілях. Іншу частину соломи заорюють як добриво при обробітку ґрунту для його відновлення і захисту від ерозії, а також застосовують солому як грубий корм та підстилку для сільськогосподарських тварин.

Енергетична цінність соломи залежить перш за все від її вологості (рис. 5.1), а також від хімічного складу, пов'язаного як з типом соломи (зернові, ріпак тощо), так і з умовами вегетації рослин [6, 56]. Солома містить велику кількість хлору та азоту, тобто елементів, у процесі спалювання яких утворюються шкідливі викиди оксидів азоту  $\text{NO}_x$ . Крім того, калій та кальцій, які входять до складу соломи, сприяють утворенню нагару на колосниках топків котлів, що ускладнює експлуатацію установок.

Вологість соломи, призначеної для енергетичних цілей, має бути в межах 10-20%, її енергетична цінність становить 14-15 ГДж/т. Перебування соломи на полі після комбайнового збирання приводить не лише до зниження її вологості (таблиця 5.8), але й сприяє вимиванню хлору та калію [6, 56].



1 – хвойне дерево; 2 – листяне дерево та життєва солома; 3 – ячмінна солома.

Рис. 5.1. Вплив вологості на енергетичну цінність біомаси

Таблиця 5.8. Вплив вологості на теплоту згоряння біомаси

Матеріал	Спосіб висушування	Вологість, %	Теплота згоряння, МДж/кг
Солома зернових	Одразу після збирання	15-20	12-15
	Висушена на повітрі	14-17	14-15
Солома ріпакова	Одразу після збирання	30-40	10-12
	Висушена на повітрі	17-20	14-15
Стебла кукурудзи	Одразу після збирання	45-60	5-8
	Висушені на повітрі	15-18	15-17

Важливою характеристикою рослинної біомаси для енергетичного використання є собівартість її заготівлі. Аналіз показників ефективності збирання незернової частини врожаю різних сільськогосподарських культур в умовах України (таблиця 5.9) свідчить, що найбільш низькими є капітальні вкладення на тону незернової частини врожаю при збиранні соломи озимої пшениці з пресуванням її у рулоні. При збиранні соломи ріпаку з подрібненням і пресуванням у великогабаритні тюки капітальні вкладення значно вищі [6, 56].

Таблиця 5.9. Характеристика технологій збирання соломи на енергетичні потреби

Культура	Технологія збирання незернової частини врожаю	Показники			
		Капітальні вкладення, грн/т	Приведені витрати, грн/т	Витрати робочого часу, год/т	Витрати палива, л/т
Озима пшениця	З валка	43,39	36,88	1,43	5,38
	Малогабаритні тюки	21,77	15,85	0,50	1,43
	Великогабаритні тюки	30,86	18,25	0,48	1,60
	Рулоні	18,71	13,87	0,48	1,52
Озимий	Великогабаритні тюки	24,26	15,35	0,36	2,12

За багатокритеріальною оцінкою найбільш ефективною є технологія пресування соломи озимої пшениці у рулоні пресом українського виробництва. Технологія пресування соломи ріпаку у великогабаритні тюки є також досить

перспективною. У таблиці 5.10 наведено відомості щодо енергоємності твердих рослинних біопалив у залежності від технологій приготування до спалювання [6].

Таблиця 5.10. Енергосмність твердих біопалив у залежності від технологій приготування до спалювання

Вид твердого біопалива	Об'ємна маса, кг/м <sup>3</sup>	Питомий об'єм, м <sup>3</sup> /т	Питома енергоємність, МВт/м <sup>3</sup>
<b>Солома:</b>			
звичайна	20-50	20-50	0,07-0,16
подріблена (січка)	40-60	16-25	0,13-0,19
великі прямокутні тюки	70-130	7,7-14	0,23-0,43
рулони	60-90	11-16	0,19-0,29
в'язанки	50-110	9-20	0,16-0,36
брикети	300-450	2,2-3,3	0,99-1,48
<b>Деревина:</b>			
поліна	200-500	2,0-5,0	0,86-2,15
тріски	200-300	3,3-5,0	0,86-1,29
тирс	150-200	5,0-6,6	0,65-0,86
зрубки	250-400	2,0-3,0	0,70-0,90
брикети	600-800	1,3-1,6	2,58-3,44

### 5.1.2.2 Тваринницькі сільськогосподарські відходи біомаси

Тваринницькі сільськогосподарські відходи є відходами органічного походження – в основній масі це гній і гнойові стоки великої рогатої худоби та свиней, курячий послід. Супутніми їм можуть бути матеріали, що використовуються для підстилки: солома, трава, торф.

У результаті застосування сучасних методів переробки тваринницьких відходів вирішується не тільки проблема енергозабезпечення, але й екологічна, агротехнічна та соціально-економічна проблеми, причому вирішення екологічних та санітарних завдань необхідно ставити на перше місце. Відомо, що у гної тварин і птиці знаходиться велика кількість бактеріологічного матеріалу (збудники бруцельозу, сальмонельозу, ящура, туберкульозу та інших інфекційних хвороб) та яєць гельмінтів. Зберігання та використання неперероблених відходів наносить велику шкоду оточуючому середовищу, тому що призводять до забруднення значних територій, отруєння ґрунтових вод і водоймищ, забруднення повітря та до появи серйозних захворювань людей і тварин, що може призвести до створення епідеміологічних ситуацій. Крім того, тварини, заражені гельмінтами, споживають кормів на 11% більше і мають приріст на 15% менше в порівнянні зі здоровими [1].

У гної тварин та посліді птиці також є велика кількість насіння бур'янів, які не тільки не втрачають здатності сходити після проходження через шлунково-кишковий тракт, але й, знаходячись у такому живильному



середовищі, сходять і ростуть значно швидше, що зменшує кількість добрив у ґрунті та знижує продуктивність сільськогосподарських культур. Крім того, у процесі анаеробного збродження азот, фосфор і калій переходять у більш зручну для засвоєння рослинами форму. Утворені високоякісні добрива дають можливість якщо й не повністю виключити, то значно зменшити застосування мінеральних добрив, пестицидів, гербіцидів, що в свою чергу зменшує витрати на виробництво сільськогосподарських продуктів. Хімічний склад гною та стоків практично повністю відповідає потребам рослин у живильних речовинах. Визначено, що для заміни мінеральних добрив на 1 га земельних угідь необхідно біля 10 т гною [1, 54].

Таким чином, з погляду агротехніки необхідність переробки тваринницьких відходів є очевидною. Енергетичний чинник при утилізації відходів тваринництва також є надзвичайно важливим. У процесі ферментації з 1 т органічної речовини можна одержати 350-500 м<sup>3</sup> біогазу з теплою згоряння 4300-6000 ккал/нм<sup>3</sup>, що еквівалентно 0,6-0,8 т умовного палива [1].

З точки зору отримання енергії ефективним вважається використання тваринницьких відходів при стійловому утриманні тварин. Відходи тваринництва в основній своїй масі складаються із гною та гнойових стоків свійських тварин та посліду птахівництва при стійловому їх утриманні; наявні в них домішки від підстилення (солома, трава, торф) також підлягають біоконверсії.

У середньому вологість екскрементів великої рогатої худоби та свиней становить 80-85%, курячого посліду – 75%. Наявність підстилки зменшує вологість гною до 70-78%, змивання водою збільшує вологість. Стоки гною з вологістю більше 96% нераціонально переробляти методом анаеробної ферментації, тому при отриманні біогазу з тваринницької біомаси від методу гідрозмиву гною необхідно відмовитись.

Відомо, що, з огляду на екологічні, агротехнічні та економічні фактори, створення гігантських тваринницьких комплексів є недоцільним. Так, спеціалісти вважають, що поголів'я свиней у кількості 24 тис. голів є оптимальним для свиноферм. У таблиці 5.11 наведено характеристики переробки гною та курячого посліду в біоенергетичних установках для оптимального кількісного складу тваринницьких та птахівницьких господарств [1].

Розвиток невеликих індивідуальних фермерських господарств в Україні та недостатня газифікація села потребує переробки невеликих об'ємів біомаси, до складу якої входять різні тваринницькі відходи. Відомо, що при змішуванні різних відходів тваринництва вихід біогазу може збільшуватись, що є важливим для невеликих фермерських господарств. У даному випадку необхідно слідкувати за тим, щоб кількість вуглецю і азоту відповідала співвідношенню, яке забезпечує найбільш ефективне протікання процесу збродження. Доцільність отримання в масштабах України біогазу з органічних відходів, таких як гній та послід, обумовлена наявністю їх достатньої кількості та значної концентрації як в окремих господарствах, так і в цілих регіонах.

Таблиця 5.11. Характеристики переробки відходів тваринницьких господарств оптимального кількісного складу

Характеристики	Свинокомплекс на 24 тис. голів	Ферма ВРХ на 1000 голів	Птахофабрика на 500 тис. голів
Добовий вихід гною з вологістю 90% та посліду з вологістю 75%, т	144	85	100
Характеристика біогазу: добовий вихід, тис. м <sup>3</sup> ; вміст метану, %; товарний біогаз, тис. м <sup>3</sup> ; річний вихід товарного біогазу, тис. м <sup>3</sup>	6,0 65-70 3,0 1100	2,2 55-60 1,1 400	10,0 65 5,0 1800
Товарне виробництво енергії за рік: електроенергії, млн. кВт·год; теплової енергії, Гкал	1,8 1548	0,67 576	3,0 2580
Річний вихід добрив (по сухій речовині), млн т	2,8	1,2	5,0

### 5.1.3 Водна рослинна біомаса

У якості енергетичної сировини в даний час розглядаються такі види водної біомаси: водорості, які використовуються як харчові продукти, водні макрофіти, фітопланктон тощо.

Водні макрофіти (водні бур'яни) утворюються у місцевостях, де є водні стоки, багаті на поживні речовини. Найбільш відомими макрофітами є очерети та водний гіацинт. Фітопланктон і бентос являють собою мікроскопічні одноклітинні рослини і зустрічаються практично в усіх освітлених сонцем морських водоймищах. Кругообіг популяцій фітопланктону проходить достатньо швидко, що може забезпечити високий вихід енергетичної сировини. Бентосні водорості поселяються тільки на твердому нерухомому ґрунті, тому мають дещо меншу густину популяцій, але організація їх збору легша.

Водна біомаса, яка може бути використана в Україні як енергетична сировина, – це рослини прісноводних озер, боліт, річок та морські водорості. Заболочені землі, які мають велику кількість поживних речовин, є більш продуктивним середовищем для утворення біомаси, ніж чисті водоймища.

Використання водоростей поділяється на три етапи – попередня обробка, переробка побічних продуктів, отримання енергії. Попередня обробка – це надання сировині фізичної та хімічної форми, придатної для отримання енергії – вилучення води та зольних речовин. У процесі переробки можна виділяти речовини, що мають певну цінність – сірка, сполуки азоту, лужні метали.

Середня кількість біомаси у вигляді водоростей, яку можна отримати з 1 м<sup>2</sup> площі, в перерахунку на суху масу становить 15-25 г/м<sup>2</sup> на добу, максимальна швидкість її утворення знаходиться в межах 30-40 г/м<sup>2</sup> сухої маси на добу. В невеликих спеціалізованих системах з вирощування водної біомаси швидкість її росту може досягати 60 г/м<sup>2</sup> на добу. Відомо, що близько 50-70% маси водоростей може ферментуватися в метан [54]. Однак обмежена швидкість їх росту потребує виділення значних площ під вирощування водоростей для ефективного функціонування газогенеруючих установок. Це в

свою чергу пов'язано з витратами великої кількості води та поживних речовин, особливо азоту і фосфору. Крім того, активне вилучення рослинності може негативно впливати на екологічний стан як самих водоймищ, так і біосистем, що знаходяться поряд.

Таким чином, використання водної біомаси як енергетичної сировини в промислових масштабах обмежується не тільки факторами її доступності, але й екологічними факторами. Тому при застосуванні водної біомаси важливим є визначення доцільного енергетичного потенціалу.

#### 5.1.4 Промислові та міські відходи

Промислові та міські відходи розділяються на дві основні групи:

- ◆ тверді відходи;
- ◆ осади міських і промислових стічних вод.

**Тверді відходи.** Однією з найважливіших екологічних проблем промислових підприємств і великих міст є раціональне використання твердих відходів (побутові відходи, відходи промисловості, будівельне сміття тощо). Велика частина таких відходів відноситься до горючих матеріалів, більше половини з них має біологічне походження (папір, харчові і тваринні відходи). Процентне співвідношення окремих компонентів залежить не тільки від пори року, але і від особливостей конкретного району, тому для визначення енергетичного потенціалу необхідно проводити кількісну оцінку відходів і аналіз їх складових елементів.

На першій стадії переробки проводиться збагачення відходів: матеріали неорганічного походження (метали, скло) відділяються, збагачуючи таким чином органічну складову відходів. У результаті збагачення і сушки теплою згоряння налива, одержаного з твердих міських і промислових відходів, може наближатися до температури згоряння вугілля.

Основними напрямками знешкодження і переробки твердих відходів є:

- ◆ складування на звалищах, смітниках;
- ◆ переробка в біопаливо та органічні добрива;
- ◆ спалювання залишків із використанням тепла.

**Осади міських і промислових стічних вод** є одним із видів вторинних енергетичних ресурсів, утилізація яких забезпечує вирішення важливих екологічних, енергетичних і соціальних проблем міст, особливо мегаполісів.

Вважається, що одна людина щоденно "створює" приблизно один кілограм комунальних відходів, причому десь на 40% вони складаються з органічних речовин. Осади, утворені у відстійниках комунальних стоків, після висихання мають близьку до торфу та бурого вугілля енергетичну цінність. На практиці вони застосовуються майже виключно як додаток до загальноприйнятих твердих палив. З цієї причини їх спалюють у печах міських очисних станцій або целюлозно-паперових підприємств – саме там, де утворюється велика кількість технологічних стоків, які виникають у процесі переробки органічної рослинної маси.

Осади міських та промислових стічних вод мають у своєму складі велику кількість органічних речовин, об'єм осадів у середньому становить 0,6-1% від очищеної води. Однак безпосереднє використання осадів міських стічних вод як палива неефективне внаслідок великих енергозатрат на їх сушіння. Тому найбільш ефективним методом отримання енергії в даному випадку вважається виробництво метану анаеробним зброджуванням.

Найбільшого розвитку переробка міських стічних вод отримала в США, ФРН, Франції та ряді розвинених країн, де в основному застосовується анаеробне зброджування осаду в метантенках з утилізацією отриманого біогазу. Сушіння осаду проводиться на спеціальних площадках; у США є більше 6000 станцій аерації. В Іспанії на міських водоочисних станціях отримують до 25 млн м<sup>3</sup>/рік біогазу, до складу якого входить 60-70% метану. Максимальна кількість біогазу при 100% переробці міських стічних вод становить 145 млн м<sup>3</sup>/рік. Отриманий біогаз на 70-80% забезпечує потреби водоочисних станцій в енергії. В Італії (м. Реусе) експериментальна установка виробляє 1,094 млн м<sup>3</sup>/рік біогазу, споживання на власні потреби – 0,664 млн м<sup>3</sup>/рік (61%) [6].

У даній час в Україні за рахунок переробки міських стічних вод отримують біогаз в основному на установках очисних споруд каналізаційних стоків у м. Києві та м. Харкові (вміст метану до 60-70%). Існує також ряд дослідних установок із різними конструктивними рішеннями і продуктивністю.

За існуючими вітчизняними технологіями на спеціалізованих біогазових установках можна отримувати біогаз із стічних вод, який містить до 85% метану. Цей біогаз може бути використаний для виробництва електричної і теплової енергії та як побутове і моторне паливо [6].

Одним із перспективних методів переробки біомаси є отримання біогазу з трав, які збираються із площ, що лежать під паром, а також із таких додаткових продуктів, як картопляне бадилля, гичка буряків, стебла кукурудзи та солома зернових. Ця тверда органічна біомаса може використовуватись для виробництва біогазу методом безкисневої ферментації, що коротко називається сухим бродинням. Тверда органічна маса, особливо з трав, також використовується як коферментаційна домішка до гноївки. При сухому бродинні трави з 1 т сухим методом можна отримати 6 тис. м<sup>3</sup> біогазу з енергетичною цінністю приблизно 21 МДж/м<sup>3</sup>, що еквівалентно 12-13 ГДж/га [6].

Під час сухої ферментації близько 60% органічних речовин біомаси перетворюється на біогаз. Залишок, що перебродив, можна з успіхом використовувати як добриво. Це визнають як перевагу сухої ферментації біомаси над її спалюванням. З одного кілограма сухої маси вищеназаних продуктів можна отримати близько 0,35-0,50 м<sup>3</sup> біогазу з енергетичною цінністю, близькою до аналогічного показника біогазу з гноївки. Найбільшу кількість біогазу отримують із зеленого корму лугових трав, що вирощуються на площах під паром, найменшу – із соломою [6].

Установки для виробництва біогазу сухим методом потребують інших технічних і технологічних рішень у порівнянні з виробництвом біогазу з гноївки, але, враховуючи значення цієї технології для господарств середньої величини, вони знаходяться у фазі інтенсивного розвитку.

### 5.1.5 Торф

Торф є окремим видом біомаси. Його поклади вважаються такими, що відновлюються в обсягах щорічного приросту біомаси болотної рослинності.

Торф – своєрідне, відносно молоде геологічне утворення, що відноситься до горючих корисних копалин і створюється в результаті природного відмирання та неповного розпаду болотної рослинності в умовах надлишкової вологості і при недостатньому доступі повітря. Від ґрунтових утворень торф прийнято відрізняти за вмістом у ньому органічних сполук – не менше 50% від абсолютно сухої маси. Утворення торфових родовищ визначається сумою природних факторів (кліматичних, ґрунтово-геологічних, геоморфологічних, а також рослинним покривом) і полягає у нагромадженні органічної маси в рослинному прошарку і неретворенні їх до переходу в торф.

Органічна речовина торфу складається із рослинних залишків, що мають різні ступені розкладання. Ступенем розкладання торфу називається відносний вміст у загальній масі торфу продуктів розпаду рослинних тканин, що втратили клітинну структуру. За ступенями розкладання розрізняють: слабозрозкладений торф (до 20%), середньорозкладений (20-35%), сильнорозкладений (вище 35%). За зовнішнім виглядом торф являє собою волокнисту (при малому ступені розкладання) або пластичну (при високому ступені розкладання) масу. Кінцевий продукт розпаду рослин в умовах підвищеної вологості (гумус) падає торфу коричневий або чорний колір. Торф у природному стані містить велику кількість води, що є його основною відмінністю від інших видів твердого викопного палива – бурого і кам'яного вугілля [57].

Серед різних природних ресурсів торф відрізняється різноманітністю фізико-механічних властивостей і наявністю цінних хімічних речовин, що в значній мірі залежить від особливостей торфоутворення. За складом вихідної сировини, умовами утворення та за своїми фізико-хімічними властивостями торф поділяють на три основних типи – верховий, перехідний та низинний. Кожен тип у свою чергу поділяється на три підтипи: лісовий, лісо-болотний та болотний. Торф різних підтипів відрізняється за ступенем розкладання. Торф лісового підтипу має високий ступінь розкладання (іноді до 80%), у болотного торфу мінімальний ступінь розкладання, лісо-болотний торф займає проміжне положення. Підтипи торфу поділяються на групи, що складаються із 4-8 видів. Вид – це первинна одиниця класифікації торфу; він відображає вихідне рослинне угруповання і первинні умови утворення торфу, характеризується певним співвідношенням домінуючих залишків окремих видів рослин.

Пластоутворюючими видами торфу називають сукупність кількох первинних видів торфу, що незначним чином відрізняються своїми властивостями і утворюють великі горизонтальні однорідні шари. Шар торфу, що складається з більш-менш постійних домінуючих залишків рослин, є первинною класифікаційною одиницею. Відкладення пластоутворюючих видів тієї чи іншої довжини і потужності (товщини), що закономірно змінюються у відповідній послідовності, утворюють торфові поклади. Залежно від співвідношення окремих видів торфу, за глибиною торфові поклади поділяються

на типи. У проміжній класифікації торфових покладів виділяють 4 стратиграфічних типи: низинний, перехідний, верховий і змішаний.

Торф низинного типу утворюється в умовах обводнення дуже мінералізованими водами: ґрунтовими, поверхнево-стічними, річковими чи озерними. Такі родовища вкриті рослинністю, яка вимагає багатого мінерального живлення. При її відмиранні утворюється порівняно високозольний низинний торф. Торфові родовища низинного типу виникають, як правило, в низинних елементах рельєфу: в заплаві річок, притерасових частинах, у водороздільних чи озерних котлованах. Торфові родовища із запасами торфу низинного типу складають більше 96% від загальної кількості торфових масивів і біля 95% їх площі. Вони переважають у лісовій частині України, а також у Поліссі. Рідко зустрічаються торфові родовища перехідного і верхового, а також змішаного типів [57, 58].

Торф перехідного типу, як правило, формується в умовах обводнення поверхнево-стічними водами з мінеральних берегів, утворених алювіальними відкладами. Майже завжди в основах торфових родовищ перехідного типу залягають пласти низинного, а зверху – верхового типу торфу. Торфові родовища такого складу виявляються перехідними від низинних покладів до верхових і утворюються в умовах, коли поверхня покладів у зв'язку з природним ростом торфового шару піднялася вище рівня обводнюючих її ґрунтових вод і мінеральне живлення рослин-торфоутворювачів погіршилось.

Торф змішаного типу складається із низинних чи перехідних торфів, прикритих верховими торфами не більше, ніж на половину загальної глибини і не менше 0,5 м. За якістю майже всі запаси затверджені як балансові, але на даний час більшість запасів знаходиться в межі заказників загальнодержавного та обласного значення і віднесені до забалансових за екологічними умовами.

Торф верхового типу утворюється в умовах обводнення слабомінералізованими водами, з перевагою атмосферних опадів. Рослинний покрив верхових торфових родовищ складається із маловимогливих до мінерального живлення рослин. На таких родовищах відкладається слабомінералізований торф. Родовища цього типу формуються на більш підвищених елементах рельєфу їх поверхні і, як правило, мають виуклу форму. Із усіх типів торфових родовищ, які зустрічаються на території України, найбільшу цінність для сільського господарства мають низинні високозольні торфові родовища, які нерідко містять у своєму складі вапно, фосфорнокислий закис заліза та інші необхідні для рослин речовини.

Торф має складний хімічний вміст, що визначається умовами генезису, хімічним складом рослин-торфоутворювачів і ступенем розкладання. До складу органічної маси торфу входять 5 основних елементів: вуглець (50-60%), водень (5-6,5%), кисень (30-40%), азот (1-3%), сірка (0,1-1,5%, іноді – 2,5%) у відсотках на горючу масу. Із ростом ступеня розкладання торфу вміст вуглецю в ньому зростає, що підвищує температуру згоряння. При цьому, як правило, зростає і вміст води, який підвищує реакційну здатність і швидкість згоряння торфу. Азот і сірка не дають помітного впливу на цінність торфу як палива, а вміст кисню тим менший, чим більший вміст вуглецю і вищий ступінь розкладання [59].

Однією з важливих характеристик торффу є його здатність до самозаймання, за цією ознакою його поділяють на наступні групи: А – безпечна; В – небезпечна; С – середньонебезпечна.

Основними якісними показниками, що характеризують торфову сировину і торф'яне паливо, є ступінь розкладання, вологість, зольність, теплота згоряння і щільність об'ємної маси торффу.

Одним із основних якісних показників є ступінь розкладу торффу, від якого залежать фізичні та хімічні властивості готової продукції, а також виробничі та економічні показники. У якості палива застосовується торф із ступенем розкладання не менше 20% для верхових і перехідних масивів і не менше 15% – для низинних. При збільшенні ступеня розкладання торффу якісні показники торф'яного палива покращуються. Ступенем розкладання торффу, або його гуміфікацією, називається вміст у ньому безструктурної маси – гумусу у відсотках відносно загальної маси торффу. По цьому показнику торфові поклади класифікуються [57]:

- ◆ поклади низького ступеня розкладання – до 20%;
- ◆ середнього ступеня розкладання – 20-25%;
- ◆ високого ступеня розкладання – більше 35%.

Характерною особливістю торффу є його підвищена вологість, яка після осушення покладу становить 85-88 %. Вологістю торффу називається кількість води, виражена у відсотках до загальної маси (відносна вологість) або в грамах на грам сухої речовини (абсолютна вологість). Залежність природної вологості неосушеного покладу від типу покладу і ступеня розкладання торффу наведено в таблиці 5.12 [57].

Таблиця 5.12. Залежність природної вологості від типу покладу і ступеня розкладання торффу

Тип покладу	Ступінь розкладання, %				
	10	20	30	40	50
Верховий	94,6	93,2	91,8	90,4	89,0
Низинний	93,0	91,0	89,0	87,0	85,0

Залежність між природною вологістю  $w$  і ступенем розкладання  $R$  виражається наступними емпіричними рівняннями [57]:

- ◆ для верхового торффу:

$$w = 96 - 0,14R; \quad (5.3)$$

- ◆ для низинного торффу:

$$w = 95 - 0,2R. \quad (5.4)$$

Усі розрахунки кількості торффу (вироблення, запасів, постачань тощо) проводяться з перерахунком на розрахункову чи умовну вологість. Кількість торффу  $P_2$  при умовній вологості визначається за формулою:

$$P_2 = P_1(100 - w_1) / (100 - w_2), \quad (5.5)$$

де  $P_1$  – маса торффу при фактичній (натуральній) вологості  $w_1$ ;

$w_2$  – умовна вологість.

Для одержання товарної продукції при добуванні кускового торфугу його висушують до вологості 30-45%, при добуванні фрезерного – до 40-50%. Межа паливного торфугу за вологістю становить 50% для кускового торфугу і 53% для фрезерного.

Зольність торфугу – це відношення кількості мінеральних складових частин у відсотках до абсолютно сухої речовини торфугу. Висока зольність є негативним показником торф'яного палива, оскільки знижує його теплову цінність. Ділянки торфових покладів із зольністю більше 25% використовуються для видобутку торфугу на добриво.

Залежність між зольністю  $A$  і ступенем розкладання виражається наступними співвідношеннями [57]:

◆ для верхового торфугу:

$$A = 1,5 + 0,07R; \quad (5.6)$$

◆ для низинного торфугу:

$$A = 3,0 + 0,2R. \quad (5.7)$$

Фізичні властивості торфугу залежать від властивостей окремих його складових, співвідношення між ними, ступеня розкладання або дисперсності твердої частки, яка оцінюється питомою поверхнею або вмістом фракцій менше 250 мкм. Для торфугу характерними є високий вологовміст у природному заляганні (88-96%), пористість до 96-97% та високий коефіцієнт стискання. Одним із важливих показників торф'яного палива є його об'ємна вага. Цей показник залежить від виду торфугу, ступеня його розкладу, вологості, зольності і технології його механічної переробки в процесі видобування. Вага 1 м<sup>3</sup> кускового торфугу, добутого екскаватором, або гідроторфугу при умовній вологості 33%, в залежності від ступеня розкладу, для верхового торфугу становить 0,2-0,4 т, для низинного торфугу близько 0,3-0,5 т. Об'ємна вага фрезерного торфугу (низинного) при умовній вологості 40% складає 0,2-0,4 т [58, 60].

Теплота згоряння торфугу – це кількість тепла, що виділяється однією ваговою одиницею палива при повному згорянні. Середнє значення теплоти згоряння різних видів торф'яного палива наведено в таблиці 5.13 [58].

Робоча теплотворна здатність торф'яного палива залежить від виду торфових покладів, ступеня розкладу торфугу і вмісту в його складі баласту у вигляді води та золи. Середня робоча теплотворна здатність торфугу коливається: для екскаваторного торфугу вона дорівнює 11,3-12,1 МДж/кг, для гідроторфугу – 10,8-12,1 МДж/кг і для фрезерного торфугу – 10,4-11,3 МДж/кг.

Таблиця 5.13. Середнє значення теплоти згоряння різних видів торф'яного палива

Види торф'яного палива	Середнє значення теплоти згоряння	
	ккал/кг	кВт·год/кг
Торф'яний кокс	7250	8,43
Брикети торф'яні	4200	4,88
Торф кусковий	3000	3,49
Торф фрезерний	2600	3,02



## 5.2 Енергетичний потенціал біомаси в Україні

Використання біомаси як відновлюваного джерела енергії – один із перспективних напрямів розвитку світової відновлюваної енергетики. На сьогоднішній день для енергетичних потреб у світі використовується 1250 млн т у.п./рік біомаси. Енергетична ефективність біоенергетики є достатньо високою для того, щоб виділити її в окремий напрям енергетичного господарства. В Україні є достатній енергетичний потенціал практично всіх видів біомаси і відповідна науково-технічна та промислова база для розвитку даної галузі енергетики. Енергетичний потенціал біопалива в Україні у 2008 році наведено в таблиці 5.14 [8].

Таблиця 5.14. Енергетичний потенціал біопалива в Україні

Вид біомаси	Енергетичний потенціал, млн т у.п./рік	
	Теоретичний	Технічно-досяжний
<b>1. Тверде біопаливо</b>		
1. Солома зернових культур (пшениця, жито, ячмінь, овес тощо)	10,39	4,32
2. Солома технічних і круп'яних культур (ріпак, гречка, просо та ін.)	2,72	1,57
3. Відходи переробної промисловості (лушпиння соняшника, гречки, рису та ін.)	1,30	0,98
4. Стебла та стрижні початків кукурудзи	5,70	3,3
5. Стебла та кошики соняшника	4,27	2,34
6. Відходи рубки та переробки деревини	2,13	1,37
7. Енергетичні культури (тополя, верба, міскантус тощо)	14,58	10,26
<b>Всього</b>	<b>41,09</b>	<b>24,14</b>
<b>2. Рідке біопаливо</b>		
8. Біоетанол	2,33	1,93
9. Біодизель	1,28	1,06
<b>Всього</b>	<b>3,61</b>	<b>2,99</b>
<b>2. Рідке біопаливо</b>		
8. Біоетанол	2,33	1,93
9. Біодизель	1,28	1,06
<b>Всього</b>	<b>3,61</b>	<b>2,99</b>
<b>3. Газоподібне біопаливо</b>		
10. Біогаз із гною та рослинних відходів	4,86	2,95
11. Біогаз зі стічних вод	0,21	0,12
12. Біогаз із полігонів твердих побутових відходів	0,77	0,38
<b>Всього</b>	<b>5,84</b>	<b>3,45</b>
<b>4. Викопне біопаливо</b>		
13. Торф	0,77	0,42
<b>Загалом</b>	<b>51,31</b>	<b>31,00</b>

Річний технічно-досяжний енергетичний потенціал енергії біомаси в Україні є еквівалентним 31 млн т у.п., його використання дозволяє заощадити біля 25 млрд м<sup>3</sup> природного газу.

Показники енергетичного потенціалу біопалива з біомаси відрізняються від потенціалу інших відновлюваних джерел тим, що, окрім клімато-

метеорологічних умов, енергетичний потенціал біомаси в значній мірі залежить від багатьох інших факторів, у першу чергу, від рівня господарської діяльності.

Наведені середньорічні показники енергетичного потенціалу основних видів біомаси для енергетичних потреб можуть бути використані для встановлення потенціалу при врахуванні відповідних коефіцієнтів щодо збільшення або зменшення обсягів отриманої біомаси в розрахунковому році. Дані про наявність кожного з видів біомаси для енергетичних потреб в областях України потребують щорічного обліку, показники енергетичного потенціалу відповідно потребують щорічного перерахунку.

За рахунок вирощування енергетичних рослин в Україні можна досягти виробництва рідкого біопалива в об'ємах: паливного спирту – 2,5 млн т/рік, біодизелива – 1,8 млн т/рік. Використання в паливно-енергетичному комплексі України рідкого біопалива дозволить в перспективі заощадити до 6,7 млн т у.п./рік традиційного палива.

В таблиці 5.15 та на рис. 5.2 наведено розподіл енергетичного потенціалу відходів деревини на території України [7].

Таблиця 5.15. Енергетичний потенціал відходів деревини в областях України

№ з/п	Області	Енергетичний потенціал відходів деревини в Україні, тис. т у.п./рік		№ з/п	Області	Енергетичний потенціал відходів деревини в Україні, тис. т у.п./рік	
		Технічно-досяжний потенціал	Економічно-доцільний потенціал			Технічно-досяжний потенціал	Економічно-доцільний потенціал
1.	АР Крим	17,6	9	14.	Миколаївська	17,9	9
2.	Вінницька	99,7	53	15.	Одеська	30,3	16
3.	Волинська	130,5	51	16.	Полтавська	34,1	16
4.	Дніпропетровська	18,4	9	17.	Рівненська	130,7	56
5.	Донецька	10,7	4	18.	Сумська	96,7	53
6.	Житомирська	217,4	93	19.	Тернопільська	33,6	20
7.	Закарпатська	158,3	72	20.	Харківська	77,5	36
8.	Запорізька	4,8	1	21.	Херсонська	21,4	12
9.	Івано-Франківська	51,0	26	22.	Хмельницька	68,4	39
10.	Київська	157,1	69	23.	Черкаська	68,6	36
11.	Кіровоградська	33,2	15	24.	Чернівецька	108,7	52
12.	Луганська	49,8	20	25.	Чернігівська	134,1	71
13.	Львівська	116,2	64		<b>ВСЬОГО</b>	<b>1886,5</b>	<b>902</b>

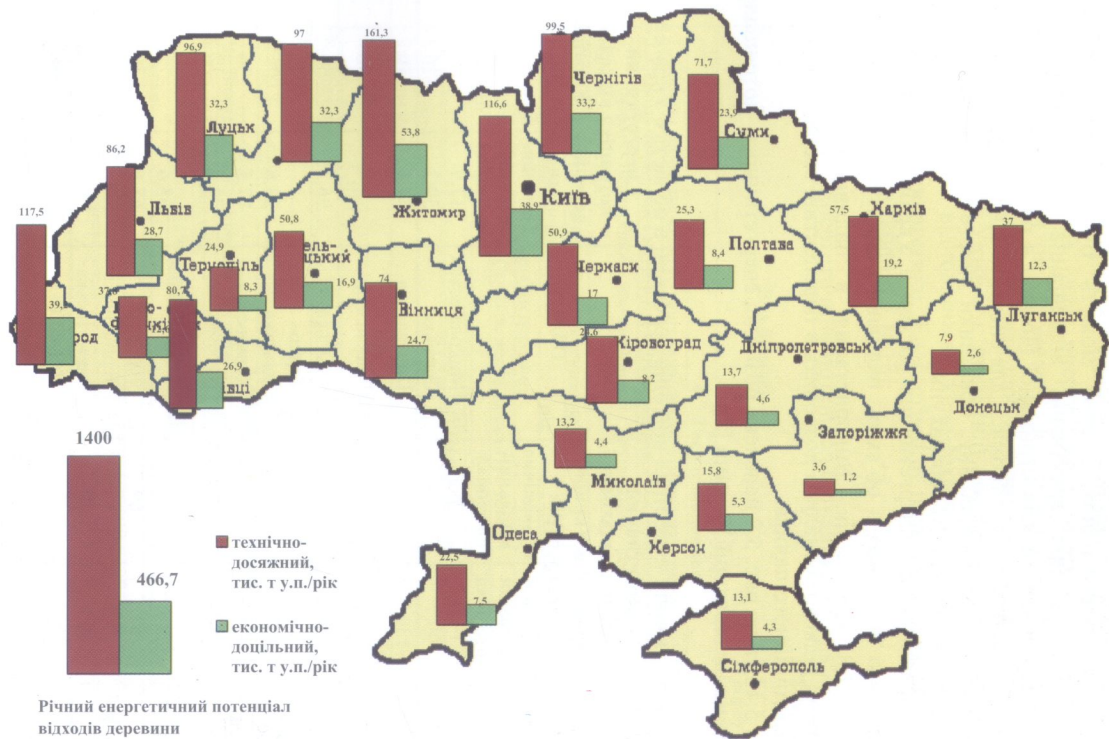


Рис. 5.2. Енергетичний потенціал відходів деревини в Україні

В таблиці 5.16 та на рис. 5.3 показано розподіл енергетичного потенціалу рослинної сільськогосподарської біомаси на території України.

Таблиця 5.16. Енергетичний потенціал рослинної сільськогосподарської біомаси (зернові, соняшник) в областях України

№ з/п	Області	Енергетичний потенціал рослинної сільськогосподарської біомаси в Україні, тис. т у.п./рік		№ з/п	Області	Енергетичний потенціал рослинної сільськогосподарської біомаси в Україні, тис. т у.п./рік	
		Технічно-досяжний потенціал	Економічно-доцільний потенціал			Технічно-досяжний потенціал	Економічно-доцільний потенціал
1.	АР Крим	348,7	116,2	14.	Миколаївська	729,9	244,3
2.	Вінницька	409,1	136,3	15.	Одеська	619,0	206,3
3.	Волинська	276,4	92,1	16.	Полтавська	635,9	211,9
4.	Дніпропетровська	948,7	316,2	17.	Рівненська	189,6	63,2
5.	Донецька	690,7	230,1	18.	Сумська	209,7	69,9
6.	Житомирська	298,3	99,4	19.	Тернопільська	175,0	58,3
7.	Закарпатська	189,5	63,1	20.	Харківська	556,0	185,3
8.	Запорізька	955,7	318,5	21.	Херсонська	498,4	166,1
9.	Івано-Франківська	151,3	50,4	22.	Хмельницька	225,4	75,1
10.	Київська	368,8	122,9	23.	Черкаська	452,0	150,6
11.	Кіровоградська	776,2	258,7	24.	Чернівецька	239,6	79,8
12.	Луганська	461,0	153,6	25.	Чернігівська	308,2	102,7
13.	Львівська	186,9	62,3	<b>ВСЬОГО</b>		<b>10900,0</b>	<b>3633,3</b>

В таблиці 5.17 та на рис. 5.4 показано розподіл енергетичного потенціалу тваринницької сільськогосподарської біомаси на території України.

Таблиця 5.17. Енергетичний потенціал тваринницької сільськогосподарської біомаси в областях України

№ з/п	Області	Енергетичний потенціал тваринницької сільськогосподарської біомаси в Україні, тис. т у.п./рік		№ з/п	Області	Енергетичний потенціал тваринницької сільськогосподарської біомаси в Україні, тис. т у.п./рік	
		Технічно-досяжний потенціал	Економічно-доцільний потенціал			Технічно-досяжний потенціал	Економічно-доцільний потенціал
1.	АР Крим	64,5	21,5	14.	Миколаївська	56,3	18,8
2.	Вінницька	119,1	39,7	15.	Одеська	90,8	30,3
3.	Волинська	107,2	35,7	16.	Полтавська	109,8	36,6
4.	Дніпропетровська	77,9	26,0	17.	Рівненська	92,2	30,7
5.	Донецька	79,6	26,5	18.	Сумська	66,6	22,2
6.	Житомирська	110,1	36,7	19.	Тернопільська	61,6	20,5
7.	Закарпатська	62,0	20,7	20.	Харківська	84,8	28,3
8.	Запорізька	65,4	21,8	21.	Херсонська	55,0	18,3
9.	Івано-Франківська	70,5	23,5	22.	Хмельницька	95,5	31,8
10.	Київська	92,0	30,7	23.	Черкаська	84,7	28,2
11.	Кіровоградська	61,3	20,4	24.	Чернівецька	53,0	17,7
12.	Луганська	57,2	19,1	25.	Чернігівська	91,1	30,4
13.	Львівська	91,8	30,6	<b>ВСЬОГО</b>		<b>2000,0</b>	<b>666,7</b>

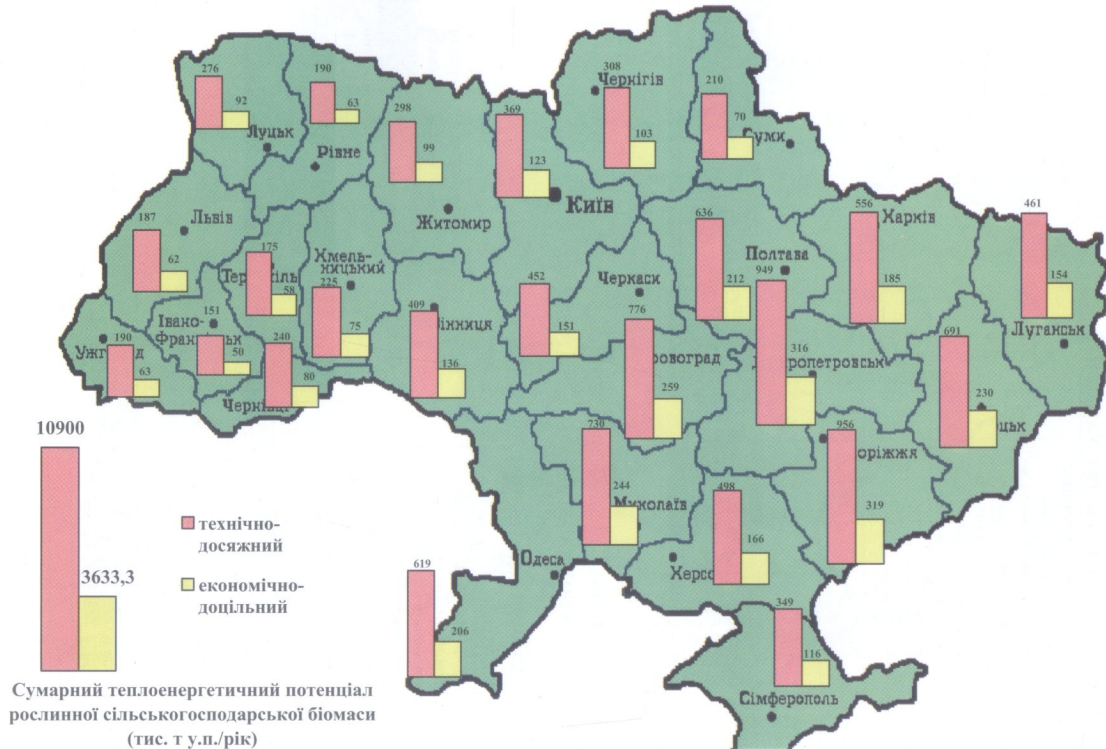


Рис. 5.3. Енергетичний потенціал рослинної сільськогосподарської біомаси в Україні

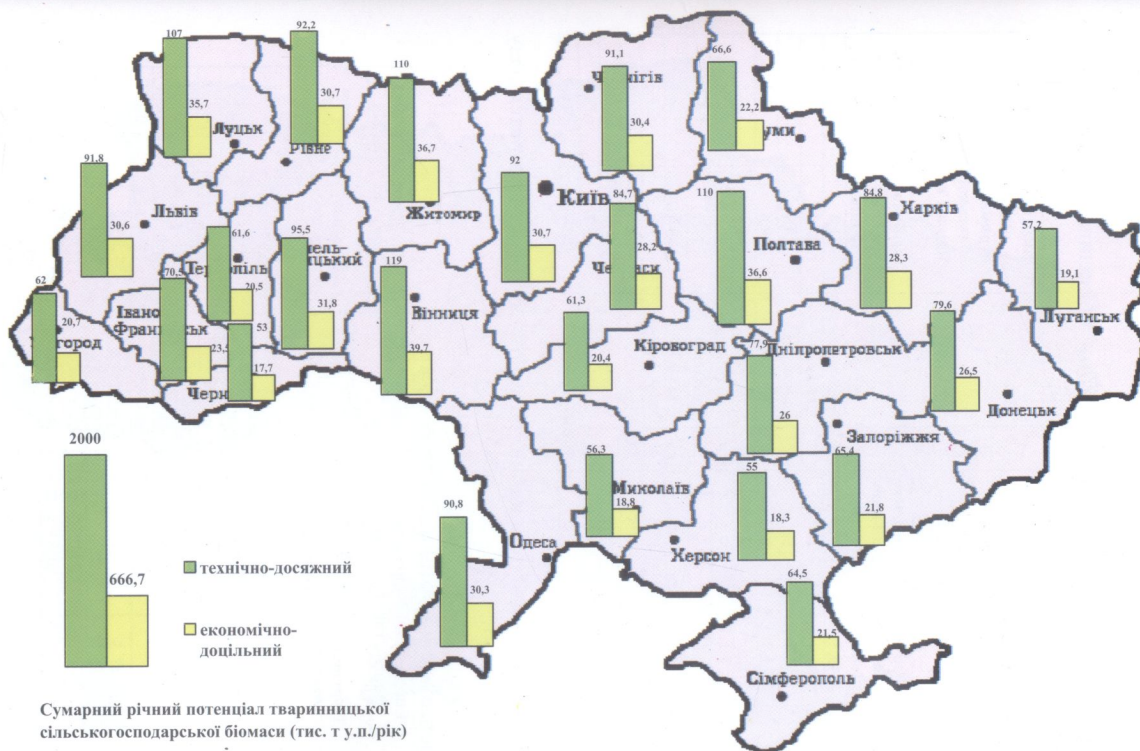


Рис. 5.4. Енергетичний потенціал тваринницької сільськогосподарської біомаси в Україні

В таблиці 5.18 та на рис. 5.5 показано енергетичний потенціал рідкого біопалива, отриманого з сільськогосподарської біомаси (ріпак) в областях України.

Таблиця 5.18. Енергетичний потенціал рідкого біопалива, отриманого з сільськогосподарської біомаси (ріпак) в Україні

№ з/п	Області	Енергетичний потенціал рідкого біопалива, отриманого з рослинної сільськогосподарської біомаси в Україні, тис. т у.п./рік		№ з/п	Області	Енергетичний потенціал рідкого біопалива, отриманого з рослинної сільськогосподарської біомаси в Україні, тис. т у.п./рік	
		Технічно-досяжний потенціал	Економічно-доцільний потенціал			Технічно-досяжний потенціал	Економічно-доцільний потенціал
2.	Вінницька	88,7	29,6	15.	Одеська	82,1	27,4
3.	Волинська	38,0	12,7	16.	Полтавська	28,9	9,6
4.	Дніпропетровська	24,0	8,0	17.	Рівненська	39,4	13,1
5.	Донецька	6,2	2,1	18.	Сумська	64,4	21,5
6.	Житомирська	27,4	9,1	19.	Тернопільська	86,2	28,7
7.	Закарпатська	9,2	3,1	20.	Харківська	15,7	5,2
8.	Запорізька	25,1	8,4	21.	Херсонська	54,9	18,3
9.	Івано-Франківська	50,5	16,8	22.	Хмельницька	75,8	25,3
10.	Київська	67,4	22,5	23.	Черкаська	64,0	21,3
11.	Кіровоградська	30,4	10,1	24.	Чернівецька	11,8	3,9
12.	Луганська	1,1	0,4	25.	Чернігівська	69,7	23,2
13.	Львівська	64,4	21,5	<b>ВСЬОГО</b>		<b>1100,0</b>	<b>366,7</b>

В таблиці 5.19 та на рис. 5.6 показано розподіл енергетичного потенціалу торфу на території України.

Таблиця 5.19. Енергетичний потенціал торфу в Україні

№ з/п	Області	Енергетичний потенціал торфу, тис. т у.п./рік		№ з/п	Області	Енергетичний потенціал торфу, тис. т у.п./рік	
		Теоретичний потенціал	Технічно-досяжний потенціал			Теоретичний потенціал	Технічно-досяжний потенціал
1.	АР Крим	-	-	14.	Миколаївська	0,1	0,1
2.	Вінницька	15,5	8,4	15.	Одеська	-	-
3.	Волинська	156,1	85,2	16.	Полтавська	41,3	22,5
4.	Дніпропетровська	-	-	17.	Рівненська	133,3	72,7
5.	Донецька	-	-	18.	Сумська	37,5	20,4
6.	Житомирська	32,9	17,9	19.	Тернопільська	43,6	23,8
7.	Закарпатська	-	-	20.	Харківська	1,7	1,0
8.	Запорізька	0,1	0,1	21.	Херсонська	1,3	0,7
9.	Івано-Франківська	5,1	2,7	22.	Хмельницька	26,8	14,6
10.	Київська	81,1	44,3	23.	Черкаська	21,7	11,9
11.	Кіровоградська	1,0	0,5	24.	Чернівецька	-	-
12.	Луганська	-	-	25.	Чернігівська	92,7	50,6
13.	Львівська	78,2	42,6	<b>ВСЬОГО</b>		<b>770</b>	<b>420</b>









Для ефективного розвитку біоенергетики в Україні необхідне подальше розширення робіт у напрямі встановлення енергетичного потенціалу біомаси на районному територіальному рівні, враховуючи при цьому приватні господарства. Крім того, поряд з енергетичним потенціалом при розробці схемних рішень біоенергетичних комплексів для конкретної місцевості необхідно враховувати також інфраструктурні передумови, місцеві та конструктивні фактори, в тому числі:

- ◆ рівень забезпечення енергоресурсами;
- ◆ структуру системи енергопостачання та енерговикористання конкретного об'єкта;
- ◆ вимоги до якісних показників електричної та теплової енергії;
- ◆ тип та параметри енергонавантаження;
- ◆ вимоги до погодинного графіка енергопостачання;
- ◆ економічні та екологічні фактори.

### **5.3 Класифікація біоенергетичних технологій та продуктів, що можуть бути отримані в результаті переробки біомаси**

Застосування сучасних біоенергетичних технологій дозволяє замінити практично всі енергетичні продукти, які походять від традиційних енергоресурсів, на паливо, отримане в процесі технологічної переробки біомаси. Оскільки в даний час існує і розробляється велика кількість різних біоенергетичних технологій, при виборі ефективного обладнання для переробки біоенергетичних ресурсів у першу чергу необхідно розглянути найбільш поширені та ефективні технології їх використання.

Найбільш поширеними методами переробки біомаси в енергетичні продукти є наступні:

- пряме спалювання;
- піроліз;
- газифікація;
- анаеробна ферментація з утворенням метану;
- виробництво спиртів та масил для одержання моторного палива.

Технології використання біомаси постійно удосконалюються, причому навіть у рамках кожного методу існує і розробляється велика кількість технологічних процесів та обладнання як для переробки біомаси, так і для отримання вихідних енергетичних продуктів у зручній для споживача формі. Слід відзначити, що при переробці біомаси в паливо витрачається значна доля енергії, однак ці витрати не перевищують втрат при перетворенні кам'яного вугілля в синтетичне паливо.

Проведення процесів переробки біомаси в енергетичні продукти базується на фізичних, хімічних або мікробіологічних методах:

1. При застосуванні фізичного методу енергію отримують шляхом спалювання біомаси.

2. Основою хімічного методу є використання процесів піролізу та газифікації.

3. Мікробіологічний метод застосовується для отримання біогазу анаеробним зброджуванням, паливного етанолу для отримання моторного палива та ін.

Енергетичні продукти, які можуть бути отримані при використанні біомаси, наведені в таблиці 5.20 [6].

Таблиця 5.20. Енергетичні продукти, які можуть бути отримані при використанні біомаси

Вид біомаси	Технологічний процес	Енергетичні продукти
Суха біомаса	Спалювання	Теплова і електрична енергія
	Газифікація	Горючі гази, метанол
	Піроліз	Горючі гази, смоли, деревне вугілля (напівкокс)
	Гідроліз і дистиляція	Етиловий спирт
	Брикетування пресуванням	Паливні гранули (пелети) Паливні брикети
Волога біомаса	Анаеробне зброджування	Біогаз
	Зброджування і дистиляція	Паливний спирт

Вибір технології переробки біомаси в енергетичний продукт проводиться із врахуванням багатьох техніко-економічних показників і в першу чергу залежить від виду біомаси, її складу, вологості та інших властивостей. Залежно від виду енергетичного продукту, який передбачається отримати, проводиться вибір первинного процесу переробки біомаси – термічна конверсія або біоконверсія. Класифікація технологій із поетапним перетворенням біомаси в енергетичні продукти показана на рис. 5.7. З рисунка видно, що проведенням спеціальних процесів після первинної обробки біомаси можна отримати цілий ряд енергетичних продуктів, які можуть замінити практично всі з найбільш поширених видів органічного палива; причому технологічні цикли, навіть такі складні в ланцюгах послідовних реакцій як біоконверсія, є достатньо простими в обслуговуванні. Щодо апаратурного оформлення, то вже розроблено цілий ряд ефективних установок для кожного з напрямів переробки біомаси, технологічні процеси яких враховують як особливості сировини, так і кінцевих продуктів. На рис. 5.8 показано існуючі у світі і в Україні схеми виробництва та використання рідкого біопалива [61].

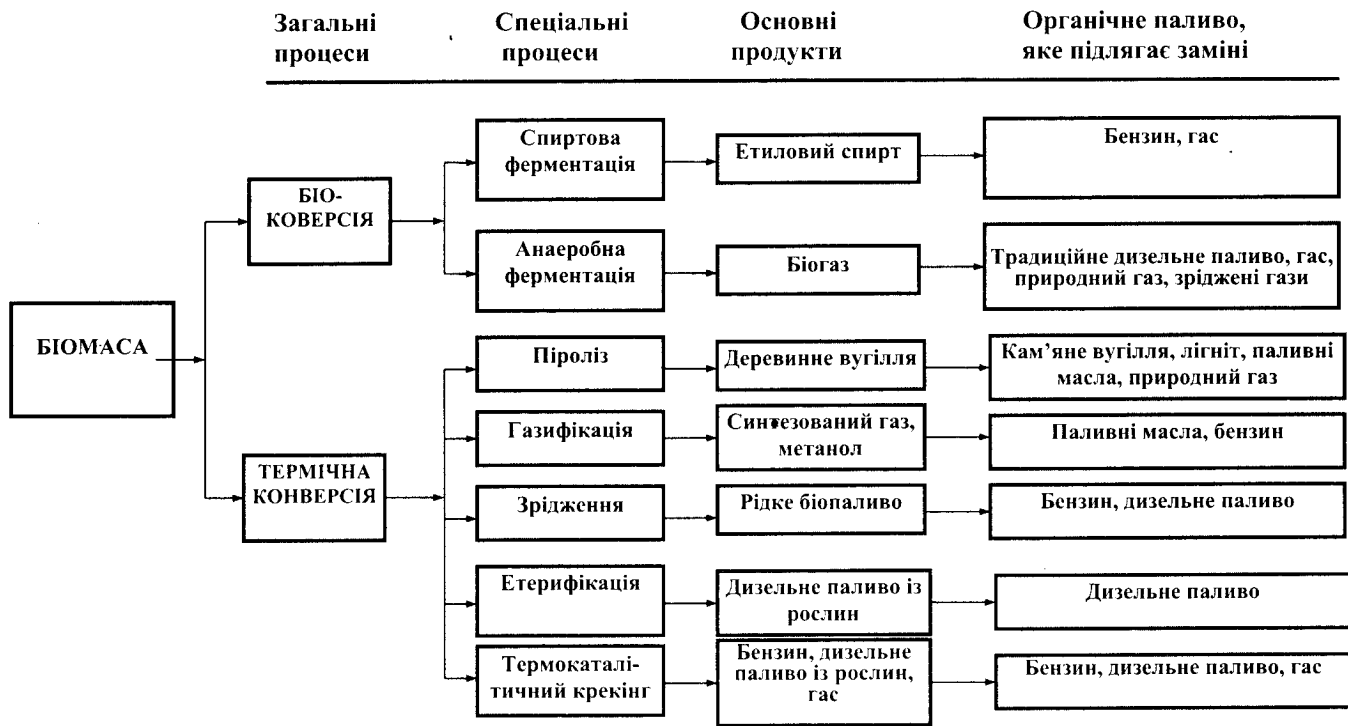


Рис. 5.7. Класифікація методів перетворення енергії біомаси

# БІОСИРОВИНА

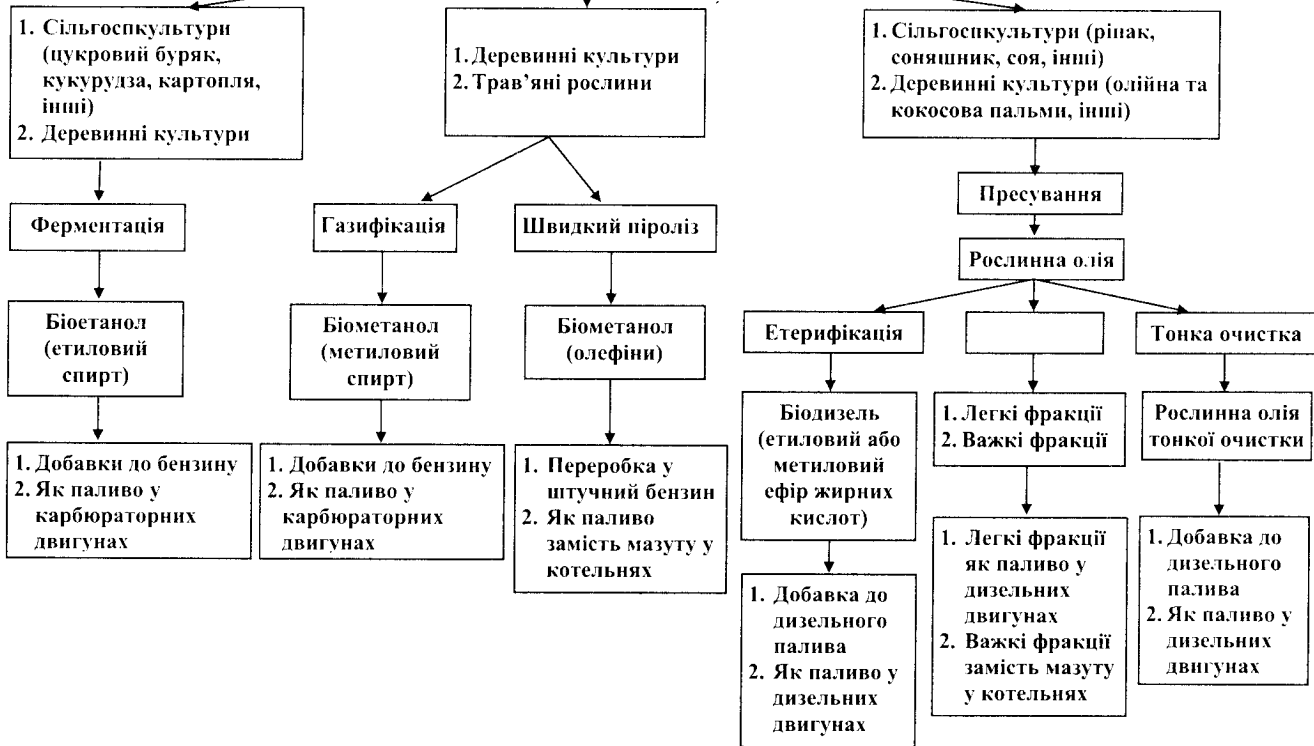


Рис. 5.8. Схема виробництва рідкого біопалива

### 5.3.1 Пряме спалювання біомаси

Пряме спалювання біомаси в атмосфері повітря є одним із найбільш давніх методів отримання теплової енергії. У ряді застосувань такий спосіб вважається одним із найбільш економічних, проте є ряд проблем при його практичному використанні. Головною з них є досягнення найбільш повного згоряння палива, в результаті якого утворюються двоокис вуглецю і водяна пара, що не шкодить навколишньому середовищу.

На практиці різний хімічний склад та особливості фізичних властивостей різних видів біомаси спричиняють ряд проблем як при її спалюванні, так і в емісії компонентів, які є побічними продуктами процесу. Спалювання соломи, деревини та ін. через високий вміст вологи (до 60% від загальної маси), велику кількість попелу (до 10%), низьку щільність та значний вміст летких складових (до 70-80%), характеризується низкою технічних ускладнень, викликаних [56]:

- низькою питомою теплотою згоряння на одиницю маси;
- значними коливаннями фізико-хімічних властивостей біомаси;
- складностями контролю швидкості горіння та забезпечення постійного дозування;
- великою площею складування та проблемами транспортування;
- значною емісією токсичних елементів.

Процес спалювання потребує забезпечення доступу повітря, кількість якого залежить від маси та властивостей сировини, що спалюється. Процес спалювання деревини проходить три фази :

- висушування біомаси;
- термохімічний розклад (газифікація та спалювання);
- перетворення деревного вугілля в попіл [56].

Підтримання безперервності процесу спалювання викликає "поглинання" частини виробленої теплової енергії біомасою, зокрема, на її висушування. Під час розкладу твердого біопалива леткі речовини (гази) спалюються полум'ям, а тверді частинки тліють. При спалюванні деревини близько 80% паливної речовини перетворюється в газ, а інша частина перетворюється спочатку в деревне вугілля, а потім – на попіл. Подрібнення біомаси дозволяє покращити контакт кисню з паливними компонентами, що сприяє кращому спалюванню. Вологомісткість спалюваної сировини знижує теплоту згоряння, впливаючи на теплосефективність процесу спалювання. Спалювання біомаси вологомісткістю 55-60% робить практично неможливим не лише отримання теплової енергії, але й підтримання неперервності процесу спалювання. Правильний перебіг спалювання потребує відповідної температури, надлишку повітря та відповідного за тривалістю проміжку часу. Незадовільний перебіг спалювання збільшує емісію CO, NO<sub>x</sub> та інших токсичних речовин, а також кількості деревного вугілля в попілі. На вибір техніки і технології спалювання палива з соломи та деревини істотно впливає спосіб отримання та ступінь подрібнення сировини. Спалювання дерева та соломи способом, який забезпечує задовільну охорону навколишнього середовища, є складним процесом, оскільки у топкових газах, окрім продуктів

теплогового розпаду біомаси – таких як  $\text{CO}$ ,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$ , летких органічних сполук та пилу, часто знаходяться і токсичні сполуки (феноли з деревини, особливо її відходів). Додатковою проблемою при спалюванні соломи є плавлення попелу та обліплювання шлаками колосникових решіток [56].

Деревина серед твердих палив найбільш багата газом. У першій фазі спалювання при недостатній кількості кисню відбувається виділення газів, які легко спалюються, таких як водень та окис вуглецю, які згоряють у другій фазі процесу при надлишку кисню і викликають швидкий ріст температури. Як залишок від газифікації утворюється деревинне вугілля, яке спалюється при температурі близько  $500^\circ\text{C}$  (тверде дерево). У випадку великого вмісту смоли у деревині температура згоряння може знизитися навіть до  $180^\circ\text{C}$ . Рациональне протікання процесу горіння вимагає сталості його стехіометрії, тобто забезпечення відповідного надлишку повітря, що обумовлюється стехіометричним коефіцієнтом  $\alpha$ . Для ефективного протікання процесу горіння деревини у природному вигляді величина повинна знаходитись у межах 1,4-1,6 (рис. 5.9) [6, 56]. За такої величини  $\alpha$  у димовому газі буде знаходитися близько 7,5% сухого  $\text{O}_2$  і близько 13%  $\text{CO}_2$ .

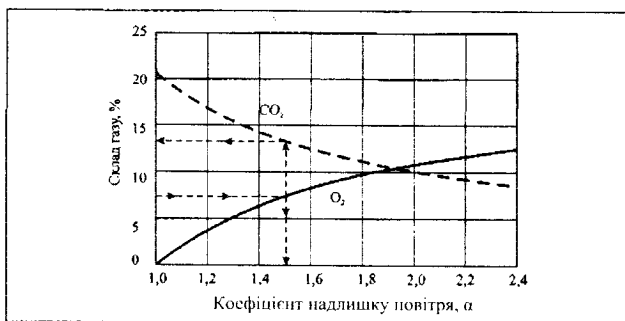


Рис. 5.9. Рациональний коефіцієнт надлишку повітря  $\alpha$  при спалюванні деревини (ефективне спалювання)

Враховуючи практичну неможливість регулювання величини стехіометрії в процесі горіння, спалювання деревини має проходити при надлишковій кількості кисню. У залежності від виду палива та заповнення камери згоряння дійсний коефіцієнт надлишку повітря складає 1,5-2,0. Найвищі величини  $\alpha$  (навіть  $>2,0$ ) можливі при спалюванні поліп, середні (1,4-1,6) належать до зрубків дерев, а найнижчі (1,2-1,3) необхідні для пилу, тирси та брикетів (гранул). Надлишкова величина коефіцієнта  $\alpha$  підвищує температуру в камері спалювання і може викликати плавлення попелу.

До технічних пристроїв, що застосовуються для прямого спалювання біомаси, відносяться печі, топки, камери згоряння. Біомаса може використовуватися при прямому спалюванні в енергетичних установках у факелі, киплячому або щільному шарі з подальшим отриманням теплової та електричної енергії. Основна промислова технологія цього напрямку – пряме спалювання в котлі і генерування електроенергії в паротурбінній установці.

У найбільш простих печах для зрубків дерев із проточною системою спалювання паливо спрямовується шнековим транспортером знизу, а вторинне (додаткове) повітря (іноді й третинне) підводяться особливими каналами до камери згоряння. Топкові гази відводяться в теплообмінник і далі у комин [6].

Теплотехнічні особливості сільськогосподарських твердих біопалив, що полягають у виділенні великої кількості летких сполук при температурі 250-300°C, використовують в установках з камерами попереднього спалювання, з'єднаних із котлами, що працюють на рідкому або газовому паливі.

Спеціалізовані установки для спалювання деревинної біомаси часто мають дві розташовані послідовно камери згоряння, в яких конструктивно розділено дві основні фази енергоперетворення біомаси (газифікації та спалювання виробленого газу з підведенням вторинного повітря). В камері попереднього спалювання проходить горіння (тління) біомаси без достатнього доступу кисню (газифікація). Підігрівання органічної речовини в першій камері необхідне для швидкого виділення летких сполук. У другій камері за допомогою додаткового повітря відбувається спалювання леткого газу. Такі установки в першу чергу застосовують при необхідності отримання невеликих теплових потужностей і використанні подрібнених відходів деревопереробної промисловості. Схема установки двокамерного типу для спалювання біопалива з його гравітаційною подачею наведена на рис. 5.10.

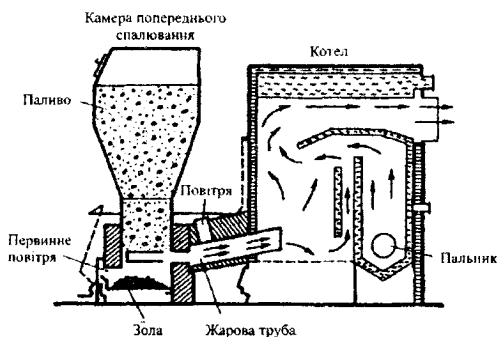


Рис. 5.10. Схема установки двокамерного типу для спалювання біопалива з його гравітаційною подачею

Солома в залежності від форми її збирання може бути в різному вигляді: в маленьких прямокутних тюках, у циліндричних рулонах великого розміру, у прямокутних тюках великого розміру. Враховуючи таке велике різноманіття форм соломи, що збирається, у поєднанні з видовим розмаїттям (пшениця, ріпак, міскант), підготовка соломи до спалювання є більш трудомісткою, ніж дерева. У печі солому можна завантажувати вручну або механічним шляхом. Конструкції печей для спалювання соломи мають різну продуктивність і займають діапазон від печей з малою тепловою продуктивністю, пристосованих для одноквартирних будинків, до печей з високою тепловою продуктивністю, які забезпечують цілі



села теплою водою для опалювання в зимовий період і протягом усього календарного року [6].

У печах, призначених для спалювання тюків із соломи, застосовують досить прості технологічні рішення. Солому в пресованому вигляді розміщують у середині камери згоряння (рис. 5.11). Такі пристрої дають низький коефіцієнт корисної дії, який не перевищує 40%, і обумовлюють викиди в атмосферу досить великої кількості  $\text{CO}_2$  та пилу [6].



Рис. 5.11. Котел для спалювання великогабаритних тюків соломи

Оскільки такі печі призначені для невеликих теплових потужностей (до кількох МВт), у них спалюють незначну кількість біопалива. Тому топкові гази, що виділяються цими печами, не спричиняють серйозної екологічної загрози. Для спалювання соломи у тюках існують котли з циклічною (рис. 5.16 та 5.17) або безперервною подачею палива (рис. 5.12).

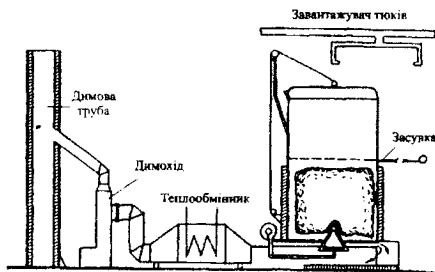


Рис. 5.12. Схема установки для спалювання тюків соломи з періодичним завантаженням та винесеним теплообмінником

Такі котли являють собою двостінні місткості, на передній стінці яких є люк таких розмірів, щоб тюк через нього вільно проходив до камери згоряння. При відкритому люці котел може охолоджуватися, тому завантаження тюків повинне проходити швидко. Існують також котли, де тюки подаються через шлюз (рис. 5.13). Для збільшення ефективності на котлах установлюють баки-акумулятори гарячої води [6].

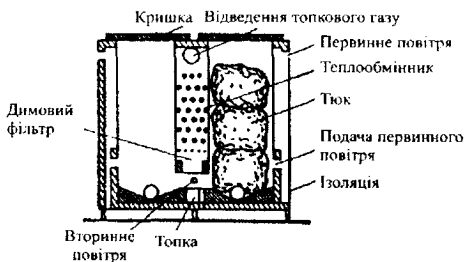


Рис. 5.13. Котел для безперервного спалювання тюків соломи

Спалювання соломи в печах проходить подібно до спалювання деревини. У першій фазі з соломи виділяються вода та леткі речовини, а у другій фазі відбувається безполуменеве спалювання вугільних сполук. У порівнянні зі спалюванням деревини обидві фази спалювання соломи проходять повільніше, що при застосуванні подрібненої соломи робить необхідним постійну подачу матеріалу. До того ж при спалюванні соломи утворюється значно більша кількість попелу, ніж при спалюванні деревини, а також існує тенденція до його агломерації вже при температурі  $700-900^{\circ}\text{C}$ . У зв'язку з цим застосовують спеціальну конструкцію рухомої колосникової решітки. Найкращого перебігу процесу спалювання соломи досягають при температурі в межах  $850-900^{\circ}\text{C}$ . Коефіцієнт корисної дії котла значно зменшується, якщо солома волога, що викликає труднощі щодо підтримання необхідної температури в камері згоряння. Частинки пилу, які утворюються під час спалювання соломи, характеризуються дуже малими розмірами ( $10-15$  мкм), що створює труднощі при очистці димових газів у циклонах та мультициклонах [6]. При підвищенні одиничної потужності установок камери попереднього спалювання не застосовують. У цьому випадку використовують ступінчастий колосник, шнекову або пневматичну подачу біопалива (рис. 5.14).

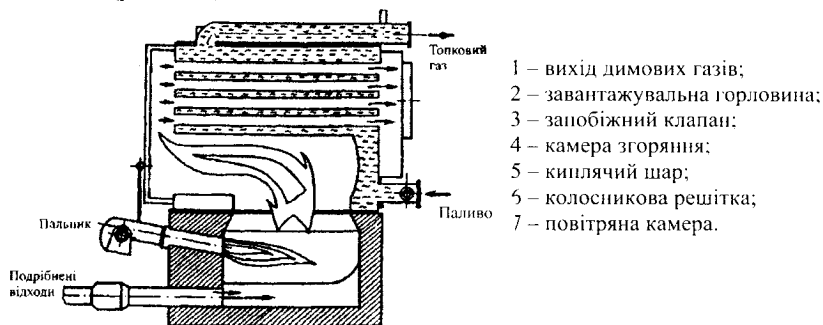


Рис. 5.14. Схема спалювання подрібненої соломи з її пневматичною подачею

В усіх цих випадках для повного згоряння газів, які утворюються в процесі газифікації органічної речовини, застосовують підведення вторинного повітря, а також збільшують об'єм топкової камери. Установки з автоматичним заванта-

женням палива відрізняються тим, що до їх складу входить пристрій для дозування кількості біопалива та автоматичної безперервної або циклічної подачі палива в топку.

Незручності спалювання, викликані властивостями біомаси як твердого палива, стали причиною створення печей, у яких біомаса, подрібнена на частинки розміром не більше 5 мм, спалюється в камері у завислому стані. Таке спалювання повинне проходити при наявності надлишку повітря і стає причиною великих втрат теплоти з тоновими газами, що значно зменшує теплосфektivність установок.

Вдосконаленням даного способу є сучасне спалювання у флюїдальних печах. Паливо у вигляді подрібнених частинок біомаси підвішують у потоці повітря (рис. 5.15) разом із частинками матеріалів, що спеціально додаються (кварцовий пісок), створюючи шар, який поводить ся як кипляча рідина й частинки якого не виносяться потоком повітря, що нагнітається із дна камери [6].

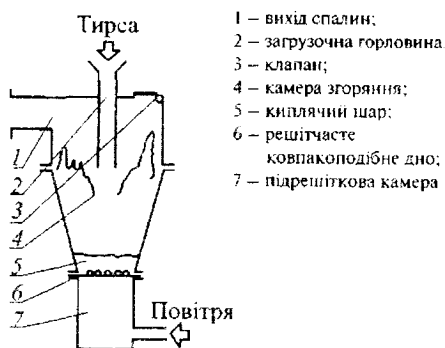


Рис. 5.15. Флюїдальна піч для спалювання дрібнозернистого палива у киплячому шарі

При перемішуванні частинок палива з повітрям на великій поверхні їх контакту збільшується інтенсивність спалювання. Існування киплячого шару забезпечується вентилятором, продуктивність якого регулюється. Клапан (3), закріплений на верхній частині кришки, запобігає вибуху. Піч гравітаційно завантажується паливом через трубчастий дозатор і завантажувальну горловину (2). Бункер для відходів знаходиться зовні котла. Така конструкція печі дозволяє зменшити розміри камери згорання (4), а також знизити температуру спалювання до 800-900°C. Флюїдальне спалювання при атмосферному або підвищеному тиску збільшує коефіцієнт корисної дії і зменшує розміри установок. Флюїдальні напірні печі вимагають застосування відповідного вентилятора.

### 5.3.2 Піроліз біомаси

Піроліз визначається як хімічне перетворення одних органічних сполук в інші під дією теплоти або як суха перегонка без доступу окислювачів (кисню, повітря).

Розроблено ряд технологічних процесів піролізу біомаси, експлуатаційні умови кожного з процесів визначаються природою сировини, методами переробки та заданими продуктами виробництва.

Характеристика продуктів піролізу залежить від типу сировини та умов проведення процесу. Основними продуктами піролізу можуть бути вуглиста речовина, паливна рідина, паливні гази, причому часто технологічний процес орієнтовано на переважне отримання якогось одного з продуктів піролізу.

По мірі нагрівання в камерах згоряння або інших пристроях біомаса розкладається – відділяються леткі речовини і залишається вуглиста речовина з великою кількістю мінеральних сполук. Леткі речовини мають у своєму складі CO, CO<sub>2</sub>, деяку кількість вуглеводнів та водню. Та частина летких речовин, що конденсується, складається з води і низькомолекулярних органічних сполук (альдегіди, кетони, кислоти, спирти). До складу смоляної фракції в основному входять високомолекулярні цукри, похідні фурану і фенольні сполуки.

Піроліз біомаси проходить при достатньо високих температурах з утворенням горючих газів, які потім використовуються для підігріву реактора. При низькотемпературному піролізі утворюється значна кількість вуглистих залишків, тому для збільшення виходу газів піроліз необхідно проводити при якомога вищих температурах.

Ефективність згоряння отриманого в процесі піролізу палива залежить від кількості та температури повітря, яке подається в систему.

Піроліз або термоліз фактично є стадією газифікації, більш детальний опис газифікації поданий нижче.

### 5.3.3 Газифікація біомаси

Газифікація біомаси – це перетворення твердих відходів біомаси в горючі гази шляхом неповного їх окислення повітрям (киснем, водяною парою) при високій температурі. Газифікувати можна практично будь-яке паливо, в результаті одержують генераторні гази, що мають великий діапазон використання у якості палива для отримання теплової енергії в різних промислових процесах, у двигунах внутрішнього згоряння, у якості сировини для отримання водню, аміаку, метилового спирту і синтетичного рідкого палива.

В 50-ті роки ХХ століття в Україні вироблялось і використовувалось близько 18 млрд м<sup>3</sup> генераторного газу, сировиною для якого була деревина, торф, вугілля. На сьогодні виготовлення обладнання для термохімічної конверсії біомаси практично може здійснюватися на більшості механічних заводів України. Промисловістю серійно випускаються газові турбіни та дизельні електростанції, що можуть бути конвертовані на низькокалорійний генераторний газ. Найбільш конкурентоспроможними на сьогодні можуть бути установки, в яких за допомогою генераторного газу виробляється одночасно теплота і електроенергія.

Термічний розпад деревини проходить у послідовних фазах, що відбуваються одна за одною [6]:

- виділення води (температура до 170°C);
- виділення CO та CO<sub>2</sub> (температура 170-270°C);
- виділення з вуглеводнів летких речовин (температура 250-350°C).

Газифікація деревини та іншої лігніноцелюлозної сировини в першій половині XX століття була одним із основних методів отримання паливних газів. Такі гази мали в своєму складі значну кількість твердих часток, тому безпосередньо могли бути використані тільки в різних топкових системах; для застосування в двигунах внутрішнього згоряння гази проходили процеси сушіння та очищення.

Газифікатори мають різну продуктивність із різним виходом енергії в паливному газі. Низькокалорійний газ може бути отриманий шляхом газифікації різних видів біомаси:

- органічних компонентів твердих міських відходів, у тому числі паперу, тканин, гуми, трави, обрізків деревини, харчових відходів;
- відходів лісу, в тому числі обрізків деревини, кори, тирси, деревного вугілля;
- сільськогосподарських відходів, які утворюються після збору врожаю (стрижні кукурудзи, відходи злакових та бобових культур, льону тощо).

Газифікатори класифікуються у відповідності з характером біомаси, що переробляється, та особливостями апаратурного оформлення і дії.

За призначенням газифікатори поділяються на стаціонарні та транспортні; за місцем підведення окислювача (так званого дуття) і відведення газів – на вертикальні прямі (рух дуття знизу вгору), вертикальні повернуті (рух дуття зверху вниз) та горизонтальні. Основними типами газифікаторів для періодичної та безперервної газифікації є реактори з нерухомим (щільним) шаром сировини, з шаром сировини, що перемішується, із псевдозрідженим шаром, з шаром сировини, що обертається, та реактори з проштовхуванням шару сировини.

Незважаючи на велику різноманітність способів газифікації, всі вони характеризуються одними й тими ж реакціями. У загальному вигляді (рис. 5.16) газифікатор являє собою шахту, внутрішні стінки якої футеровані вогнетривкими матеріалами. З однієї сторони цієї шахти подається паливо, а з протилежної – окислювач. Шар палива підтримується колосниковою решіткою.

Спочатку дуття проходить через шар золи та шлаку, де частково нагрівається (0 зона), і подається в шар сильно розігрітого палива (окислювальна зона I). Утворені продукти згоряння піднімаються вгору по газифікатору і в області зони газифікації (II) вступають у реакцію з горючими елементами палива, відновлюючись до окису вуглецю і водню. При подальшому русі сильно розігріті продукти відновлення збагачуються продуктами пірогенного розкладу палива (гази, смоли, водяна пара), що утворюються в зоні III [1, 6].

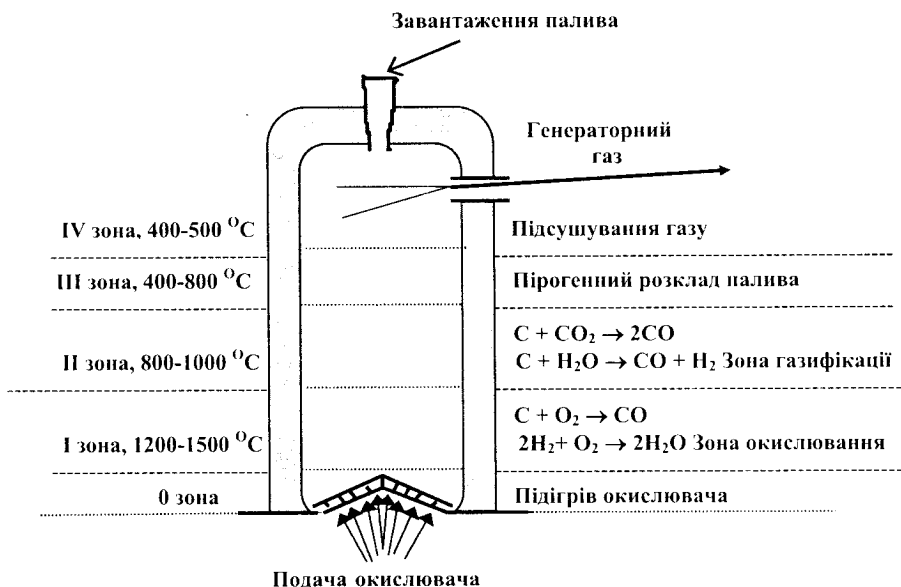


Рис. 5.16. Газифікатор палива

За способом подачі дуття газифікатори поділяються на реактори з повітряним дуттям, у яких отримують низькокалорійний "повітряний" газ із теплою згоряння 3,8-4,5 МДж/м<sup>3</sup> (1,06-1,25 кВт·год/м<sup>3</sup>), та реактори з кисневим дуттям, у яких отримують висококалорійний так званий кисневий газ з теплою згоряння 5-8,8 МДж/м<sup>3</sup> (1,39-2,44 кВт·год/м<sup>3</sup>), у складі якого менше азоту. При подачі в сильно розігрітий шар палива водяної пари отримують так званий "водяний газ" із теплою згоряння 10-13,4 МДж/м<sup>3</sup> (2,78-3,72 кВт·год/м<sup>3</sup>) [1, 6].

Газифікатори експлуатуються як в умовах атмосферного тиску, так і при більш високому тиску; з підвищенням тиску продуктивність реактора збільшується і об'єм реактора можна зменшити. Однак реактори високого тиску потребують спеціального обладнання і комунікацій, тому зараз більшість реакторів для газифікації біомаси експлуатуються при атмосферному тиску.

Оскільки виробництво газу відбувається в умовах обмеженого доступу кисню з повітря, зменшуються втрати теплоти, а топкові гази не містять твердих частинок. Конструкція газогенераторів та спосіб газифікації залежать від розмірів установки, виду та якості біомаси, а також способу використання газу. Технологічне рішення з нижнім забором генераторного газу (рис. 5.17, а) застосовується у генераторах потужністю до 1 МВт і вимагає дотримання постійних розмірів, видів та вологості подрібненої біомаси, а якість газу, що виробляється, є високою і досить стабільною. Конструкція газового генератора з верхнім забором газу (рис. 5.17, б) застосовується в генераторах більшої потужності, до декількох МВт. У даному випадку вимоги до біопалива менш жорсткі, проте якість газу і його стабільність нижчі.

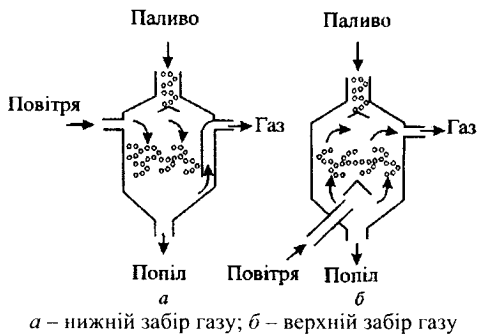


Рис. 5.17. Схеми газівих генераторів

Так само як і для процесів спалювання, для газифікації біомаси застосовують флюїдальні генератори, схематично показані на рисунку 5.18. Перевагою цих генераторів є можливість їх використання у великих установках потужністю більше 100 МВт і невелика імовірність агломерації попелу завдяки відносно низькій температурі протікання процесу, яка не перевищує 800-900°C [6].

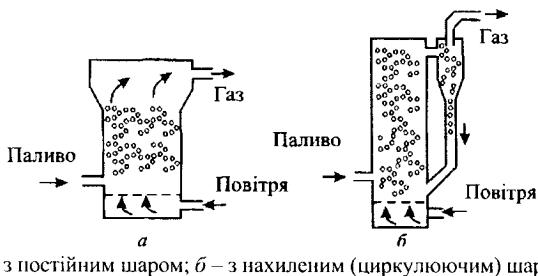


Рис. 5.18. Схеми флюїдальних газівих генераторів

Оскільки піроліз біомаси є частиною процесу газифікації органічної матерії, який полягає у її розкладанні теплотою при наявності повітря, його можна порівняти з неповним спалюванням біомаси (твердого палива) при застосуванні кисню (повітря) та водяної пари. Піроліз проходить при температурі 1000°C, а його продуктом є суміш горючих газів, що містить окис вуглецю (CO), водень (H<sub>2</sub>) та сліди метану (CH<sub>4</sub>). Різновидом газівих генераторів є піролізні генератори.

Сучасним етапом технологічного та технічного розвитку отримання енергії з біомаси шляхом термохімічної конверсії є об'єднання газифікації біомаси з роботою газівих турбін у так званих змішаних системах.

У конструктивно-технологічному рішенні, наведеному на рис. 5.18, біомасу газифікують у флюїдальному газовому генераторі. При спалюванні газу утворюється пара, що приводить у рух турбіну, яка працює разом з електричним генератором. Конденсат із турбіни спрямовується в котел.

Електростанції, які працюють на біомасі й використовують систему "котел – парова" турбіна (рис. 5.19), незважаючи на простоту конструкції у порівнянні з електростанціями, що працюють на нафтопродуктах або природному газі, характеризуються більш високими інвестиційними витратами (топки для біомаси більші за розмірами та дорожчі) і нижчим коефіцієнтом корисної дії (через неоднорідність та мінливість якості біомаси як палива). Коефіцієнт корисної дії цих систем не перевищує 35-37% [6].

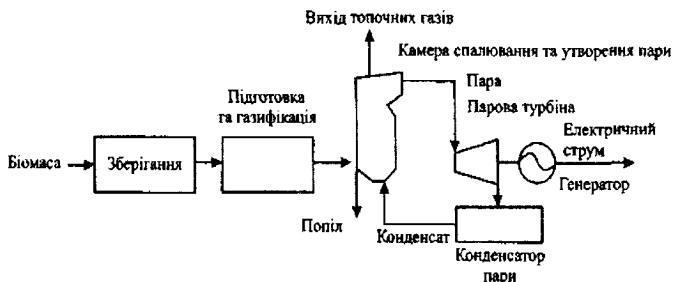


Рис. 5.19. Схема комбінованої системи перетворення біомаси в електроенергію

Подальшим розвитком енергогенеруючих систем є інтеграція генератора для газифікації біомаси та газової турбіни з паровим котлом, схема яких наведена на рисунку 5.20 [6].

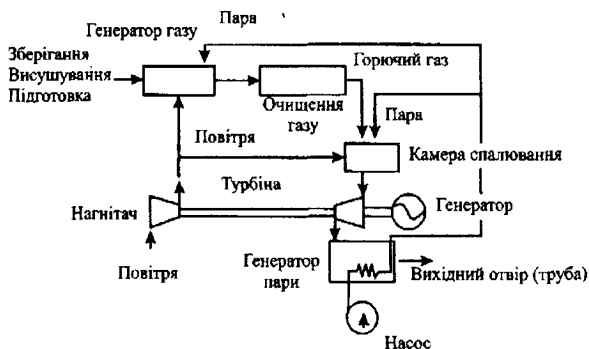


Рис. 5.20. Схема інтегрованої системи трансформації біомаси в електроенергію

Газифікація біомаси відбувається у флюїдальному газифікаторі з підвищеним тиском, а вироблений газ після проходження через сепаратор і камеру спалювання приводить у рух газову турбіну, що працює разом з електричним генератором. Таке рішення являє собою поєднання газифікації біомаси та змішаного циклу роботи турбін, що має на меті збільшення коефіцієнта корисної дії перетворення енергії, яка міститься в біомасі.



Одержання теплової енергії з відходів деревини і соломи є рентабельним для України сьогодні навіть при використанні імпортних котлів. Найбільш рентабельним є виробництво технологічної пари при великому періоді завантаження установки.

Біоенергетичне обладнання закордонного виробництва є досить дорогим і далеко не всі українські підприємства мають фінансові можливості для його придбання, що є одним з найбільш значущих бар'єрів розвитку біоенергетичних технологій. Найбільш доцільно почати випуск в Україні біоенергетичного обладнання, у якому частка закордонних комплектуючих буде становити до 25-40%. При цьому вартість біоенергетичного обладнання українського виробництва значно знижується [6].

### **5.3.4 Анаеробна ферментація біомаси**

Одним з ефективних шляхів доповнення та заміни традиційних паливно-енергетичних ресурсів, особливо в сільській місцевості, є виробництво та застосування біогазу, який утворюється в результаті використання технологій метанової анаеробної ферментації відходів рослинної біомаси та біомаси тваринництва. Для виробництва біогазу придатними є різноманітні відходи агропромислових виробництв, що містять целюлозу та різні цукри, які при застосуванні певних технологічних умов підлягають ферментації – проходженню біохімічних процесів, кінцевим результатом яких є отримання біогазу та концентрованих органічних добрив.

#### **5.3.4.1 Технології отримання та використання біогазу**

В останні роки застосування біогазових технологій отримало розповсюдження як у країнах, що розвиваються, так і в промислово розвинених країнах. У Західній Європі приблизно  $\frac{3}{4}$  біогазового обладнання припадає на невеликі установки з ємністю реакторів від 100 до 300 м<sup>3</sup>, що утилізують в основному відходи тваринництва. Близько 90 великих промислових установок з робочим об'ємом до 5000 м<sup>3</sup> застосовують для переробки стоків гною. Доцільність автономного енергозабезпечення ферм за рахунок власного джерела енергії та необхідність зменшення шкідливих викидів в оточуюче середовище роблять енергетичний біогазовий блок обов'язковим елементом сучасних сільськогосподарських комплексів.

Вміст органічних речовин у біомасі, що піддається ферментації, становить [6]:

- у стоках – 0,04-0,06%;
- у харчових відходах – 15%;
- у гної та гноївці – 15-20%.

Іншим джерелом біогазу є звалища сміття. Запаси твердих побутових відходів (ТПВ) в Україні орієнтовно становлять 460-490 млн м<sup>3</sup>. З урахуванням ряду обставин вважають, що приблизно на 50% звалищ можна продукувати біогаз. Для розрахунків середню густину ТПВ у тілі звалища прийнято на рівні 0,8 т/м<sup>3</sup>, вміст органіки – 60%, термін розкладання органіки в анаеробних

умовах – 40% протягом 20 років, нижню теплоту згоряння біогазу – 20,95 МДж/м<sup>3</sup>. За таких обмежень потенціально можливі добування біогазу зі звалищ можуть становити 2300 млн м<sup>3</sup>/рік, що еквівалентне 1,6 млн т умовного палива [6].

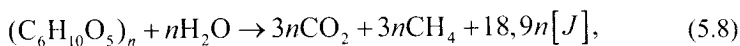
Виробництво біогазу є найбільш ефективним при ферментації тваринних відходів, таких як гноївка чи гній. Їх можна перемішувати з іншими господарськими відходами або відходами переробки сировини харчової промисловості. У залежності від складу сировини, що переробляється, можна очікувати вихід біогазу різного рівня та енергетичної цінності. Кількість утворених відходів залежить від віку та виду тварин, яких розводять, а також від пори року. Середня кількість біогазу, яку можна отримати з 1 м<sup>3</sup> тваринних відходів, оцінюється у 20–25 м<sup>3</sup>, хоча рентабельною кількістю в техніко-економічному відношенні вважається 30–35 м<sup>3</sup>. Таку кількість біогазу можна отримати шляхом сполучення відходів тварин та господарських відходів з іншою речовиною, яка відрізняється високим вмістом сухої органічної маси, а саме з відходами підприємств харчової промисловості або рослинною масою (особливо травою з площ під паром). За існуючими даними, добавка 10% за масою силосу з кукурудзи при вологомiсткостi 30% до гноївки ( $W=85\%$ ) збільшує виробництво біогазу на 50–60%, а добавки 5% за об'ємом відходів гліцерину (від виробництва біодизелю при  $W=71\%$ ) збільшує кількість біогазу, що виробляється, на 60–70%. Значно збільшує вихід біогазу на одиницю об'єму сировини додавання жирів і комунальних стоків з господарств, розміщених неподалік [6].

Сировину, що підлягає анаеробному зброджуванню, поділяють на 3 основних категорії:

- сільськогосподарську – гноївка, гній (враховуючи більшу гідратацію лише як додатковий матеріал), енергетичні культури, залишки біомаси та інше;
- промислову – крохмаль, відходи скотобосень, молочних та цукрових заводів, фармацевтичної, косметичної та паперової промисловості тощо;
- господарську – органічні відходи, комунальні стоки тощо.

Ферментаційний матеріал також поділяють на основний (ферментація якого може протікати самостійно, без додавання інших речовин) та допоміжний. Основним ферментаційним матеріалом вважають гній, гноївку, молоду траву, а допоміжним – рослинні відходи від фруктів, органічні відходи, залишки їжі, жири, м'яса, органічні продукти, що розпадаються природно-біологічним шляхом, господарські стоки тощо.

Розпад целюлози у процесі метанового бродіння протікає наступним чином [6]:



де  $n$  – кількість молекул або глюкозних залишків;

$H_2O$  – вода;  $(C_6H_{10}O_5)_n$  – целюлоза;  $CO_2$  – двоокис вуглецю;

$CH_4$  – метан;  $[J]$  – енергія (теплова).

У процесі анаеробної ферментації складні органічні речовини розкладаються до  $\text{CO}_2$  і  $\text{CH}_4$ , причому на частку метану приходить приблизно 90% енергії, яка знаходиться в субстраті. Технологічний процес анаеробного зброджування біомаси проводиться без доступу кисню в спеціальних реакторах-метантенках, конструкція яких забезпечує максимальне виділення метану.

У процесі анаеробної ферментації приймають участь різні види мікроорганізмів; з точки зору температурних умов проходження реакцій можна виділити два основних види мікроорганізмів – термофіли, активні при 45-70°C, та мезофіли, активні при 20-40°C. Протягом усієї історії вивчення даного процесу уявлення про його механізм дещо змінювалось. Сучасне уявлення про проходження перетворень у процесі анаеробної ферментації біомаси в схематичному вигляді показано на рисунку 5.21 [1, 6].

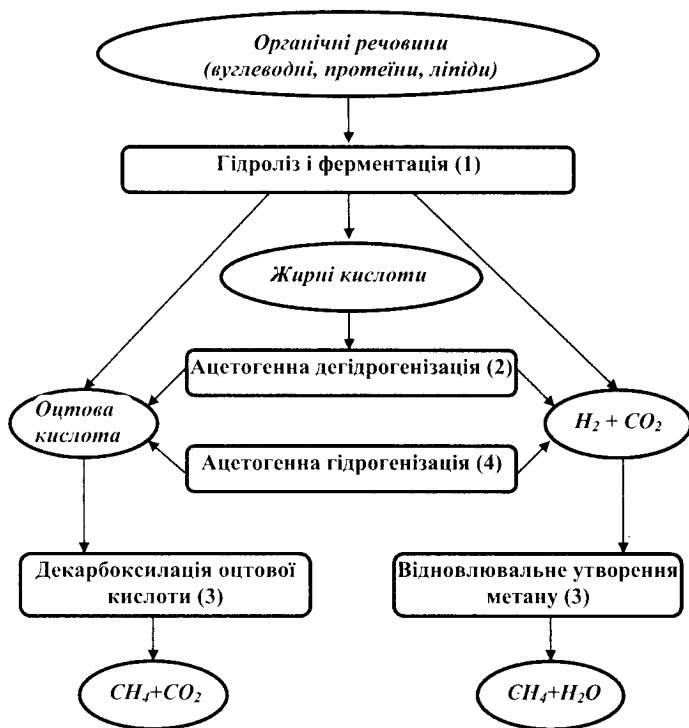


Рис. 5.21. Схема повного анаеробного розкладу органічної речовини

Найбільш ефективними вважаються біогазові реактори, що працюють у термофільному режимі 52-56°C. На таких установках з триденною ферментацією гною вихід біогазу становить 4,5 л на кожен літр корисного об'єму реактора.

В процесі експлуатації біогазових реакторів необхідно постійно проводити контроль за показником рН, оптимальне значення якого знаходиться в межах 6,7-7,6. Регулювання цього показника, як правило, здійснюється шляхом додавання розчину вапна.

Біогаз, отриманий в результаті анаеробної переробки біомаси, складається з 60-70% метану, 30-40% вуглекислого газу, домішків сірководню, водню, аміаку та окислів азоту. Вилучення шкідливих компонентів біогазу є обов'язковим при експлуатації біоенергетичного обладнання.

Концентрація живильних речовин та співвідношення вуглецю і азоту впливають на проходження реакцій (оптимальне співвідношення С/Н=20/1-30/1). Орієнтовний вміст азоту та співвідношення вуглецю і азоту в різних відходах (за сухою масою) в таблиці 5.21 [1, 6].

Таблиця 5.21. Орієнтовний вміст азоту та співвідношення вуглецю і азоту в різних відходах (за сухою масою)

Вид відходів	Вміст загального азоту, N, %	Співвідношення С/Н
<b>Тваринницькі ферми</b>		
Сеча	15-18	0,8
Суміш відходів боєнь	7-10	2
Послід птиці	6,3	-
Гній:		
овець	3,8	-
свиней	3,8	-
коней	2,3	25
корів	1,8	18
<b>Рослинні відходи</b>		
Солома	1,1	48
Відходи льону	1,0	58
Сира тирса	0,25	208

Як видно, не тільки різні види біомаси, але й різні види гною мають різний вміст основних елементів. Залежність продуктивності зброджування від виду біомаси показано в таблиці 5.22.

Таблиця 5.22. Залежність продуктивності зброджування від виду біомаси

Відходи	Вихід біогазу, м <sup>3</sup> /кг сухої органічної речовини	Збільшення продуктивності, %
Гній ВРХ + гній свиней (1:1)	0,510	7,0
Гній ВРХ + бур'яни (1:1)	0,363	5,0
Гній ВРХ + курячий послід (1:1)	0,528	6,0
Гній свиней + курячий послід (1:1)	0,634	6,0
Гній свиней + курячий послід + гній ВРХ (1:0,5:0,5)	0,585	11,0

Збільшення продуктивності процесу анаеробної ферментації можна досягти, застосовуючи у якості сировини суміш різних сільськогосподарських

відходів. При необхідності у вихідну біомасу для інтенсифікації процесу додають органічні катализатори, якими можуть бути глюкоза і целюлоза.

Ефективною сировиною для виробництва біогазу можуть бути різні види відходів (таблиця 5.23) [1, 6].

Таблиця 5.23. Сировина для виробництва біогазу

№ п/п	Вид сировини	Вихід біогазу з 1 т сухої речовини	
		м <sup>3</sup>	кг у.п.
1.	Гній великої рогатої худоби	200-400	160-320
2.	Гній свиней	до 600	до 480
3.	Послід курей та іншої птиці	до 660	до 530
4.	Гичка буряків	400-600	320-480
5.	Солома злакових культур	300-400	240-320
6.	Комунально-побутові стоки міст і селищ	300-400	240-320
7.	Тверді побутові відходи міст і селищ	300-400	240-320
8.	Відходи харчової, м'ясомолочної, мікробіологічної промисловості	300-600	240-480
9.	Бур'яни	280	225
10.	Відходи силосування	250	200

Для підвищення ефективності процесу анаеробної ферментації в процесі всього періоду зброджування проводиться активне перемішування біомаси, що скорочує термін зброджування і збільшує вихід біогазу. Перемішування здійснюється:

- механічними мішалками різної форми або фекальними насосами з приводом від електродвигуна;
- гідравлічними насадками за рахунок енергії струменя зброджуваної біомаси, що перекачується насосом;
- надлишковим тиском біогазу, який пропускається через барботер або трубку, розміщену в нижній частині реактора.

Залишок, який утворюється в результаті анаеробної ферментації, містить значну кількість живильних речовин, склад та кількість яких залежить від складу сировини, що подається в біореактор. При сприятливих умовах розкладається приблизно 70% органічних речовин, 30% попадає в залишок. Перевагою методу анаеробної ферментації є те, що в тій чи іншій формі зберігається практично весь азот із відходів біомаси. Відпрацьована органічна маса після виходу з реактора використовується безпосередньо як добриво.

За рахунок використання біогазу, отриманого в результаті анаеробної ферментації біомаси, можна замінити такі види палива:

- ◆ природний газ та зріджені гази, що використовуються для енергозабезпечення промислових та побутових потреб;

- ◆ бензин, дизельне паливо та гас у двигунах внутрішнього згорання.

Застосування біогазу дає можливість отримувати теплову та електричну енергію, що є особливо привабливим для фермерських господарств; при

масовому поширенні біогазових технологій у сільських регіонах можна досягти значної економії органічного палива.

Підраховано, що річна потреба в біогазі для обігрівання житлового будинку становить приблизно  $45 \text{ м}^3$  на  $1 \text{ м}^2$  житлової площі, добове споживання при нагріванні води для 100 голів великої рогатої худоби –  $5\text{-}6 \text{ м}^3$ , при сушінні 1 т сіна вологістю 40% –  $100 \text{ м}^3$ , при сушінні 1 т зерна –  $15 \text{ м}^3$ , для отримання 1 кВт·год електроенергії –  $0,6\text{-}0,7 \text{ м}^3$ .

Можливість енергозабезпечення невеликих індивідуальних господарств за рахунок біогазу, виробленого з відходів тварин та птиці, показана в таблиці 5.24 [1, 6].

Таблиця 5.24. Кількість тварин або птиці, що забезпечує виробництво біогазу за нормою споживання на одну людину

Призначення біогазу	Річна норма витрат газу на 1 людину		Число тварин або птиці, що забезпечує вихід біогазу за нормою споживання на 1 людину		
	Мкал	т у.п.	ВРХ	Свині	Кури
Приготування їжі	640	0,116	1,5	6	15
Приготування їжі та гаряче водопостачання (плита, водонагрівач)	800	0,182	2	9	23

Енергоємність біогазу у порівнянні з іншими носіями енергії наведена в таблиці 5.25 [6].

Таблиця 5.25. Порівняльні показники традиційних енергоносіїв та біогазу

№ п/п	Продукт	Одиниці вимірювання	Еквівалент $1 \text{ м}^3$ неочищеного біогазу $23 \text{ МДж/м}^3$	Еквівалент $1 \text{ м}^3$ очищеного біогазу $35,2 \text{ МДж/м}^3$
1	Спирт	$\text{дм}^3$	1,10	1,70
2	Бензин	$\text{дм}^3$	0,73	1,10
3	Електроенергія	кВт·год	0,62	0,940
4	Природний газ	$\text{м}^3$	0,61	0,93
5	Вугілля	кг	0,82	1,25

Завдяки своїм високим антидетонаційним властивостям, біогаз може ефективно використовуватись у двигунах внутрішнього згорання. Порівняльні випробування показали, що питомі витрати дизельного палива становили  $220 \text{ г/кВт·год}$  при номінальній потужності, а біогазу –  $0,4 \text{ м}^3/\text{кВт·год}$  [6].

### 5.3.4.2 Характеристики обладнання для виробництва біогазу

Всього у світі зараз використовують або розробляють приблизно 60 різновидів біогазових технологій. Використання біогазових установок (БГУ) для отримання палива і добрив є економічно ефективним. Строк окупності біогазових установок становить від 5 до 10 років.

Біогазові анаеробні установки, в залежності від технологічної схеми проведення процесу метанової ферментації, розрізняються таким чином: - безперервні; - періодичні; - акумулятивні.

При цьому всі біогазові анаеробні установки поділяють на промислові та індивідуальні. До промислових відносять біогазові заводи, що переробляють стоки великих підприємств, біогазові станції – аналоги "європейських" моделей та сільськогосподарські комплекси, що дозволяють проводити метанове зброджування органічних відходів. Індивідуальні установки призначені для покриття потреб дрібних і середніх ферм, присадибних господарств, житлових будинків і теплиць.

За конструктивними рішеннями біогазові анаеробні установки поділяють на такі основні види [62, 63]:

- без підведення теплоти і без перемішування зброджуваного субстрату;
- з підведенням теплоти і з перемішуванням зброджуваного субстрату;
- з попередньою підготовкою субстрату для зброджування, підведенням теплоти, перемішуванням, контролем і керуванням анаеробним процесом.

У залежності від комплектації метантенків виділяють три основних види біогазових анаеробних установок:

- з одноступінчастим метантенком;
- з послідовно з'єднаними метантенками, що працюють у єдиному режимі;
- з паралельно встановленими метантенками, кожен з яких працює незалежно від інших і може зупинятися для розвантаження та вивезення відходів біомаси.

Конструкція біогазових установок залежить від технології одержання газу, що обумовлюється:

- вибором температури зброджування (мезофільний або термофільний процес);
- тривалістю процесу;
- режимом заповнення метантенка (безперервний або періодичний);
- системою теплопостачання метантенка;
- системою збору біогазу із газгольдером чи без газгольдера;
- технологією завантаження сировини, вивантаження шламу, очищення біогазу і т.д.;
- виконанням метантенка (матеріал, конструкція).

Найбільшого поширення метантенки отримали для зброджування гною при безпідстилковому утриманні тварин із застосуванням ґратчастих настилів. При цьому біореактори найчастіше розташовуються під хлівом так, щоб рідкий гній попадав у них самопливом. Це дозволяє проводити процес анаеробної ферментації при температурі навколишнього середовища.

На практиці одержали поширення дві принципові технологічні схеми зброджування: одноступінчасте зброджування та дво- або багаступінчасте зброджування.

Одноступінчасті метантенки застосовувалися як низьконавантажувані; необхідність зброджування великих об'ємів біомаси змусила перейти до застосування високопродуктивних метантенків, у яких інтенсифікація процесу забезпечується за рахунок:

- інтенсивного прогрівання осаду;
- створення систем безперервного перемішування для рівномірного розподілу осаду і зменшення контакту мікроорганізмів із субстратом, що зброджується;
- безупинного завантаження, або принаймні скорочення інтервалів між завантаженнями органічних відходів.

Перехід на термофільні умови процесу зброджування дозволяє одержати високі показники при більш високих дозах завантаження за об'ємом – 18-20% (5,0-5,5 діб), а граничні дози завантаження – 22, 24 і 26% відповідно при температурі 49, 51 і 53-55°C. Навантаження за органічною речовиною, при яких стійко протікає процес, складають 3-4,5 кг/м<sup>3</sup> на добу при мезофільних температурах і 6-7 кг/м<sup>3</sup> на добу – при термофільних [62, 63].

В основі дво- і багатоступінчастого зброджування лежить поділ процесу на стадію інтенсивного зброджування з бурхливим виділенням біогазу, що запобігає розшаруванню осаду (I ступінь) і стадію дотухання процесу, на якій припиняється газовідділення і відбувається розшарування осаду і відділення мулової води. Це веде до зменшення обсягу зброджуваного осаду, який надходить на зневоднювання, що дозволяє скоротити витрати при спорудженні установки. Крім того, за рахунок видалення мулової води в II ступені метантенка збільшується час зброджування осаду, що приводить до поліпшення його водовіддаючих властивостей. При цьому II ступінь може виконуватись у вигляді відкритих залізобетонних або земляних резервуарів, що не мають устаткування для перемішування й обігрівання. У високопродуктивних метантенках не відбувається розшарування осаду і відділення мулової води. У зв'язку з цим більшість закордонних проектів передбачає застосування метантенка II ступеня.

Сучасні біогазові анаеробні установки складаються з наступних основних систем [63]:

- ◆ системи підготовки і подачі сировини в біореактор;
- ◆ біореактора (метантенка) із системою підтримки постійної температури й іншими комплектуючими пристроями;
- ◆ системи збереження і використання біогазу;
- ◆ системи вивантаження і транспортування шламу.

Однією з основних частин біогазової анаеробної установки є метантенк, у якому відбувається анаеробне бродіння біомаси. Ефективність процесу в метантенку залежить від підтримання заданої температури. При цьому необхідно підводити визначену кількість теплоти для компенсації теплових втрат із метантенка і розігріву до потрібної температури біомаси, що подається. Обігрівання метантенка може здійснюватися електричними теплоагрегівальними елементами, вмонтованими всередині метантенка, гарячою водою, що протікає через теплообмінники, розміщені в метантенку, гарячою водою або



парою, що подаються в метантенк разом з біомасою. Останнє використовується в тому випадку, якщо біомаса містить велику кількість твердих часток. У великих біогазових анаеробних установках знаходять застосування теплообмінники, розташовані поза метантенком. Зброджувана маса за допомогою спеціального насоса постійно прокачується через теплообмінник. При цьому не тільки підтримується задана температура, але і здійснюється перемішування біомаси.

Перемішування зброджуваної біомаси є обов'язковою умовою, що забезпечує ефективність процесу анаеробного бродіння. В іншому випадку на поверхні біомаси спочатку утвориться піна, потім тверда кірка, що може привести до повної зупинки процесу. Найчастіше для перемішування використовують механічні мішалки, або під тиском подають у нижню частину метантенка отриманий біогаз.

Метантенки виготовляють із сталі, залізобетону, полімерних матеріалів. Форма метантенка повинна забезпечувати простоту виготовлення і досить нескладне видалення шламу (відходу бродіння) з його нижньої частини. Тому найчастіше метантенк має циліндричну форму з конусним днищем.

Процес бродіння біомаси в метантенках проходить досить довго. Спочатку розпадаються органічні речовини, що легко розкладаються, при цьому спостерігається найбільший вихід біогазу. При подальшому перебуванні біомаси в метантенку починають повільно розпадатися органічні речовини, але швидкість виходу біогазу значно зменшується. Єдиною перевагою витримки біомаси в метантенку є зниження кількості хвороботворних мікроорганізмів. На практиці час тривалості процесу вибирають рівним часу для розкладання 50% органічних речовин.

Найбільш ефективні, але і найдорожчі, біогазові анаеробні установки з безперервним завантаженням. Тут переброджену частку біомаси вивантажують щодоби і додають відповідну частку свіжої біомаси, з огляду на об'єм біогазу, що виділився. Робочий об'єм метантенка в цьому випадку визначається кількістю біомаси, яка щодоби завантажувється, і тривалістю процесу.

Отримуваний у метантенках біогаз може безпосередньо використовуватися в технологічному процесі. Але найчастіше його необхідно збирати і якийсь час зберігати.

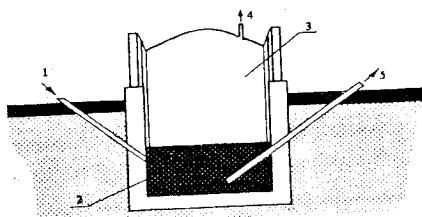
Для збору біогазу в основному використовують два типи газгольдерів:

- мокрий;
- сухий.

Мокрий газгольдер достатньо простий у виконанні – у закриту посудину, частково заповнену водою, подається знизу біогаз, що витісняє воду. Недоліком його є складність використання у холодну пору року, що пов'язано з підгрівом води гідрозатвору. Сухий газгольдер може працювати в будь-який час, але матеріали, що використовуються на виготовлення газонепроникних мембран, не можуть тривалий час зберігати еластичність.

Ефективність біогазової анаеробної установки багато в чому визначається стабільністю мікробіологічного процесу, що забезпечує бродіння біомаси. Найбільш складним є її запуск. У свіжому гної немає достатньої кількості

анаеробних бактерій. Для того щоб з'явилася колонія цих мікроорганізмів, крім зовнішніх факторів (РН середовища, температури і т.п.), необхідний "біологічний поштовх". Ним може бути додавання у свіжий гній активної закваски з діючого метантенка. Якщо поблизу такої установки немає, то додають реагенти: вапно, вуглекислий амоній та інше, що забезпечує оптимальні умови для життєдіяльності анаеробних бактерій. Схема найпростішої біогазової анаеробної установки зображена на рисунку 5.22 [6].

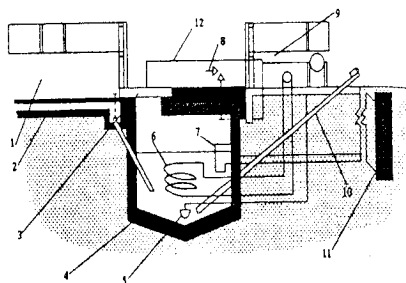


- 1 – прийомний пристрій;
- 2 – метантенк;
- 3 – простір для збору біогазу;
- 4 – патрубок, що з'єднує метантенк із газгольдером;
- 5 – пристрій для відсмоктування шламу з метантенка.

Рис. 5.22. Принципова схема найпростішої біогазової анаеробної установки для індивідуального господарства

Така біогазова анаеробна установка може працювати у безперервному режимі завантаження. Із прийомного пристрою 1 свіжий гній надходить у метантенк 2. Добове надходження гною і час витримки його в метантенку забезпечують нормальне заповнення метантенка біомасою, що виділяється у процесі бродіння. Біогаз збирається у верхній частині метантенка 3 і через патрубок 4 вилучається з метантенка. Переброджений шлам відсмоктується насосом у прийомний пристрій 5.

Біогазові анаеробні установки для фермерських господарств, що випускаються в різних країнах, розрізняються за конструкцією, але працюють за однаковою функціональною схемою. Один із варіантів біогазової анаеробної установки для одержання біогазу, розроблений у Росії, показано на рис. 5.23.



- 1 – тваринницьке приміщення;
- 3 – канал для видалення гною;
- 4 – метантенк;
- 5 – датчик температури; 6 – теплообмінник;
- 7 – пристрій для підтримки рівня маси;
- 8 – запобіжний клапан тиску;
- 9 – приміщення для технологічного устаткування; 10 – транспортер для вивантажування шламу; 11 – гноєсховище;
- 12 – газгольдер

Рис. 5.23. Схема фермерської біогазової анаеробної установки

Застосовувані протягом тривалого часу конструкції метантенків для переробки гною виконувалися залізобетонними або сталевими вертикальними резервуарами циліндричної форми з твердим перекриттям і конічним або

плоским днищем. Резервуари забезпечувалися різними системами обігрівання та перемішування і системою відведення, збирання й утилізації біогазу. Для запобігання утворенню твердої кірки краще застосовувати резервуари з вузькою горловиною і невеликою площею зброженого осаду, що дозволяє підвищити інтенсивність газовиділення. У ряді випадків, особливо при обробці сільськогосподарських відходів, виявилися більш зручними не вертикальні, а горизонтальні, у тому числі обертові біореактори.

Інститутом електрифікації сільського господарства Росії розроблена біогазова установка БГУ-25 для фермерських господарств, що призначена для переробки гнойових стоків тваринницьких ферм у біогаз. Параметри установки БГУ-25 [6]:

- об'єм реактора – 25 м<sup>3</sup>;
- вихід біогазу – 15 м<sup>3</sup>/добу;
- кількість тварин, (умовних голів) – 20.

Процес проходить у горизонтальному реакторі при мезофільних умовах за температури 33-40°C.

АТ "ВНИИКОМЖ" Росії розроблена фермерська біоенергетична установка для переробки гною, посліду птиці, побутових відходів, рослинних відходів та інших органічних відходів з метою одержання екологічно чистих добрив і енергії.

При утриманні худоби на глибокій підстилці АТ "ВНИИКОМЖ" розроблена установка для прискореного компостування відходів. Аналогічна технологія з компостування осадів стічних вод для підприємств харчової промисловості розроблена у "ВНИИВОДГЕО" (Росія). Термін дозрівання компосту 3-6 місяців. Процес здійснюється в аеробних умовах, при продуванні сировини повітрям.

НВО "ЭКОЭН" для фермерських господарств також була розроблена біогазова установка. При добовому завантаженні 300-400 кг суміші гною ВРХ, свиней і посліду птиці установка виробляє 3-4 м<sup>3</sup> біогазу, який містить 60% метану, що енергетично еквівалентно 2,1-2,8 кг мазуту. Органічні добрива, що одержуються, цілком позбавлені патогенної мікрофлори, яєць гельмінтів, насіння бур'янів і містять азот в амонійній формі, мінералізований фосфор і калій. Ці добрива прямо з установки можна вивозити на поля. Максимальне добове завантаження – 1500 кг, виробництво біогазу – 15 м<sup>3</sup>; цього досить для обігрівання в зимовий час житлового будинку площею 60 м<sup>2</sup> [6].

НВО "Энергия" (Росія) розробило також технічні пропозиції з проектування, виготовлення та монтажу біогазових установок з об'ємом реактора від 0,25 до 1000 м<sup>3</sup> (таблиця 5.26).

Усі ці біогазові установки можуть бути використані для газо- і тепlopостачання котеджів, садово-городніх ділянок, селянських і фермерських господарств, великих тваринницьких і рослинницьких (тепличних) комплексів. У розглянутих біогазових установках від 40% до 60% отриманого біогазу витрачається на власні потреби, тобто на підтримку в метантенках робочої температури 35-55°C [6]. У зв'язку з цим надзвичайно актуальним є пошук більш раціональних конструктивних рішень метантенків, що дозволяють

значно збільшити вихід корисно використовуваного біогазу з тієї ж самої кількості органічних відходів.

Таблиця 5.26. Технічні характеристики БГУ НВО "Енергія" (Росія).

Об'єм реактора, м <sup>3</sup>	Завантаження- (вивантаження) м <sup>3</sup> /добу	Розміри, м		Продуктивність за біогазом, м <sup>3</sup> /добу	Споживачі
		Діаметр	Висота (довжина)		
0,25	0,02	0,5	1,5	0,2	Котеджі, садово-городні ділянки, малі ферми, орендний підряд
0,50	0,05	0,9	1,2	0,5	
1,00	0,10	1,1	1,4	1,0	
2,00	0,20	1,4	1,7	2,0	
5,00	0,50	1,8	3,5	5,0	
10,00	1,00	2,3	4,2	10,0	Середні ферми
25	5,0	3,4	4,8	75	
70	15,0	3,8	7,8	220	
125	25,0	5,4	7,6	375	
300	60,0	7,3	9,6	900	
500	100,0	8,6	10,0	1500	Великі ферми
1000	200,0	10,7	13,2	3000	Комплекси

За кордоном біогазові установки знайшли застосування в США, Іспанії, Німеччині, Данії, Голландії. Установки дозволяють переробляти 25-30 м<sup>3</sup>/добу гною і отримувати 500 м<sup>3</sup>/добу біогазу, що потім використовується для обігрівання ферм, одержання гарячої води і забезпечує близько 60% необхідної для ферм теплової енергії.

Одна з вітчизняних малих біоенергетичних установок пройшла натурні дослідно-експериментальні випробування в індивідуальному сільському господарстві, розташованому в Обухівському районі Київської області. Біоенергетична установка входить до складу комбінованого енергетичного вузла на основі відновлюваних джерел енергії, що забезпечує приблизно 30% всіх енергетичних потреб господарства.

Біогазова установка призначена для переробки органічних відходів, що отримуються в процесі господарської діяльності в сільській садибі (гній корів, телят, свиней, послід птиці). В результаті анаеробного бродіння біомаси отримуються: паливо у вигляді біогазу, високоякісні знезаражені органічні добрива, а також поліпшується стан оточуючого середовища (відсутність неприємних запахів, знешкодження шкідливих бактерій, гельмінтів і т.д.).

Впроваджена індивідуальна біогазова установка має такі робочі характеристики:

- ◆ робочий об'єм.....2,5 м<sup>3</sup>;
- ◆ заповнення біомасою.....2 м<sup>3</sup>;
- ◆ щодобові добавки гною.....0,15 м<sup>3</sup>/добу;
- ◆ вихід за біогазом.....2,5 м<sup>3</sup>/добу;
- ◆ вміст метану в біогазі.....≈ 55%;
- ◆ робоча температура субстрату.....35°C.

В середньому при роботі біогазової установки отримують приблизно  $2,5 \text{ м}^3$  біогазу на добу і приблизно  $912 \text{ м}^3$  на рік. В середньому на рік на власні потреби біоустановки (підтримання робочої температури зброджуваної біомаси) витрачається близько 30% всього отриманого біогазу (приблизно  $274 \text{ м}^3$ ), на приготування їжі витрачається близько  $365 \text{ м}^3$  біогазу.

Таким чином, при експлуатації даної біоустановки приблизно  $273 \text{ м}^3$  біогазу, що еквівалентно 1905 кВт-год або 0,22 т у.п. ( $1 \text{ м}^3$  біогазу  $\approx 0,8$  кг у.п.) використовується на інші господарські потреби (опалення, гаряче водопостачання та технологічні потреби біогазової установки) в залежності від дефіциту енергії в кожен період року. Спалювання біогазу для приготування їжі проводиться в дещо перероблених пальниках стандартної газової плити. Загалом натурні випробування даної біоустановки, які проходили в далеко не найсприятливіших кліматичних умовах нашої країни, показали достатню ефективність її роботи та доцільність впровадження в подібних господарствах України.

В подальшому значну частину технологічних потреб біоустановки планується покривати за рахунок теплової енергії, виробленої геліоустановкою, а заощаджену частку біогазу використовувати як моторне паливо для сільськогосподарських машин.

Основні технологічні та техніко-економічні характеристики біогазових анаеробних установок, як вітчизняних, так і іноземного виробництва, наведені в таблицях 5.27-5.28 [6]. Порівняльні дані біогазових анаеробних установок різних держав та фірм-виробників біоенергетичного обладнання наведені у таблиці 5.29 [6].

Таблиця 5.27. Техніко-економічні і експлуатаційні показники біогазових анаеробних установок, впроваджених у Радянському Союзі

Показник	Господарство "Огре", Латвія	Підсобне господарство НВО ім. Фрунзе, м. Суми	Пярнуська свиноферма
Кількість та місткість метантенків, шт. $\times \text{м}^3$	2 $\times$ 75	1 $\times$ 310	2 $\times$ 3260
Вид гною	Безпідстилковий, свинячий	Безпідстилковий, свинячий	Гнойові стоки
Число голів	2500	3000	
Температура ферментації, °C	54	54-55	38
Добова переробка гною, $\text{м}^3$	20	30	400
Добовий вихід біогазу, $\text{м}^3$	250-350	350	6210
Вартість будівництва, тис. грн.	66,5	130	2790
Термін окупності, роки	1,5-2	1,3-2	1,5-2

Як видно з цих таблиць, капітальні витрати на спорудження українських біогазових установок майже в 6 разів менші від закордонних установок. Термін окупності радянських біогазових установок оцінювався у 1,5-2 роки (таблиця 5.27).

Таблиця 5.28. Основні технологічні і техніко-економічні характеристики біогазових анаеробних установок

Показники	КОБОС-1 с.Гребінки Київська обл.	Біогаз-3100	Установа УкрНДІАгро- проект	Установа ферми Папарлес, с-п Огре, Латвія	Установа свиноферми, м.Пярну	Апарат фірми Енбом, Фінляндія
Призначення	Отримання органічних добрив та біогазу	Знезараження дезодорація і часткова утилізація відходів свиноферм (300 голів)	Отримання органічних добрив та біогазу	Утилізація стоків, часткове теплопостачання ферми	Попередня обробка гною, часткова утилізація	Отримання органічних добрив та біогазу
Об'єм реактора, м <sup>3</sup>	125	300	150	2×75	2×3260	120
Добовий вихід біогазу, м <sup>3</sup>	162	350	178	265	6210	140
Добова переробка біомаси, т	28,3	30,9	16,5	20,0	400,0	7,0
Вихід біогазу з 1 м <sup>3</sup> реактора	1,3	1,1	1,2	2,65	1,04	1,46
Температура бродіння, °С	54±2	40±1	40±1	54±2	38	35-40
Термін бродіння, доба	5	10	9	5	16	14
Вологість зброджуваної біомаси, %	96,2	99,5	93,7	93,6	94,1	95,2
Вміст метану, %	59,3	55,2	52,1	52,1	60,5	60,0
Споживана потужність, кВт·год/добу	100,2	151,0	24,5	-	-	-
Обслуговуючий персонал, чол.	4	4	4	4	15	4
Капітальні вкладення, тис. грн.	150,0	350,0	25,2	6654	2790,0	308,64
Питомі капітальні вкладення на 1 м <sup>3</sup> біореактора, тис. грн.	1,2	1,17	0,17	4,44	0,42	2,57

Таблиця 5.29. Порівняльні дані біогазових анаеробних установок

Показники	Держава, фірма								
	Фінляндія, ЕНБОМ	Швеція, "Біо- систем"	Англія, "Брігіш- біогаз"	Чехія, "Гідро- проект"	Данія, "Клау-хан"	Італія, "Джіе Джмі"	ВНДІ, "МОЖ"	ФРН, "ЛІПП"	Франція, "Пекінжі- нірінг"
Об'єм метантенка, м <sup>3</sup>	120	160	200	6000	80	7000	250	72	250
Температура процесу, °С	37	50	35	40	35	35	40	35	37
Продуктивність за переробленим гноєм, м <sup>3</sup> /добу	12	12	18	400	5	440	50	3	25
Вихід біогазу з 1 м <sup>3</sup> реактора, м <sup>3</sup>	1,5	1,8	1,6	1,0	1,5	1,0	2,1	1,5	0,9
Коефіцієнт заповнення метантенка	0,65	0,69	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
Спосіб перемішування	механічний	механічний	біогазом	біогазом та гідравлічний	без перемішування	біогазом	пнеumo-гідравлічний	механічний	біогазом
Витрати енергії на перемішування кВт·год/добу	36	36	96	528	-	600	54	10	97
Спосіб підігрівання	гарячою водою	гарячою водою	гарячою водою	гарячою водою	гарячою водою	гарячою водою	газоконтактний	гарячою водою	гарячою водою
ККД нагрівача	0,4	0,65	0,85	0,75	0,65	0,75	0,95	0,65	0,65
Тиск газової фази в метантенку, кПа	104	104	104	104	104	104	96	104	104
Конструктивні особливості розміщення метантенка	Горизонтальне	Горизонтальне	Вертикальне	Вертикальне	Вертикальне	Вертикальне	Вертикальне	Горизонтальне	Вертикальне
Тривалість бродіння, діб	10	13	11	15	16	16	5	21	10

### 5.3.4.3 Основні властивості біогазу

Частка метану в біогазі залежить у першу чергу від виду сировини. Біогаз із свиначої гноївки складається з 70-80% метану, великої рогатої худоби – з 55-75%, із пташиного посліду – з 60-80%. Іншу частину складають двоокис вуглецю у кількості 20-45%, водень – 1-3%, кисень – 0,5-1%, а також сірководень і азот на рівні 1-5%. Утворений у результаті метанової анаеробної ферментації біогаз є джерелом теплової або електричної енергії. Енергетична цінність біогазу залежить від частки метану в ньому і в середньому складає 17-23 МДж/м<sup>3</sup> (таблиця 5.30) [6, 56].

Таблиця 5.30. Фізичні властивості біогазу та його компонентів

№ з/п	Показник	Од. вимір.	Складові біогазу				Біогаз (60% CH <sub>4</sub> і 40% CO <sub>2</sub> )
			Метан CH <sub>4</sub>	Двоокис вуглецю CO <sub>2</sub>	Водень H <sub>2</sub>	Сірководень H <sub>2</sub> S	
1.	Об'ємна частка	%	55-70	27-44	1	3	100
2.	Теплота згоряння	МДж/м <sup>3</sup>	35,8	-	110	22,3	17-23
3.	Температура запалення	°С	650-950	-	585	-	650-950
4.	Критичний тиск	МПа	4,7	7,5-304	1,3	89	7,5-8,9
5.	Критична температура	°С	190,5	1,98	0,09	373	190,5
6.	Нормальна густина	г/см <sup>3</sup>	0,72	468	31	1,54	1,2
7.	Критична густина	г/см <sup>3</sup>	162	-	0,07	349	320
8.	Відносна густина (до повітря)	-	0,55	2,5	-	1,2	0,83

Із одного кубічного метра гною можна отримати приблизно 20 м<sup>3</sup> біогазу енергетичною цінністю 20-25 Мдж/м<sup>3</sup>. Після виділення із біогазу двоокису вуглецю шляхом розчинення його у лужній воді можна отримати газ із вмістом метану до 95%, тоді його енергетична цінність зростає до 36 Мдж/м<sup>3</sup>. Очищений метан є горючим газом без запаху і кольору. Неочищений біогаз має характерний запах, обумовлений наявністю домішок, завдяки чому його витік можна легко відчутти. У звичайних умовах метан важко зріджувати. Швидкість переміщення полум'я у біогазі не перевищує 50 м/с. Біогаз у суміші з повітрям вибухонебезпечний, якщо його частка становить 5-15%. Біогаз має октанове число близько 125.

За розрахунками, виконаними різними організаціями і проектними установами, складена структура ефекту від анаеробної переробки відходів біомаси в біогазових установках (таблиця 5.31), причому взяті два крайні варіанти: весь отриманий шлам витрачається або як добриво, або як кормова добавка в раціон тварин [6, 63].



Таблиця 5.31. Структура ефекту від переробки свинячого гною в біогазових установках

Складові ефекту	Частка складових ефекту від загальної величини, %, при використанні шламу	
	на добриво	на кормові добавки
Паливо	37-45	19-31
Використання шламу	30-61	51-81
Охорона природи, у тому числі зниження забруднення ґрунту і води		
Хімічне	0,7-6,0	0,3-4
Бактеріальне	0,08-0,7	0,04-0,5
Зниження забруднення атмосфери	0-19	0,01

Аналіз наведених даних показує, що за рахунок одержання додаткового палива ефект не досягає і 50%. Значна частка ефекту (від 30% до 81%) припадає на шлам. У розрахунках не враховано, що насіння бур'янів після переробки в бродильній камері практично втрачають схожість, що знижує вторинне засмічення полів при внесенні шламу як добрива. У результаті експлуатації біогазових анаеробних установок для збродження гною великої рогатої худоби із одержанням біогазу, органічних добрив, протеїнових кормових добавок отримують відповідний позитивний ефект (таблиця 5.32) [6, 63].

Таблиця 5.32. Позитивний ефект анаеробного збродження гною великої рогатої худоби

№ з/п	Позитивний ефект	Кількісні характеристики
1	Одержання біогазу	Вихід газу 0,03-0,04м <sup>3</sup> на 1 кг сухої органічної маси (0,3 т у.п. на 1 умовну голову ВРХ)
2	Зниження біологічної зараженості води і ґрунту	Зниження забруднення стічних вод на 70-90%
3	Знищення насіння бур'янів у гної	Скорочення втрат зернових на 4-5 ц/га за рахунок скорочення втрат азоту (140 кг/га), фосфату (30 кг/га)
4	Підвищення цінності біологічного добрива	Зниження втрат азоту на 20%, підвищення біологічної активності азотних сполук, підвищення врожайності на 8-12%
5	Одержання протеїну	Одержання на 1 умовну голову ВРХ 1 т вітамінного концентрату на рік (0,15 кг чистого вітаміну В <sub>12</sub> ), збагачення 300 т кормів
6	Зниження шкідливих викидів в атмосферу	За рахунок заміни біогазом твердого і рідкого палива зменшуються шкідливі викиди, ефект на 1 Гкал теплоти при заміні твердого палива 14-16 тис. грн./рік, рідкого – 1,4 тис. грн./рік

Як видно з таблиці, крім економічного ефекту, пов'язаного з одержанням із органічних відходів високоякісного газоподібного палива, кормового протеїну й органічного добрива, має місце і чітко виражений екологічний ефект за рахунок зниження забруднення атмосфери і ґрунту.

#### 5.4. Технології виробництва та енергетична ефективність рідкого моторного біопалива

Перші спроби використання рослинних олій для приводу дизельних двигунів були зроблені їх винахідником Рудольфом Дизелем і репрезентовані на Міжнародній виставці в Парижі у 1900 році. Проте стрімкий розвиток нафтового ринку призвів до того, що лише під час паливної кризи 1970 року знову відновився інтерес до цієї проблеми, який поступово збільшується у зв'язку з перспективою вичерпання традиційних палив при одночасному розвитку транспорту, прагненням обмежити емісію шкідливих для навколишнього середовища складових елементів викидних газів, особливо в урбанізованих регіонах та унікальних природних куточках світу, прогресуючим надлишком продовольства в розвинених країнах.

Помітний і швидкий розвиток транспорту справляє шкідливий вплив на навколишнє середовище. Транспортні засоби створюють приблизно 25% емісії CO<sub>2</sub> на нашій планеті. Це спричиняє пошуки нових видів енергії, розробки в цій галузі є одним із основних пріоритетів світової науки. У таблиці 5.33 наведено інформацію про сировину, методи отримання та можливості використання рідких біопалив [6].

Таблиця 5.33. Рідкі біопалива та їх використання

Складова палива	Енергетичні сільсько- та лісгосподарські культури	Процес конверсії сировини	Спосіб використання
Рослинна олія	Ріпак, соняшник, соя		Складова пічного палива
Біоолива	Тополя, верба, міскант	Піроліз	Присадка до моторної оливи чи бензину
Біодизельне паливо	Ріпак, соняшник, соя	Етерифікація	Замінник або складова дизельного палива
Біоетанол	Зернові, картопля і топінамбур	Гідроліз та ферментація	Складова бензину
	Цукрові буряки, тростина та сорго	Ферментація	
	Тополя, верба, солома, міскант і трави	Попередня обробка, гідроліз та ферментація	
Біометанол	Тополя, верба, міскант	Газифікація або синтез метанолу	Складова бензину

Необхідність заміни бензину, хоча б часткової, на екологічно чисті палива пов'язана з нагальною необхідністю зменшення шкідливого впливу автотранспорту на оточуюче середовище.

Виробництво та використання спирту як палива має широкую підтримку в Бразилії, США, Швеції, Франції, Японії, Австралії та інших країнах. У Бразилії розроблена програма використання етанолу як альтернативного палива, що на 22% (за об'ємом) замінить бензин. Етанол одержують у результаті переробки спеціально для цього виробленої цукрової тростини. Більше 70% бензину, що

поступає на продаж, має 10-процентну добавку етанолу, і 80% автопарків цю добавку використовують. В США виробництво етанолу різко збільшилось, реалізується велика програма заміни бензинового палива етанолом, отриманим при переробці кукурудзи та інших зернових культур. Однак попит на етанол у США перевищує виробництво, тому його імпортують із Бразилії. Для споживачів етанолу в США встановлено субсидії (до 25%), що робить бензино-етанольні суміші конкурентоспроможними [6].

Одним з альтернативних "чистих" палив є метанол, який ефективно може вироблятися з деревинних відходів.

За прогнозами спеціалістів, у найближчому майбутньому передбачається покриття значної частки (до 12%) світової потреби в дизельному пальному за рахунок рідкого біодизпалива. Застосування біодизелю та біоетанолу в агропромисловому виробництві та сільській місцевості дозволяє в комплексі вирішувати проблеми їх забезпечення енергоресурсами, дефіцитними білковими шротами, калійно-фосфорними добривами та іншими цінними продуктами. Рідкі біопалива знаходять важливе застосування у міському господарстві – на транспорті.

Світовий ринок виробництва біодизельного палива на основі рослинних олій, що безпосередньо пов'язаний з агропромисловим виробництвом, має стабільну динаміку розвитку, особливо стрімку в Європі.

США планують у 2012 році виробляти 20 млн т рідких біопалив, у тому числі на експорт. Беручи до уваги обсяги виробництва сої у США, найбільше значення для виробництва рідких біопалив має соєва олія, а на другому місці за кількістю сировини (близько половини кількості соєвої олії) стоять жири тваринного походження та вторинні рослинні жири [6].

Для України, у зв'язку з перспективами розвитку сировинної бази, важливим завданням є організація власного виробництва біодизелю та біоетанолу та створення на їх основі парку екологічного транспорту.

В Україні розроблена програма переобладнання частини державних спиртових заводів на виробництво біоетанолу, але його використання стримується державним регулюванням використання біоетанолу як обов'язкової добавки до бензинів.

На сьогоднішній день в Україні вирощується ріпак з метою отримання олії та використання її як палива в дизельних двигунах. Для вирощення ріпаку пропонується також використання земельних угідь у районах, заражених радіоактивними елементами.

Рідке біопаливо за напрямом використання можна розділити на:

- рідке біопаливо, придатне для використання у двигунах із зовнішнім утворенням суміші "паливо-повітря" (карбюраторні двигуни);
- рідке біопаливо, придатне для використання у двигунах з утворенням суміші "паливо-повітря" всередині двигуна (дизельні двигуни);
- рідке біопаливо, придатне для використання в паливних котлах замість мазуту.

Рідке біопаливо, придатне для використання у двигунах із зовнішнім утворенням суміші "паливо-повітря", можна отримати із застосуванням наступних технологій:

- 1) ферментацією біомаси;
- 2) газифікацією біомаси;
- 3) швидким піролізом біомаси.

Ферментація (збродження) являє собою процес розпаду органічних речовин під дією ферментів. Рідким біопаливом, що отримується ферментацією біомаси, є біоетанол (етиловий спирт  $C_2H_5OH$ ).

Виробництво біоетанолу методом ферментації схематично поділяється на чотири етапи:

- 1) вирощування, збирання та завезення сировини на спиртові заводи;
- 2) підготовка та перетворення біосировини в субстрат, придатний для ферментації;
- 3) ферментація субстрату, в результаті якої отримується біоетанол, та очищення біоетанолу методом дистиляції;
- 4) переробка продуктів, що залишилися після ферментації, для зменшення кількості відходів та отримання побічних продуктів.

На першому етапі виробництва біоетанолу організується вирощування, постачання та складування біосировини. В Україні для виробництва біоетанолу перспективно використовувати наступні чотири основні групи біосировини [1]:

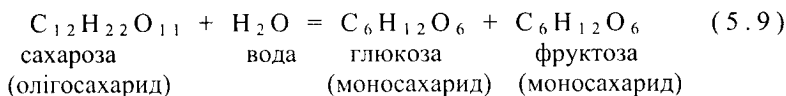
1) моносахариди, що отримуються з цукрового буряка, цукрової тростини, фруктів і безпосередньо можуть бути ферментовані у біоетанол (глюкоза, фруктоза, ксиліоза, рибоза, маноза, арабіноза);

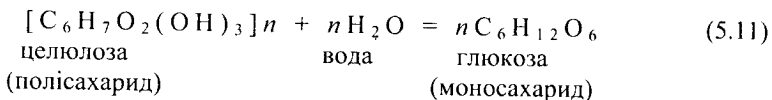
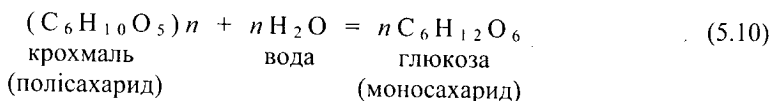
2) олігосахариди, що отримуються з цукрового буряка, цукрової тростини (сахароза); перед ферментацією олігосахариди гідролізують до моносахаридів;

3) полісахариди, що отримуються із зернових культур та коренеплодів, зокрема картоплі (крохмаль); перед ферментацією полісахариди гідролізують до моносахаридів;

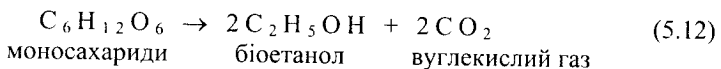
4) полісахариди, що отримуються з деревини та відходів сільгоспвиробництва (целюлоза); полісахариди теж перед ферментацією гідролізують до моносахаридів.

Загальна кінетика процесу ферментації та ефективність перетворення вихідної біосировини в біоетанол суттєвим чином залежать від другого етапу виробництва біоетанолу, а саме від попередньої підготовки біосировини для ферментації. При попередній підготовці біосировина очищується, мисться подрібнюється, після чого моносахариди поступають безпосередньо на ферментацію, а олігосахариди та полісахариди попередньо перед ферментацією гідролізують до моносахаридів у відповідному реакторі. Гідроліз олігосахаридів та полісахаридів проходить наступним чином [6]:





Після попередньої підготовки та гідролізу біосировина піддається ферментації. Теоретично цей процес описується наступним чином:



Виділяють дві основні технології проведення процесу ферментації: періодична та безперервна ферментація. При періодичній ферментації належним чином підготовлену біосировину завантажують у ферменер (зброджуючий апарат) і добавляють до неї посівну культуру. Процес ферментації (бродиння) продовжується 2-3 доби, після чого ферменер очищується і процес повторюється знову. При безперервній ферментації біосировина безперервно добавляється у ферменер при безперервному виході з нього продуктів ферментації (збродження), які містять у собі біоетанол та клітинний матеріал. Після закінчення процесу ферментації продукти ферментації (так зване сусло) спрямовують для дистиляції у перегінний апарат, де з них відганяють неочищений біоетанол. Дистиляція сусла базується на різниці температур кипіння біоетанолу (78,3°C) і води (100°C). Здійснюється шляхом випаровування біоетанолу з наступною конденсацією його пари. Неочищений біоетанол містить до 95% алкоголю за об'ємом, а залишок сусла – до 40 побічних продуктів процесу ферментації [6].

Наступною фазою є очищення біоетанолу методом ректифікації, тобто введенням у неочищений біоетанол хімічних сполук (NaOH або KMnO<sub>4</sub>) з повторною дистиляцією. У результаті отримуються: біоетанол-ректифікат (95,5% спирту та 4,5% води) або біоетанол-ректифікат вищої очистки (96,5% спирту та 3,5% води). Неочищений біоетанол та біоетанол-ректифікат можна використовувати як рідке біопаливо. Біоетанол-ректифікат вищої очистки використовується у харчовій та медичній промисловості.

Слід підкреслити, що збільшення концентрації спирту в очищеному біоетанолі методом подальшої дистиляції є неможливим у зв'язку з утворенням стійкої азеотропної суміші "спирт-вода". Для подальшої дегідратації (обезводнення) очищеного біоетанолу використовується метод дистиляції з додаванням до очищеного біоетанолу азеотропних елементів, таких як бензол, циклогексан та ін. Ці елементи утворюють разом з очищеним біоетанолом трикомпонентний розчин, який кипить при більш низькій температурі, що дозволяє виділити безводний біоетанол (99,9% спирту та 0,1% води). Безводний біоетанол є найбільш придатним для використання як біопаливо [6].

В таблиці 5.34 наведені відомості стосовно виходу біоетанолу при ферментації різних видів біосировини [6].

Таблиця 5.34. Вихід біоетанолу з різних видів біосировини

№ з/п	Біосировина	Вуглевод, його хімічна формула	Вміст вуглеводів, %	Вихід очищеного біоетанолу з однієї тонни культури, т
1.	Жито	Крохмаль $(C_6H_{10}O_5)_n$	62	0,32
2.	Пшениця	Крохмаль $(C_6H_{10}O_5)_n$	58	0,3
3.	Картопля	Крохмаль $(C_6H_{10}O_5)_n$	18	0,098
4.	Кукурудза	Крохмаль $(C_6H_{10}O_5)_n$	60	0,29
5.	Цукровий буряк	Сахароза $C_{12}H_{22}O_{11}$	16	0,073
6.	Деревина	Целюлоза $[C_6H_7O_2(OH)_3]$	50	0,34

Четвертий етап виробництва біоетанолу методом ферментації являє собою переробку та реалізацію побічних продуктів. Асортимент побічних продуктів ферментації залежить від біосировини, що використовується. В таблиці 5.35 наведено приклади використання побічних продуктів спиртової ферментації.

Таблиця 5.35. Приклади використання побічних продуктів ферментації

Назва побічного продукту	Напрямки використання
1. Протеїн	Високоякісна добавка до кормів
2. Донні залишки зброджуючого апарату	Добрива, сировина для анаеробного виробництва біогазу (метану), корму для худоби
3. Відходи перегінного апарату	Корм для худоби, добрива, енергетичні підприємства

Біоетанол як рідке біопаливо для двигунів внутрішнього згорання із зовнішнім утворенням паливно-повітряної суміші (карбюраторних) можна використовувати двома шляхами – безпосередньо у якості палива та як добавку до бензину.

Практично всі карбюраторні двигуни без будь-якої переробки можуть спалювати суміші бензину з добавками очищеного біоетанолу до 10%, або бензину з добавками обезводненого біоетанолу до 20%. Суміш бензину із 10% добавкою обезводненого біоетанолу має назву "газохол". Важливою особливістю газохолу є його властивість витримувати ударні навантаження без вибуху, тому його використання більш доречне за використання свинцевомісуючих добавок із тетраетилсвинцю, які викликають серйозне забруднення атмосфери.

При використанні у двигунах як палива чистого біоетанолу потрібне спеціальне переобладнання як карбюратора, так і самого двигуна. Виконання цього переобладнання проводиться як з урахуванням фізико-хімічних властивостей біоетанолу як палива, так і з урахуванням гідрофільного характеру біоетанолу. Справа в тому, що біоетанол, а також його суміші з бензином, насичуються водою значно швидше бензину. Наявність води викликає прискорену корозію деталей двигуна, сприяє розділенню фаз палива.

В таблиці 5.36 наведено деякі характеристики чистого біоетанолу, який може використовуватись як рідке паливо для двигунів внутрішнього згорання.

Таблиця 5.36. Фізико-хімічні та експлуатаційні властивості рідкого біопалива, що використовується в карбюраторних двигунах внутрішнього згорання [64].

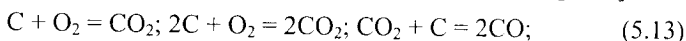
Показники	Бензин	Біоетанол	Газохол (10% етанолу)	Біометанол
1. Густина, кг/м <sup>3</sup> при 20°C	710-760	790	730-760	795
2. Температура, °C: кипіння	35-195	78	-	64,7
застигання	-60--80	-114,6	-	-97,8
3. Тиск насичених парів при 38°C, кПа	65-92	17	55-110	12,6
4. Стехіометричний коефіцієнт, кг/кг	14,5-15,0	9,06	14	6,51
5. Температура згорання, °K	2336	2235	-	2185
6. Теплота згорання, МДж/кг	43-45	26,9-27,2	41,9	19,98
7. Октанове число				
за моторним методом	66-85	92	-	88-94
за дослідним методом	75-95	108	-	102-111
8. Цетанове число	8-14	8	-	3
9. Хімічний склад палива, %:				
9.1. Вуглець, С	85	52,12	-	37,5
9.2. Водень, Н <sub>2</sub>	15	13,14	-	12,5
9.3. Кисень, О <sub>2</sub>	-	34,47	-	50
9.4. Сірка, S	-	-	-	-

Газифікація являє собою процес хімічного перетворення органічних речовин в умовах обмеженого доступу кисню, водяної пари та інших газів. Рідким біопаливом, що отримується шляхом газифікації, є біометанол (метиловий спирт CH<sub>3</sub>OH).

Виробництво біометанолу методом газифікації складається з трьох етапів:

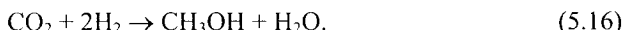
1. Підготовка біосировини в субстрат, придатний для газифікації.
2. Безпосередньо газифікація субстрату, в результаті якої отримуються водень, водяна пара, окис та двоокис вуглецю.
3. Синтез біометанолу в реакторі з шаром псевдозрідженого матеріалу, де відбувається конденсація біометанолу.

На першому етапі виробництва біометанолу з рослинної біомаси виконується подрібнення та висушування сировини. В Україні для виробництва біометанолу перспективно використовувати відходи деревини, стебла сільськогосподарських рослин, органічні компоненти міських відходів (папір, тканина, продовольчі відходи). Після підготовки біосировини подається через завантажуючий бункер у газифікатор, де проходить газифікація за наявності кисню. Теоретично процес газифікації описується наступним чином [6, 64]:



Отриманий при газифікації газ сушиться, охолоджується і при охолодженні сепарується з отриманням збагачених потоків CO та H<sub>2</sub>. Потім

збагачений потік газу направляється у реактор з шаром псевдозрідженого матеріалу, де й відбувається синтез та конденсація метанолу при наявності каталізатора. Хімічні реакції синтезу метанолу мають вид:



Ефективність виробництва біометанолу: з 1 т деревини отримують 280-450  $\text{дм}^3$  біометанолу. При середньому виході біометанолу з 1 т деревини в об'ємі 360  $\text{дм}^3$  та при його густині 0,79  $\text{г/см}^3$  з 1 т деревини можна в середньому отримати 0,29 т біометанолу [1, 14].

Практично всі карбюраторні двигуни без будь-якої переробки можуть спалювати суміші бензину з добавками біометанолу в різних пропорціях. На даний час у Західній Європі розповсюджені: суміш М-100, що складається з 95% біометанолу та 5% бензину і суміш М-15, що складається з 85% бензину та 15% біометанолу [6, 64].

При використанні у якості палива чистого біометанолу потрібне незначне переобладнання карбюратора та самого двигуна. Це пов'язано з тим, що при використанні біометанолу має місце підвищене зношення деталей циліндрової групи, що обумовлено наступним:

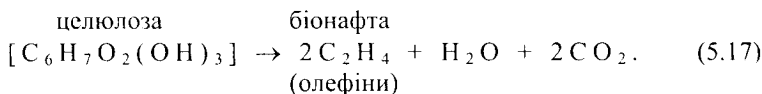
1. У циліндри двигуна потрапляє значна кількість невиварованого спирту, що призводить до змивання змащувальної оливи.

2. Погіршення змащення внаслідок утворення на поверхнях тертя спирто-водно-масляної емульсії.

3. Корозійно-агресивна дія спиртів на металеві деталі двигуна.

Окрім того, значною проблемою при експлуатації двигуна на біометанолі є токсичність цього палива. Внаслідок високої леткості біометанолу потрібна дуже добра герметизація паливної системи транспортного засобу.

Швидкий піроліз являє собою термічний розпад органічних речовин без доступу повітря, що проводиться при температурі 400-600°C протягом 0,5-5 секунд. Рідким біопаливом, що отримується швидким піролізом, є біонафта, з якої після подальшої переробки виробляється штучний бензин. При виробництві біонафти має місце миттєве нагрівання сухої целюлози біомаси, в результаті чого утворюються олефіни (біонафта). Теоретично цей процес проходить наступним чином:



Ефективність виробництва біонафти: з 1 т деревини отримують 0,35-0,4 (середнє 0,37) т біонафти [64].

Отримана біонафта використовується як паливо в різних енергетичних установках (котлах, пальниках печей для обпалення цементу, цегли), або надходить для подальшої переробки у штучний автомобільний бензин. Вихід автомобільного бензину становить 11,9% у розрахунку на одиницю маси деревини, що піддається швидкому піролізу [64].



Рідке біопаливо, придатне для використання у двигунах з утворенням суміші "паливо-повітря" всередині двигуна (дизельних двигунах) можна одержати з рослинної олії, яка отримується пресуванням різних олійних сільськогосподарських та деревинних культур.

В таблиці 5.37 наведено відомості про кількість рослинної олії, яку можна отримати з різних видів рослин методом пресування.

Таблиця 5.37. Вихід рослинної олії при пресуванні різних видів рослин [64]

Насіння маслинних рослин	Вміст олії, %	Вихід олії з 1 т насіння, кг (в середньому)
1. Соняшник	29-57	400
2. Соя	13-25	180
3. Ріпак	36-40	370
4. Коноплі	30-38	340
5. Арахіс (ядро)	41-69	490

Отримана в результаті пресування насіння рослинна олія переробляється в рідке біопаливо за допомогою наступних технологій:

- 1) тонка очистка рослинної олії;
- 2) розгонка рослинної олії;
- 3) етерифікація рослинної олії.

**Тонка очистка** рослинної олії являє собою процес механічного фільтрування з подальшим осадженням фосфорних сполук і видаленням рослинного клею та вологи. Після тонкої очистки рослинна олія може бути або безпосередньо використана в дизельних двигунах замість традиційного дизпалива, або як добавка до традиційного дизпалива.

Згідно [64, 65] при тонкому очищенні рослинної олії втрачається не більше 1-1,5% маси, що очищується. Тому середній вихід олії тонкої очистки з 1 т насіння може бути прийнятий таким, що відповідає наведеному в таблиці 5.38.

В таблиці 5.38 наведено деякі характеристики олії тонкої очистки, яка використовується в якості рідкого палива.

Численні короткотермінові дослідження щодо використання рослинної олії тонкої очистки у якості палива дизельних двигунів внутрішнього згорання мали позитивні результати. Криві "потужність-швидкість", отримані на основі динамометричних випробувань, були аналогічними для деяких олій і дизельного пального, а також для дизельного пального і його суміші з різними рослинними оліями у деяких пропорціях [64, 65]. Разом з тим слід відмітити, що при використанні в немодернізованих двигунах рослинної олії тонкої очистки має місце швидке накопичення осадів, забивання форсунок, закоксування поршневих кілець та загуснення мастила. Це призводить до зниження ступеня розпилу рослинної олії тонкої очистки, а при низьких температурах забиваються фільтри.

Таблиця 5.38. Фізико-хімічні та експлуатаційні властивості рідкого біопалива, що використовується в дизельних двигунах внутрішнього згоряння [64, 65].

Показники	Традиційне дизельне пальне	Олія тонкої очистки			Біодизпаливо з ріпакової олії
		Ріпакова	Соняшникова	Сосва	
1. Густина, при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	820-870	900-930	920-930	920-930	860-900
2. Температура, °C: кипіння застигання	180-360 10-60	- -	- -	- -	- 8-10
3. Тиск насичених парів при 38°C, кПа	0,3-0,35	-	-	-	-
4. Стехіометричний коефіцієнт, кг/кг	14,1-14,3	12,9	12,5	12,5	12,6
5. Температура згоряння, °K	2289	-	-	-	-
6. Теплота згоряння, МДж/кг	41-43,5	41	36	39	37,5
7. Цетанове число	45-55	44-49	58	48-51	48-51
8. Хімічний склад %:					
8.1. Вуглець, С	87	77	77	77	77,5
8.2. Водень, Н <sub>2</sub>	12,6	12	12	12	12,0
8.3. Кисень, О <sub>2</sub>	0,4	11	11	11	10,5

Розгонка (ректифікація) рослинної олії являє собою процес розділу рідких фракцій, який базується на багаторазовому чередуванні випаровування рідини з багаторазовою конденсацією пари. Після ректифікації легкі фракції рослинної олії можуть бути або безпосередньо використані в двигунах замість традиційного дизпалива, або використовуються як добавки до традиційного дизпалива. Важкі фракції використовуються замість мазуту в котельнях. Ефективність виробництва легких фракцій: з 1 т рослинної олії отримують у середньому 70% легких фракцій [64, 65].

Етерифікація – це процес, який проходить між рослинними оліями, які з хімічної точки зору є тригліцеридами (гліцериновими ефірами насичених жирних кислот) та одновалентними спиртами в присутності кислотних або лужних каталізаторів, у результаті якого отримуються етилові або метилові ефіри жирних кислот і гліцерин. Рідким паливом, що виробляється за допомогою етерифікації, є біодизель (метиловий чи етиловий ефір жирних кислот).

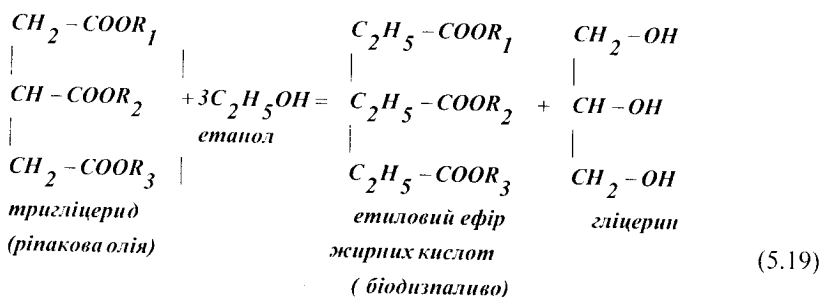
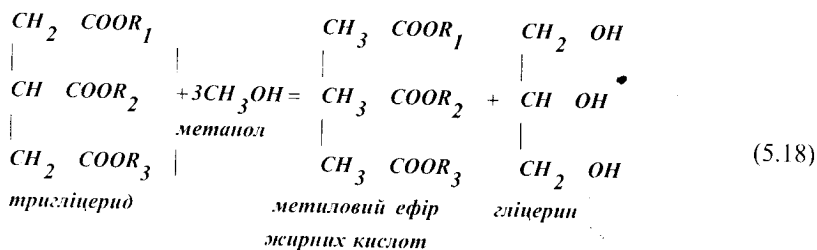
Виробництво біодизпалива з рослинних олій методом етерифікації схематично складається з 3-х етапів [6, 64]:

1. Вирощування, збирання та завезення сировини на заводи з виробництва рослинної олії.
2. Пресування насіння з метою отримання рослинної олії.
3. Етерифікація рослинної олії, в результаті якої отримується біодизпаливо.

На першому етапі виробництва біодизпалива організується вирощування, постачання та складування біосировини. В Україні для виробництва біодизпалива перспективно використовувати наступні сільськогосподарські рослини: а) соняшник; б) сою; в) ріпак.

На другому етапі виробництва біодизпалива насіння, звільнене від сторонніх предметів, домішок та пилу, подається у преси, де відбувається процес вижимання олії. Віджату олію фільтрують, очищують і подають для подальшої етерифікації.

Теоретично процес етерифікації проходить наступним чином [6, 64]:



Виділяють дві технології отримання біодизпалива за допомогою етерифікації:

- "холодну" технологію, за якої процес отримання рідкого біопалива проходить при температурі 20-70°C із застосуванням лужних каталізаторів;
- "гарячу" технологію, яка вимагає перебігу реакції при температурі 240°C і під тиском близько 10 МПа.

В таблиці 5.39 наведені відомості стосовно виходу біодизпалива при етерифікації різних видів рослинних олій [64].

Таблиця 5.39. Вихід біодизпалива при етерифікації різних видів рослинних олій

Рослинна олія	Вміст олій, %	Вихід біодизпалива при етерифікації 1 т насіння, кг (в середньому)
1. Соляшиикова	29-57	350
2. Соєва	13-25	170
3. Ріпакова	36-40	340

Біодизпаливо може використовуватись у дизельних двигунах внутрішнього згоряння з утворенням суміші "паливо-повітря" всередині двигуна, або в якості добавки до традиційного дизпалива, або безпосередньо як рідке паливо.

Практично всі дизельні двигуни без будь-якого значного переобладнання можуть спалювати як чисте біодизельне паливе, так і його суміш із традиційним дизпаливом у різних пропорціях.

Оцінка енергетичної ефективності рідкого біопалива виконується шляхом обчислення та співставлення загального енергетичного коефіцієнта корисної дії різних видів біопалива. Розроблена методика розрахунків загального енергетичного коефіцієнта корисної дії біопалива, викладена у роботах [66, 67]. Загальний енергетичний коефіцієнт корисної дії будь-якого палива розраховується за наступною формулою [6, 66, 67]:

$$\eta_{заг} = \eta_{ев} \cdot \eta_{ез}, \quad (5.20)$$

де  $\eta_{заг}$  – загальний енергетичний коефіцієнт корисної дії біопалива;

$\eta_{ев}$  – коефіцієнт енергетичної ефективності виробництва біопалива;

$\eta_{ез}$  – коефіцієнт енергетичної ефективності застосування біопалива.

Обчислення загального енергетичного коефіцієнта корисної дії біопалива дозволяє комплексно, від виробництва до застосування, оцінити енергетичну ефективність того чи іншого палива, визначити доцільність створення нових промислових потужностей з виробництва рідкого біопалива при умові, що вони є прийнятними в екологічному, політичному та економічному аспектах.

Коефіцієнт енергетичної ефективності виробництва біопалива  $\eta_{ев}$  характеризує кількість енергії, яка витрачена на його отримання і обчислюється за формулою [66]:

$$\eta_{ев} = \frac{Q_p''}{Q_p^{н,сир} + Q_{амт}}, \quad (5.21)$$

де  $Q_p''$  – теплота згоряння рідкого біопалива. Приймається згідно таблиць 5.36 та 5.38;

$Q_p^{н,сир}$  – теплота згоряння сировини, з якої виготовлене рідке біопаливо;

$Q_{амт}$  – енергія, що витрачена на виробництво біопалива.

Величини  $Q_p^{н,сир}$  та  $Q_{амт}$  приймаються згідно таблиці 5.40.

Таблиця 5.40. Енергетичні характеристики деяких видів рідкого біопалива

Біопаливо	Теплота згоряння $Q_p^n$ , МДж/кг	Сировина	Теплота згоряння сировини $Q_p^{n,сир}$ , МДж/кг	Енергія, що витрачена на виробництво палива $Q_{вит}$ , МДж/кг	Коефіцієнт енергетичної ефективності виробництва палива $\eta_{ев}$ , %	Коефіцієнт енергетичної ефективності застосування палива* $\eta_{ез}$ , %	Загальний енергетичний коефіцієнт корисної дії палива $\eta_{заг}$ , %
1. Бензин	45	Нафта	34	21,6	81	12,3	9,9
2. Біостанол	27	Зерно зернових культур	14,5	29	62	12,3	7,6
3. Біометанол	19,98	Деревинна маса	17,5	14	63,4	12,3	7,8
4. Газохол	41,9	Нафта 90%, зерно зернових культур 10%	32	22	77,6	12,3	9,5
5. Традиційне дизпаливо	41	Нафта	34	21	74,5	12,3	9,17
6. Олія ріпакова	41	Насіння олійних культур	27	30	71,9	12,3	8,84
7. Олія соняшника	36	Насіння олійних культур	27	30	63,2	12,3	7,77
8. Олія соєва	39	Насіння олійних культур	27	30	68,4	12,3	8,4
9. Біодизель	37,5	Насіння олійних культур	27	35	60,5	12,3	7,44

\* Для автомобілів масою близько 900 кг

Коефіцієнт енергетичної ефективності застосування у транспортних засобах рідкого біопалива  $\eta_{es}$  характеризує енергію, яка необхідна для подолання сил інерції та динамічного опору руху транспортного засобу, поділену на витрати енергії палива цим транспортним засобом за період його руху, і обчислюється за наступною формулою [66, 67]:

$$\eta_{es} = \frac{0,55E_m + 0,45E_{ш}}{Q_{p,екс}^n (M_m + M_{ш})}, \quad (5.22)$$

де  $E_m$  та  $E_{ш}$  – питома кількість енергії, що витрачається при переміщенні транспортного засобу в межах міста і шосейними дорогами. Може бути прийнята такою, що відповідає наведеній у таблиці 5.41;

$Q_{p,екс}^n$  – теплота згоряння палива, що використано в експериментах;

$M_m$  та  $M_{ш}$  – питомі витрати палива, необхідні для забезпечення визначеної кількості енергії на переміщення транспортного засобу в межах міста і шосейними дорогами. Приймаються у відповідності з таблицею 5.41.

Таблиця 5.41. Питома кількість енергії, що витрачається при переміщенні транспортного засобу [68]

Маса транспортного засобу, кг	Питома енергія, МДж		Питомі витрати палива з теплою згоряння 41 МДж/кг, кг	
	В умовах міста $E_m$	Шосейні дороги $E_{ш}$	В умовах міста $M_m$	Шосейні дороги $M_{ш}$
907	6,756	4,074	0,7	0,4
1134	7,643	4,864	0,81	0,46
1361	8,535	5,65	0,91	0,52
1588	9,431	6,441	1,01	0,58
1814	10321	7,232	1,13	0,64
2041	11,215	8,018	1,24	0,7
2268	12,107	8,808	1,33	0,74

Питома кількість енергії  $E_m$  та  $E_{ш}$ , розрахована теоретично згідно методики, яка базується на розрахунках із врахуванням інерційної маси транспортного засобу, сил опору коливанню, інерції та сили аеродинамічного опору. При цьому витрати пального, необхідного для отримання цієї питомої кількості енергії, розраховані за допомогою спеціальних емпіричних формул, придатних для палива з теплою згоряння 36,29 МДж/л або 41 МДж/кг. Тому в подальшому дослідженні прийнято, що при використанні формули (5.22) для оцінки коефіцієнта енергетичної ефективності інших палив з іншою теплою згоряння ці палива спалюються в умовах, ідентичних умовам спалювання палива, застосованого при дослідженнях у роботі [66]. Це дає змогу застосовувати в розрахунках принцип пропорційності теплоти згоряння палива його витратам.

Тоді залежність (5.22) можна записати наступним чином:

$$\eta_{ez} = \frac{0,55 E_{ш} + 0,45 E_{ш}}{Q_p'' (M_{ш} + M_{ш})} \frac{Q_{p,екс}''}{Q_p''}, \quad (5.23)$$

де  $Q_{p,екс}''$  – теплота згоряння палива [66];

$Q_p''$  – теплота згоряння біопалива.

Інші умовні позначення відповідають раніше прийнятим.

Аналіз залежності (5.23) показує, що за прийнятих вище умов коефіцієнт енергетичної ефективності застосування палива є сталою величиною, що характеризує конкретний двигун. Зміна двигуна дещо змінить витрати палива і змінить коефіцієнт  $\eta_{ez}$ . Коефіцієнт  $\eta_{ez}$  в залежності від видів палива змінюється від 9,4% до 14,4% [66].

## 5.5 Сучасні технології та обладнання для енергетичного використання відходів біомаси в Україні

Зараз в Україні експлуатуються кілька сучасних котлів для спалювання деревини. У держлігоспах і на деревообробних підприємствах експлуатується значна кількість котлів, спершу спроектованих для спалювання вугілля і мазуту, а потім переобладнаних для спалювання деревини. Працюють більше 25 котлів для спалювання соломи потужністю 150-980 кВт, експлуатується декілька великих біогазових установок для обробки гнойових стоків і стоків харчової промисловості та декілька газифікаторів для переробки біомаси; заплановано будівництво мініТЕЦ на біомасі.

Підприємства України виробляють (серійно або на замовлення) наступне обладнання для спалювання дров, відходів деревини, відходів переробки сільгосппродукції:

- ◆ пальники для сумісного спалювання тирси та природного газу в топках котлів (Інститут газу НАН України);
- ◆ підігрівачі повітря при спалюванні деревини потужністю 4-8 кВт (МП "Автор", м. Донецьк); 6, 11, 18, 27, 35 кВт (МП "ВІТ", м. Київ; ВАТ "Протекс", м. Київ; АТ "Ніжинський дослідно-механічний завод" та інші підприємства);
- ◆ підігрівачі повітря з двостадійним (газогенераторним) спалюванням відходів деревини потужністю 125, 250, 500, 750 1000 кВт (ЗАТ "Київавтоматика");
- ◆ побутові опалювальні котли для спалювання дров та кускових відходів потужністю 40, 80 кВт (63-й котельнозварювальний завод, м. Івано-Франківськ); 20, 30, 50 кВт (ДП "Строммаркет", м. Лисичанськ); 31, 50, 80 кВт (ПП "Магр", м. Чернігів); 25 кВт (ЗАТ "Житомирремхарчомаш");
- ◆ побутові опалювальні котли з двостадійним (газогенераторним) спалюванням дров потужністю 33, 45, 75, 30, 50 кВт (ТОВ "КАФ", м. Вишневе Київської обл.);

◆ водогрійні котли газогенераторного типу для спалювання відходів деревини, відходів переробки льону та хмелю потужністю 100 та 200 кВт (ЗАТ "Житомирремхарчомаш");

◆ газифікаційні передтопки для використання відходів деревини потужністю 100 та 200 кВт (СП "Ройек-Львів");

◆ водогрійні котли для спалювання подрібнених відходів деревини потужністю 130 кВт (ДП "Строммаркет", м. Лисичанськ); 500 кВт (63-й котельнозварювальний завод, м. Івано-Франківськ); 820 кВт (ЗАТ "Житомирремхарчомаш");

◆ водогрійні котли (газотрубного типу) для спалювання вологих подрібнених відходів деревини потужністю 50 та 630 кВт (ВАТ "Ківерціспецісмаш");

◆ водогрійні котли для спалювання вологих відходів деревини потужністю 1 МВт (розробка НДІСТ, виробництво – 703-й металообробний завод, м. Київ) та 4 МВт (Монастирищенський машинобудівний завод);

◆ пальники для спалювання біогазу в топках котлів (Інститут газу НАНУ).

В Україні при організації енергетичного використання біомаси в даний час переважає тенденція модернізації існуючих парових та водогрійних котлів. На підприємствах широко впроваджується спалювання відходів деревини, відходів переробки сільськогосподарської продукції в існуючих водогрійних та парових котлах потужністю від 1 до 30 МВт. Вибір технології спалювання здійснюється виходячи з характеристик відходів, конструктивних особливостей наявних котлів та котельні, екологічних та економічних вимог, фінансових можливостей підприємства. Розглядаються можливості перетворення котелень на ТЕЦ шляхом встановлення парових турбін з протитиском або з проміжним відбором пари. Щодо реконструкції потужних котлів та котелень найбільший досвід має ВАТ "Оргхарчопром" (м. Київ).

Організації України розробляють біогазові технології та обладнання для анаеробної переробки стоків целюлозно-паперової, цукрової, спиртової промисловості, гною та стоків тваринництва і птахівництва. Створені технології та обладнання впроваджуються в Росії та Канаді (НВО ім.Фрунзе, м. Суми).

В Україні розроблено, виготовлено та поставлено до США систему очистки біогазу зі звалищ перед його подачею в газопроводи природного газу (Інститут газу НАН України, НВО ім.Фрунзе, м. Суми).

НВО "Машпроект" поставило до Канади газотурбінну електричну станцію потужністю 2,5 МВт для використання рідкого палива від установки швидкого піролізу деревини.

Наведені приклади свідчать про технологічні та технічні можливості підприємств енергомашинобудівного комплексу України щодо створення енергетичних об'єктів з використанням біомаси. При відповідній державній політиці підприємства України можуть забезпечувати необхідним обладнанням внутрішній ринок і розширювати експортні можливості.



В Україні виконано кілька демонстраційних проектів у галузі біоенергетики. Установки, що впроваджені в рамках цих проектів, є першим сучасним великомасштабним біоенергетичним обладнанням, що працює в Україні. По-перше, це проект технічної допомоги королівства Нідерландів Україні, у рамках якого встановлено два парових котли для спалювання деревини: потужністю 5 МВт – на підприємстві з виробництва клеєної фанери "ОДЕК Україна" у м. Оржів (Рівненська область), а також потужністю 1,5 МВт – у Малинському держлісгоспі-технікумі (Житомирська область). Котли обладнані рухомо-перештовхувальними колосниковими решітками і призначені для спалювання деревинної тріски, кори та тирси вологістю до 60%.

Успішно виконано дансько-український проект технічної допомоги, у рамках якого в селі Дрозди Київської області було встановлено і введено до експлуатації котел потужністю 980 кВт для спалювання великих тюків соломи.

Реалізується проект технічної допомоги королівства Нідерландів Україні, у рамках якого на свинофермі на 15000 голів у селі Оленівка Дніпропетровської області споруджується біогазова установка з об'ємом реакторів 2000 м<sup>3</sup> для обробки 80 т/добу гнойових стоків із використанням біогазу в установках комбінованого виробництва теплоти та електроенергії потужністю 160 кВт<sub>е</sub>+300 кВт<sub>т</sub>.

Нижче надані результати техніко-економічного обґрунтування біоенергетичних технологій в Україні. Результати розрахунків парових котлів для спалювання деревини виробництва голландської фірми KARA наведені в таблиці 5.42.

Котельне обладнання закордонного виробництва є досить дорогим, і далеко не всі українські підприємства мають фінансові можливості для його придбання, що є одним із значних бар'єрів для ввезення цього обладнання в Україну.

У таблиці 5.43 наведено техніко-економічні показники котлів українського виробництва для спалювання біомаси. Однак серійне виробництво зазначених у таблиці котлів поки не налагоджено, що призводить до необхідності використання котлів іноземного виробництва [6].

Таблиця 5.42. Дані техніко-економічного обґрунтування використання в Україні котлів іноземного виробництва для спалювання деревини та соломи

Показники	Котел KARA з рухомо-перештовхувальною решіткою, 5 МВт			Котел KARA з регортою, 2 МВт			Котел Linka, 800 кВт	Котел PASSAT, 980 кВт
	750	750	750	250	250	250	133	121
Капітальні витрати, тис. дол.	750	750	750	250	250	250	133	121
Вологість палива, %	60	60	60	40	40	40	15	15
Навантаження установки, год/рік	4400	8000	8000	4400	8000	8000	4400	4400
<b>Експлуатаційні витрати, тис. дол./рік</b>	<b>197</b>	<b>132</b>	<b>267</b>	<b>72</b>	<b>48</b>	<b>97</b>	<b>27</b>	<b>29</b>
Вид палива	д е р е в и н а			д е р е в и н а			солома	солома
Витрата палива, т/год	14685	30000	30000	3357	6857	6857	895,0	1114,0
Теплота згоряння, МДж/кг	6,0	6,0	6,0	10,5	10,5	10,5	14,0	14,0
Вартість палива, дол./т	4,5	0	4,5	7,2	0	7,2	3,6	6,52
Вироблення теплової енергії, ТДж/рік	70,49	144,0	144,0	28,2	57,6	57,6	11,28	12,52
Собівартість теплової енергії, дол./ГДж	2,79	0,91	1,85	2,54	0,83	1,69	2,39	2,27
Економія природного газу, млн м <sup>3</sup> /рік	2,01	4,11	4,11	0,81	1,65	1,65	0,32	0,39
Економія коштів на закупівлю природного газу, тис. дол./рік	161,12	329,14	329,14	64,45	131,7	131,7	25,78	30,88
Термін окупності, років	8,4	2,3	4,0	7,2	2,0	3,3	6,3	5,4

Таблиця 5.43. Техніко-економічні показники котлів українського виробництва для спалювання біомаси

Показники	Котел з рухомо-перештовхувальною решіткою, 5 МВт			Котел з регортою, 2 МВт			Котел 800 кВт	Котел 980 кВт
<b>Капітальні витрати, тис. грн.</b>	1330	1330	1330	520	520	520	289	303
Частка іноземних комплектуючих, %	30	30	30	30	30	30	30	25
<b>Вологість палива, %</b>	60	60	60	40	40	40	15	15
Навантаження установки, год./рік	4400	8000	8000	4400	8000	8000	4400	4400
<b>Експлуатаційні витрати, тис. дол./рік</b>	<b>603</b>	<b>239</b>	<b>989</b>	<b>230</b>	<b>99</b>	<b>373</b>	<b>72</b>	<b>98</b>
Вид палива	деревина			деревина			солома	солома
Витрата палива, т/год	14685	30000	30000	3357	6857	6857	895,0	1114,0
Теплота згоряння, МДж/кг	6,0	6,0	6,0	10,5	10,5	10,5	14,0	14,0
Вартість палива, грн./т	25	0	25	40	0	40	20	36
Вироблення теплової енергії, ТДж/рік	70,49	144,0	144,0	28,2	57,6	57,6	11,28	12,52
Собівартість теплової енергії, грн./ГДж	8,55	1,66	6,87	8,15	1,72	6,48	6,41	8,0
Економія природного газу, млн м <sup>3</sup> /рік	2,01	4,11	4,11	0,81	1,65	1,65	0,32	0,39
Економія природного газу, тис. грн/рік	889	1817	1817	356	727	727	142	167
Термін окупності, років	2,6	0,7	1,3	2,4	0,7	1,2	2,4	2,2

Капітальні витрати включають вартість котла, допоміжного обладнання, автоматики і системи регулювання, мультициклона, димової труби, а також витрати на монтаж і введення до експлуатації. Вартість будинку котельні і теплових мереж не включена до капітальних витрат. При розрахунках варіювалися наступні параметри: річне завантаження котла, вартість палива, вологість палива та інші. Період навантаження котла 8000 год/рік відповідає котлу, що виробляє технологічну пару; 4400 год/рік відповідає котлу, що працює протягом опалювального сезону. У таблиці 5.43 також наведені результати техніко-економічного обґрунтування для двох котлів для спалювання соломи. Автоматичний котел потужністю 800 кВт виробництва данської фірми Linka призначений для спалювання соломи-січки. Капітальні витрати складаються з вартості котла, димової труби, споруд, витрат на транспортування та монтаж обладнання. Котел данської фірми PASSAT у якості палива використовує великі тюки соломи.

При проведенні розрахунків було прийнято, що термін амортизації становить 15 років[6].

Витрату палива розраховано з урахуванням середньої потужності установки за опалювальний період, що становить 0,89 від номінальної потужності. Собівартість теплової енергії визначалася шляхом розподілу експлуатаційних витрат на річний виробіток теплової енергії. Термін окупності розраховувався шляхом ділення капітальних витрат на різницю між вартістю зекономленого природного газу й експлуатаційних витрат. При цьому до експлуатаційних витрат не включено амортизацію і прибуток.

В результаті порівняння техніко-економічних показників котлів іноземного та українського виробництва визначено наступне. Котел голландської фірми KARA потужністю 5 МВт із рухомо-перештовхувальною решіткою коштує близько 750 тис. дол. Вартість аналогічного котла вітчизняного виробництва з використанням закордонних комплектуючих в обсязі 30% очікується близько 1330 тис. грн. (близько 240 тис. дол.), тобто більш ніж у три рази дешевше. Те ж саме можна сказати про котел для спалювання деревини з ретортою та котли для спалювання соломи. При цьому котли вітчизняного виробництва будуть мати досить малий термін окупності – 1-2,5 роки.

Одержання теплової енергії з відходів деревини і соломи на сьогодні є рентабельним для України навіть при використанні імпортованих котлів. Найбільш рентабельним є виробництво технологічної пари при великому періоді завантаження установки. У таблиці 5.44 наведено результати техніко-економічного обґрунтування для біогазової енергогенеруючої установки з об'ємом метантенків 2000 м<sup>3</sup> і використанням біогазу для комбінованого виробництва теплоти та електроенергії потужністю 160 кВт<sub>c</sub>+300 кВт<sub>t</sub>. Капітальні витрати включають вартість обладнання та витрати на модифікацію інфраструктури. Фінансовий ефект від впровадження установки складатиметься із заощадження коштів на закупівлю електроенергії, теплової енергії та мінеральних добрив [6].

Таблиця 5.44. Техніко-економічне обґрунтування для енергогенеруючої біогазової установки з об'ємом метантенків 2000 м<sup>3</sup>

Показники	Частка іноземних комплектуючих	
	100 %	40 %
Капітальні витрати, тис. дол.	413	280
Експлуатаційні витрати, тис. дол./рік	21	22
<b>Економія, тис. дол./рік:</b>		
Електроенергія	41,4	41,4
Теплова енергія	5,6	5,6
Мінеральні добрива (N, P, K)	25	25,0
<b>Всього</b>	<b>72</b>	<b>72</b>
Термін окупності, років	8,1	5,6

Як приклад техніко-економічної ефективності технологій видобутку і використання звалищного газу в таблиці 5.45 наведено результати розрахунків для Луганського полігону твердих побутових відходів, що містить 1,6 млн т твердих побутових відходів [6].

Таблиця 5.45. Результати техніко-економічного обґрунтування для мініелектростанції потужністю 2 МВт, встановленої на Луганському полігоні твердих побутових відходів

Параметри	Двигун "Первомайськ-дизельмаш" (Україна)	Двигун Caterpillar (США)
Об'єм полігону, млн м <sup>3</sup>	2	2
Вихід звалищного газу, млн м <sup>3</sup> /рік	8	8
<b>Нижня теплотворна здатність звалищного газу, МДж/м<sup>3</sup></b>	18	18
<b>Встановлена потужність мініелектростанції, кВт</b>	2×1000	2×1000
Вироблення електроенергії, МВт·год/рік	14400	14400
Капітальні витрати, тис. дол.	571	1346
<b>Експлуатаційні витрати, дол./рік</b>		
• амортизація	38067	89704
• прибуток (річна процентна ставка 10%)	57100	134556
• оплата праці	3600	3600
• технічне обслуговування	5000	5000
<b>Всього</b>	<b>103767</b>	<b>232859</b>
Собівартість електроенергії, дол./кВт·год	0,007	0,016
Внутрішня норма рентабельності проекту (IRR), %	39	17
Строк окупності, років	2,0	4,6

Розглянуто два варіанти обладнання для міні-електростанції, що працює на звалищному газі: з двигунами українського виробництва (ВАТ "Первомайськ-дизельмаш") і з двигунами американського виробництва (Caterpillar).

У розрахунках прийнято наступні параметри: середня щільність ТПВ – 800 кг/м<sup>3</sup>; щорічний вихід звалищного газу – 5 м<sup>3</sup>/т відходів; повний термін експлуатації установки – 20 років. Собівартість електроенергії, виробленої міні-електростанцією на звалищному газі, складає 0,007 і 0,016 дол./кВт-год при використанні відповідно двигунів вітчизняного та іноземного виробництва, що в обох випадках нижче ринкової вартості електроенергії в Україні – 0,021 дол./кВт-год. Наведені вище економічні розрахунки не враховують потенційної можливості продажу зниження викидів CO<sub>2</sub> та інших парникових газів, досягнутого при виконанні біоенергетичних проєктів. Однак уже зараз з'являється реальна можливість продажу вказаного зниження викидів парникових газів, наприклад, у рамках програми Ecu-PT, яка фінансується Міністерством Економіки Нідерландів. Зниження викидів CO<sub>2</sub> та інших парникових газів буде купуватися за ціною від 4,54 до 9,08 євро/т за умови, що за період 2008-2012 рр. це зниження становитиме не менш як 500 тис. т CO<sub>2</sub> чи CO<sub>2</sub>-еквіваленту. При врахуванні можливості такого продажу, економічні показники біоенергетичних проєктів істотно покращаться. Наприклад, зниження емісії метану в атмосферу, яке буде досягнуто за рахунок реалізації описаного вище проєкту з використання звалищного газу на Луганському полігоні ТПВ, становить близько 70 тис. т/рік CO<sub>2</sub>-еквіваленту або 280 тис. т CO<sub>2</sub>-еквіваленту за чотири роки (2008-2012 рр.). За умови продажу по 9 євро/т можна одержати близько 2520 тис. євро, що в кілька разів вище капітальних витрат на будівництво електростанції потужністю 2 МВт, яку обладнано українськими газовими двигунами.

Вартісні показники виробництва на основі енергії біомаси теплової та електричної енергії в Україні наведені у таблиці 5.46 [8].

Таблиця 5.46. Вартісні показники виробництва на основі енергії біомаси теплової та електричної енергії в Україні на різних установках

Потужність опалювального котла на трісках потужністю 2,5; 5,0 МВт	Вартість трісок	Вартість газу для ЖКГ	Вартість газу для бюджету і промисловості	Термін окупності (в роках) при заміні	
				газу в ЖКГ	газу в бюдж. сфері і промисл.
	250 грн/т	1300 грн/тис. м <sup>3</sup>	2624 грн/тис. м <sup>3</sup>	5; 6,5	1,5; 1,8
В опалювальних котлах для господарських цілей потужністю 10 кВт	Вартість дров	Вартість газу для	–		
	250 грн/т	1098 грн/тис. м <sup>3</sup>	–	5,6	
В котлах на токованій соломі при заміні газу 250; 860 кВт	Вартість соломи	Вартість газу для ЖКГ	Вартість газу для бюджету і промисловості		
	300 грн/т	1305 грн/тис. м <sup>3</sup>	2624 грн/тис. м <sup>3</sup>	6,7; 3,4	1,7; 0,9

Продовження таблиці 5.46.

ТЕЦ на трісках потужністю 12,0	Вартість трісок		Вартість теплової енергії	Вартість продажу е/е по "3 т" без ПДВ	Вартість закупки е/е з мережі, без ПДВ	Термін окупності (в роках)
	250 грн/т		200 грн/Гкал	1344,6 грн/(МВт · год)	679,0 грн/(МВт · год)	1,8
Нова ТЕС на базі існуючого підприємства потужністю 2,5 МВт	Вартість трісок		-	Вартість продажу е/е по "3 т" без ПДВ	-	Термін окупності (в роках)
	250 грн/т			1344,6 грн/(МВт · год.)		2,4
Нова ТЕС при спалюванні (вугілля + БМ 5%)	Вартість трісок (з доставкою)		Вартість вугілля (з доставкою)	Вартість продажу е/е по "3 т" без ПДВ	-	Термін окупності (в роках)
	250 грн/т	800 грн/т	570 грн/т	1344,6 грн./ (МВт·год)		5,5-0,2
Біогазові установки свинокомплекс 8000 гол. 140 кВт <sub>ел</sub> + +220 кВт <sub>тепл.</sub>	Викупні продукти – міні Продаж е/е по "зеленому тарифу" 50% товарного тепла за тарифом 450 грн/Гкал Економія азотних добрив (30% по азоту на весь об'єм гною)			Вартість	Термін окупності	
	Викупні продукти – максимум Продаж е/е по "зеленому тарифу" 90% товарного залишку тепла за тарифом 450 грн/Гкал Економія реалізації органічних добрив по 3 євро за т Продаж ЕСВ по 8 євро за т CO <sub>2</sub> <sub>свн</sub> Зменшення екологічних платежів					1000 тис. євро
Збір та утилізація біогазу на полігонах ТПВ	Виробництво е/е 4 495 000 євро інвестицій			Спалювання на факелі 3 100 000		
	Експлуатаційні затрати, євро/рік 290 000			193 000 євро/рік		
	Тариф е/е 110 євро/МВт · год					
	Прогнозний термін окупності, років					
	6,8 (без продажу ЕСВ)		3,8 (з продажем ЕСВ)		10,9 (з продажем ЕСВ)	

В Україні тарифи на електроенергію встановлюються Національною комісією регулювання електроенергетики. Електроенергія, вироблена з біомаси, закупается на основі Закону України "Про зелений тариф".

Капіталовкладення обраховуються на основі відомостей щодо питомих капітальних витрат, які визначаються окремо для електро- та теплоенергетики.

При виробництві електроенергії шляхом спалювання біомаси у парових котлах і використання пари у парових турбінах-електрогенераторах питомі капіталовкладення становлять 12000-16000 грн/кВт.

При виробництві електроенергії шляхом газифікації біомаси і використання газових турбін або газопоршневих машин питомі капіталовкладення становлять 8000-12000 грн/кВт.

В розрахунках приймається середнє значення питомих капіталовкладень 12000 грн/кВт станом на 2010 рік.

Виробництво електроенергії енергетичними установками, що використовують біомасу, обчислено виходячи з того, що середня генерація електроенергії здійснюється 6027 годин/рік. Виробництво теплової енергії енергетичними установками, що використовують біомасу, відбувається протягом опалювального сезону.

При виробництві теплоти за рахунок використання біомаси питомі капіталовкладення станом на 2010 рік наведені у таблиці 5.47.

Таблиця 5.47. Питомі капіталовкладення теплогенеруючих установок, що використовують біомасу

№ з/п	Фірма, котел	Потужність, кВт	Вартість, грн.	Питомі капіталовкладення, грн/кВт
1	Комконт (Білорусія)	3000	2100000	700
2	Політехнік (Австрія)	1000	1400000	1400
3	Кальвіс (Україна)	1000	300000	300
	<b>Середнє</b>	-	-	800

Питомі капіталовкладення на установки з виробництва брикетованого торфу становлять 248 грн. на тонну. Питомі капіталовкладення на виробництво біодизелю становлять 145 грн. на тонну. Питомі капіталовкладення на виробництво біоетанолу становлять 10400 грн. на тонну.

## 5.6 Перспективи розвитку біоенергетики в Україні

У сільському господарстві потенційні ресурси соломи і стебел значно перевищують споживання котельних палив сільськогосподарськими підприємствами та палив у всіх опалювальних котельних, розташованих в сільській місцевості. Це свідчить, що лише частину ресурсів соломи і стебел можна вживати на енергозабезпечення в сільській місцевості, а сільське господарство України потенційно може стати постачальником палива для енергетичних підприємств в містах.

Ефективним шляхом доповнення і заміни традиційних ПЕР, особливо в сільській місцевості, є виробництво і використання біогазу, переробкою рослинної і тваринницької біомаси.

Досить перспективним для отримання біогазу є переробка сміття на звалищах. Запаси твердих побутових відходів (ТПВ) в Україні орієнтовно складають 460-490 млн м<sup>3</sup>. З урахуванням ряду обставин вважають, що приблизно на 50% звалищ можна одержувати біогаз. Потенційні можливості добування біогазу із звалищ можуть складати 2300 млн м<sup>3</sup>/рік, що еквівалентно 1,6 млн т умовного палива або 1,39 млрд м<sup>3</sup> природного газу. Сировиною, з якої можна одержувати біогаз, можуть бути практично всі відходи, що містять органічні компоненти. За рахунок використання біогазу, одержаного в результаті анаеробної ферментації біомаси, можна замінити такі види палива:



♦ природний газ і зріджені гази, що використовуються для енергозабезпечення промислових і побутових потреб;

♦ бензин, дизельне паливо і гас у двигунах внутрішнього згорання.

Щорічно в світі з біомаси за рік виробляється близько 46 млн т біоетанолу і 5 млн т біодизелю. У Європі ці показники складають відповідно: близько 4 млн т і 2 млн т на рік.

Аналіз багаторічних статистичних даних щодо практичного використання в Україні земель сільськогосподарського призначення і динаміки змін площ вирощування рослин, з яких планується виготовлення рідкого біопалива, показав:

• Для посівів енергетичних культур можна задіяти близько 77 тис. км<sup>2</sup> невживаних сільгоспугідь, що дозволить повернути для сільгоспвиробництва землі, які зараз не використовуються, зберегти існуючий баланс сільгоспвиробництва і не нашкодити продовольчій безпеці України.

• За рахунок використання вищезазначених площ для вирощування енергетичних рослин в Україні можна досягти виробництва рідкого біопалива в об'ємах: паливного спирту – 2 млн т/рік, біодизпалива – 7 млн т/рік. Використання в паливно-енергетичному комплексі України рідкого біопалива дозволить у перспективі заощадити до 11,8 млн т у.п./рік, що складає близько 90% від сумарного річного енергетичного потенціалу бензину і дизпалива.

• Застосування рідкого біопалива дозволить на 31,6 млн т/рік понизити викиди в навколишнє середовище вуглекислого газу, що утворюється в результаті споживання бензину і дизпалива.

• Використання для виробництва біодизпалива земель Чорнобильської зони відчуження (близько 100 тис. га забруднених земель) дозволить одержувати щорічно 20 тис. т біодизпалива. Відходи виробництва можуть бути також використанні як паливо для теплогенеруючих котелень.

Паливний біоетанол можна одержувати майже на всіх спиртових і цукрових заводах. Ухвалою КМ №1375 від 5 грудня 2007 р. передбачено реперофілювати 11 спиртових заводів на виробництво біоетанолу, загальна річна продуктивність яких становить 360 тис. тонн.

Застосування наведених біоенергетичних технологій є достатньо ефективним у цілому ряді виробництв. Особливо це стосується агропромислового комплексу – при застосуванні ефективних схем комплексного використання біоенергетичних ресурсів та ефективного обладнання в Україні можна досягти значного позитивного економічного, екологічного та соціального ефекту.

Енергетичний потенціал біомаси не є сталою величиною, його величина суттєво залежить від обсягів виробництва сільськогосподарських культур, структури посівних площ, погодно-кліматичних умов тощо. Прогнозується стрімке зростання площ під *енергетичні культури* (тополя, верба, міскантус). Енергетичні рослини за період 2015-2020 рр. за об'ємами біомаси зрівняються з соломою зернових культур, а потім займуть лідируюче положення. Це пояснюється тим, що енергетичні рослини будуть вирощуватися в основному на землях, які не придатні для сільськогосподарського використання (долини

річок, рекультивовані полігони ТПВ, шахтні терикони та ін.). В той же час, очікується зменшення обсягів відходів деревини за рахунок збільшення повноти її переробки. Прогнозується на рубежі 2012-2015 років використання таких видів біомаси, які на даний час практично залишаються на полі. Це солома ріпаку, стебла кукурудзи і соняшнику, солома гречки, проса, рису, очерет тощо. В той же час, обсяги соломи традиційних культур (пшениця, ячмінь, жито) будуть залишатися на рівні 2009 року (найбільша врожайність). Це пояснюється використанням нових низькорослих сортів зернових, вимогами сівозміни, а також збільшенням площ під технічні культури і кукурудзи на силос для виробництва біогазу.

Енергетичне використання *біогазу звалищ* буде стрімко розвиватись із введенням в дію механізмів Кіотського протоколу, оскільки запобігання викидам метану звалищ в атмосферу є одним з найдієвіших заходів для зменшення викиду парникових газів. Можна прогнозувати, що за цей період значна частина великих полігонів твердих побутових відходів буде оснащена системами збирання біогазу з його використанням для виробництва енергії. Насамперед доцільно організувати використання біогазу звалищ у котельнях сусідніх населених пунктів або підприємств, але основним напрямом буде його використання для виробництва електричної енергії з подачею її в енергосистему. Для комплектування цих електростанцій можуть використовуватися стаціонарні та пересувні газомоторні та газотурбінні електростанції, що вже виготовляються в Україні.

Виробництво паливного етанолу буде здійснюватись переважно на реконструйованих спиртових заводах. Обсяги виробництва будуть обмежуватися потребами етанолу як антидетонаційної добавки до бензинів. Збільшення обсягів вирощування ріпаку та сої дасть змогу збільшити ресурси високобілкових кормів для тваринництва та птахівництва з одночасною організацією виробництва *бідизельного пального*, насамперед для потреб транспорту власне сільськогосподарських підприємств виробників сої чи ріпаку, а також на експорт.

При виробництві етанолу як моторного палива, згідно Програми виробництва біоетанолу, потужність державних заводів повинна буде становити 218 тис. т у 2011 р. За даною Програмою передбачається спорудження 5-ти недержавних заводів потужністю 100 тис. т/рік кожний до 2015 року, а потім поступове нарощування потужностей заводів з 0,7 млн т до 1,6 млн т (на даний час потужність всіх заводів з виробництва етанолу в Європі становить 4 млн т) [8].

При виробництві бідизелю як моторного палива, згідно Програми виробництва бідизелю, було передбачено у 2010 р. побудувати потужності 623 тис. т/рік. Згідно існуючих можливостей у 2015 р. потужність виробництва бідизелю може бути нарощена до 1 млн т, а потім поступово до 1,8 млн т (на даний час потужність всіх заводів з виробництва бідизелю у Європі становить 2 млн т) [8].

В період до 2015 року на законодавчому рівні необхідно розв'язати всі проблеми щодо організаційного і технічного забезпечення вільного доступу

усім суб'єктам виробництва електроенергії до електромережі національної енергосистеми і продажу ними через енергоринок надлишку електроенергії, виробленої з використанням біомаси. Одночасно для енергетичних об'єктів, що споживають біомасу, потрібно встановити екологічні нормативи, нормативні вимоги до біомаси як палива, стабільні довготривалі тарифи (або прозорі механізми їх формування) на закупівлю енергоринок та місцевими енергопостачальними компаніями надлишку виробленої ними електроенергії.

На період з 2015 до 2020 року можливо очікувати наближення умов використання відновлюваних органічних енергоносіїв в Україні до умов країн Європейського Союзу шляхом впровадження загальноєвропейських механізмів стимулювання використання відновлюваних джерел енергії. Очікується, що значна частина підприємств та організацій України досягне відносної стабільності щодо виробництва та збуту основної продукції, будуть накопичуватися кошти для поступового оновлення виробничих потужностей та здійснення природоохоронних заходів. З початком будівництва в Україні нових і реконструкції існуючих електростанцій та ліній електропередач, тарифи на електричну енергію неминуче зростуть, що зробить для підприємств економічно привабливим виробництво електричної енергії з використанням біомаси і особливо біогазу. В цей період буде розширюватись енергетичне використання біомаси, але з наступними особливостями.

Можна прогнозувати формування значного прошарку економічно життєздатних фермерських господарств, які будуть масово впроваджувати нові соломоспалювальні котельні установки потужністю 100-1000 кВт для теплозабезпечення житла та господарських потреб.

Під тиском екологічних проблем великі та середні сільськогосподарські підприємства, а також підприємства переробної промисловості будуть впроваджувати анаеробні системи перероблення гною та стоків з одержанням біогазу і виробництвом електричної енергії. Обсяги впровадження будуть визначатися обсягами докорінної реконструкції та нового будівництва.

В промисловості буде впроваджуватися переважно нове сучасне обладнання для спалювання відходів рослинної біомаси. В опалювальних котельнях енергетичних підприємств буде розширюватись використання відходів деревини, соломи та стебел сільськогосподарських культур із впровадженням котельних установок потужністю від 1 до 10 МВт. Обсяги впровадження будуть визначатися темпами заміни основних фондів.

У комунальному господарстві одночасно з будівництвом нових потужностей з очищення стоків будуть впроваджуватись анаеробні технології перероблення осаду і мулу з використанням біогазу для виробництва теплової та електричної енергії. Нарощування обсягів використання біогазу на станціях очищення стоків буде визначатись темпами реконструкції та будівництвом нових станцій очищення комунально-побутових стоків.

В цей період буде продовжуватися інтенсивне нарощування обсягів енергетичного використання біогазу. До 2015 року найбільші полігони твердих побутових відходів будуть оснащені системами збору та енергетичного використання біогазу.

Нові та реконструйовані електричні станції, що працюють на твердому паливі та оснащуються сучасними системами очищення газів, доцільно оснащувати також системами підготовки та використання частини палив біологічного походження: брикетів із сортованих побутових відходів, нетоксичних промислових відходів, відходів сільського та лісового господарства. Обсяги використання будуть визначатися темпами будівництва та реконструкції електричних станцій, наявністю невикористаних ресурсів біомаси. Такі електричні станції будуть виконувати роль регіональних центрів, що надають послуги із знешкодження нетоксичних відходів, які буде доцільно доставляти з об'єктів у межах до 200-300 км.

В період з 2015 до 2020 року можна прогнозувати перехід до виробництва та використання паливного етанолу не тільки як антидетонаційної добавки, але і як заміника моторного палива. Це забезпечить комплексне використання значної частини зернової сировини для виробництва кормів та моторного палива. Прогнозується початок промислового виробництва паливного етанолу з відходів деревини та сільськогосподарських відходів із використанням ферментативного гідролізу.

В період після 2020 року можна прогнозувати стабілізацію обсягів використання відходів рослинної біомаси на енергетичні потреби, оскільки найбільш доступні ресурси до того часу будуть залучені в господарський обіг. Будуть продовжувати зростати обсяги застосування анаеробних технологій перероблення гною з виробництвом біогазу, теплової та електричної енергії. Інвестиції значною мірою будуть спрямовуватись на планомірне оновлення технологій та техніки використання відновлюваних органічних енергоносіїв.

Енергетичне використання біогазу зі звалищ буде розширюватись незначними темпами, проте зростатиме обсяг робіт з переміщення зон видобування біогазу із старих на нові полігони, заміни відпрацьованого обладнання. Нові системи збирання та використання біогазу будуть впроваджуватись переважно на малих полігонах. Можливо, що в цей період відбудеться різке зменшення обсягів захоронення відходів, і відповідно будуть зменшуватись перспективи видобування біогазу зі звалищ. Альтернативою можуть стати інженерні системи анаеробного перероблення твердих побутових відходів з виробництвом біогазу. В цих системах процес розкладання відходів завершується протягом кількох місяців, а не протягом десятків років, як у звалищі, забезпечується повний контроль над потоками забруднень, запобігається забруднення ґрунтів та водойм.

Враховуючи існуючі тенденції введення в експлуатацію в Західній Європі різних типів енергетичних установок, що використовують біомасу, визначена сумарна теплова та електрична потужність цих установок в Україні у 2015 році. Подальший приріст цієї потужності до 2030 року обчислений на основі існуючих на сьогодні тенденцій зростання потужностей біоенергетичних установок у Західній Європі.

Впровадження біоенергетичних установок пропонується здійснювати на базі вітчизняного та частково імпортного обладнання з коефіцієнтом корисної дії:

- електрогенеруючого обладнання 0,35-0,4;

– теплогенеруючого обладнання 0,8-0,9.

Обсяги заміщення традиційних паливно-енергетичних ресурсів при виробництві електричної енергії обчислювали за формулою [8]:

$$V = \frac{860 \cdot G}{Q_n^p \cdot \eta_{к.у} \cdot \eta_u \cdot \eta_a}, \text{ кг у.п.} \quad (5.24)$$

де  $V$  – річний об'єм традиційного палива; 860 – коефіцієнт переводу одиниць;  $G$  – річний виробіток електроенергії;  $Q_n^p$  – теплота згоряння традиційного палива;  $\eta_{к.у}$  – коефіцієнт корисної дії котельної установки;  $\eta_u$  – термічний коефіцієнт циклу установки;  $\eta_a$  – загальний коефіцієнт втрат при перетворенні механічної енергії в електричну.

У таблицях 5.48-5.50 наведено зведені прогнози базові показники використання енергії біомаси в Україні до 2030 року [8].

Таблиця 5.48. Прогнозні базові показники використання біомаси для виробництва електроенергії в Україні до 2030 року

№	Прогнозні показники розвитку біоелектроенергетики	Одиниці виміру	Рівень розвитку біоелектроенергетики по роках				Всього
			2015	2020	2025	2030	
<b>Електроенергетика. Тверде паливо.</b>							
<b>1.</b>	<b>Енергетичні показники</b>						
1.1	Встановлена потужність	МВт	23	1200	1692,6	3355,6	3355,6
1.2	Річне виробництво електроенергії	млн кВт·год/рік	172,22	9000	12694	25167	25167
1.3	Річна економія умовного палива	млн т у.п./рік	0,062	3,24	4,57	9,06	9,06
1.4	Обсяги заміщення природного газу	млн м <sup>3</sup>	71,9	3758,4	5301,2	10510	10510
<b>2.</b>	<b>Економічні показники</b>						
2.1	Питомі капіталовкладення	тис. грн/кВт	13	13	13	13	13
2.3	Обсяги фінансування	млн грн.	299	15600	22003,8	43622,8	43622,8
<b>3.</b>	<b>Екологічні показники</b>						
3.1	Обсяги зменшення викидів діоксиду вуглецю	тис. т	111,6	5832	8226	16308	16308
<b>4.</b>	<b>Соціальні показники</b>						
4.1	Кількість додаткових робочих місць	тис. осіб	0,035	1,8	2,539	5,033	5,033
<b>Електроенергетика. Біогаз.</b>							
<b>1.</b>	<b>Енергетичні показники</b>						
1.1	Встановлена потужність	МВт	3	166,7	237	470,4	470,4
1.2	Річне виробництво електроенергії	млн кВт·год/рік	22,22	1250	1777,8	3527,8	3527,8
1.3	Річна економія умовного палива	млн т у.п./рік	0,008	0,45	0,64	1,27	1,27
1.4	Обсяги заміщення природного газу	млн м <sup>3</sup>	9,3	522	742,4	1473,2	1473,2
<b>2.</b>	<b>Економічні показники</b>						
2.1	Питомі капіталовкладення	тис. грн/кВт	13	13	13	13	13
2.3	Обсяги фінансування	млн грн.	39	2167,1	3081	6115,2	6115,2

Продовження таблиці 5.48.

№	Прогнозні показники розвитку біоелектроенергетики	Одиниці виміру	Рівень розвитку біоелектроенергетики по роках				Всього
			2015	2020	2025	2030	
3.	<b>Екологічні показники</b>						
3.1	Обсяги зменшення викидів діоксиду вуглецю	тис. т	144	810	1152	2286	2286
4.	<b>Соціальні показники</b>						
4.1	Кількість додаткових робочих місць	тис. осіб	0,005	0,25	0,356	0,706	0,706

Таблиця 5.49. Прогнозні базові показники використання біомаси для виробництва теплової енергії в Україні до 2030 року

№ зп	Прогнозні показники розвитку теплової біоенергетики	Одиниці виміру	Рівень розвитку теплової біоенергетики по роках				Всього
			2015	2020	2025	2030	
<b>Теплоенергетика. Тверде паливо.</b>							
1.	<b>Енергетичні показники</b>						
1.1	Встановлена потужність	МВт	770,3	11216	16419	24966	24966
1.2	Річне виробництво теплової енергії	млн кВт·год/рік	3081,1	44865	65676	99865	99865
1.3	Річна економія умовного палива	млн т у.п./рік	0,456	6,64	9,72	14,78	14,78
1.4	Обсяги заміщення природного газу	млн м <sup>3</sup>	529	7702,4	11275	17145	17145
2.	<b>Економічні показники</b>						
2.1	Питомі капіталовкладення	тис. грн/кВт	8	8	8	8	8
2.3	Обсяги фінансування	млн грн.	6162,4	89728	131352	199728	199728
3.	<b>Екологічні показники</b>						
3.1	Обсяги зменшення викидів діоксиду вуглецю	тис. т	820,8	11952	17496	26604	26604
4.	<b>Соціальні показники</b>						
4.1	Кількість додаткових робочих місць	тис. осіб	1,155	16,824	24,628	37,449	37,449
<b>Теплоенергетика. Біогаз.</b>							
1.	<b>Енергетичні показники</b>						
1.1	Встановлена потужність	МВт	108,1	1570,9	2297,3	3496,6	3496,6
1.2	Річне виробництво теплової енергії	млн кВт·год/рік	432,43	6283,8	9189,2	13986	13986
1.3	Річна економія умовного палива	млн т у.п./рік	0,064	0,93	1,36	2,07	2,07
1.4	Обсяги заміщення природного газу	млн м <sup>3</sup>	74,2	1078,8	1577,6	2401,2	2401,2
2.	<b>Економічні показники</b>						
2.1	Питомі капіталовкладення	тис. грн/кВт	8	8	8	8	8
2.3	Обсяги фінансування	млн грн.	864,8	12567,2	18378,4	27972,8	27972,8

Продовження таблиці 5.49.

№ зп	Прогнозні показники розвитку теплової біоенергетики	Одиниці виміру	Рівень розвитку теплової біоенергетики по роках				Всього
			2015	2020	2025	2030	
<b>3.</b>	<b>Екологічні показники</b>						
3.1	Обсяги зменшення викидів діоксиду вуглецю	тис. т	115,2	1674	2488	3726	3726
<b>4.</b>	<b>Соціальні показники</b>						
4.1	Кількість додаткових робочих місць	тис. осіб	0,162	2,356	3,446	5,245	5,245

Таблиця 5.50. Прогнозні базові показники використання біомаси для виробництва моторного біопалива в Україні до 2030 року

№ зп	Прогнозні показники виробництва моторного біопалива	Одиниці виміру	Рівень розвитку по роках				Всього
			2015	2020	2025	2030	
<b>Біодизель.</b>							
<b>1.</b>	<b>Енергетичні показники</b>						
1.1	Встановлена потужність	МВт	-	-	-	-	-
1.2	Річне виробництво біодизелю	млн т/рік	0,78	0,94	1,1	1,4	1,4
1.3	Річна економія умовного палива	млн т у.п./рік	1	1,2	1,4	1,8	1,8
1.4	Обсяги заміщення природного газу	млн м <sup>3</sup>	1160	1392	1624	2088	2088
<b>2.</b>	<b>Економічні показники</b>						
2.1	Питомі капіталовкладення	тис. грн/т	0,145	0,145	0,145	0,145	0,145
2.3	Обсяги фінансування	млн грн.	113,1	136,3	159,5	203	203
<b>3.</b>	<b>Екологічні показники</b>						
3.1	Обсяги зменшення викидів діоксиду вуглецю	тис. т	1800	2160	2520	3240	3240
<b>4.</b>	<b>Соціальні показники</b>						
4.1	Кількість додаткових робочих місць	тис. осіб	0,03	0,036	0,042	0,054	0,054
<b>Біостанол.</b>							
<b>1.</b>	<b>Енергетичні показники</b>						
1.1	Встановлена потужність	МВт	-	-	-	-	-
1.2	Річне виробництво біостанолу	млн т/рік	0,76	0,98	1,2	1,74	1,74
1.3	Річна економія умовного палива	млн т у.п./рік	0,7	0,9	1,1	1,6	1,6
1.4	Обсяги заміщення природного газу	млн м <sup>3</sup>	812	1044	1276	1856	1856
<b>2.</b>	<b>Економічні показники</b>						
2.1	Питомі капіталовкладення	тис. грн/т	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
2.3	Обсяги фінансування	млн грн.	7904	10192	12480	18096	18096
<b>3.</b>	<b>Екологічні показники</b>						
3.1	Обсяги зменшення викидів діоксиду вуглецю	тис. т	1260	1620	1980	2880	2880
<b>4.</b>	<b>Соціальні показники</b>						
4.1	Кількість додаткових робочих місць	тис. осіб	0,04	0,052	0,064	0,094	0,094

Зведені прогнозні базові показники розвитку біоенергетики в Україні до 2030 року наведені в таблиці 5.51 [8].

Таблиця 5.51. Зведені прогнозні базові показники розвитку біоенергетики в Україні до 2030 року

Прогнозні показники розвитку біоенергетики	Одиниці виміру	Зведені показники розвитку біоенергетики по роках				Всього
		2015	2020	2025	2030	
Річна економія умовного палива	млн т у.п./рік	2,39	13,56	19,09	31	31
Обсяги заміщення природного газу	млн м <sup>3</sup>	2772,4	15730	21144	35960	35960
Обсяги зменшення викидів діоксиду вуглецю	тис. т	4302	24408	34362	55800	55800
Кількість додаткових робочих місць	тис. осіб	1,636	19,423	28,18	43,987	43,987

## 5.7 Вплив розвитку біоенергетики на оточуюче середовище

У результаті застосування сучасних методів переробки тваринницьких відходів вирішується не тільки проблема енергозабезпечення, але й екологічна, агротехнічна та соціально-економічна проблеми, причому вирішення екологічних та санітарних завдань необхідно ставити на перше місце. Відомо, що у гної тварин і птиці знаходиться велика кількість бактеріологічного матеріалу (збудники бруцельозу, сальмонельозу, ящура, туберкульозу та інших інфекційних хвороб) та яєць гельмінтів. Зберігання та використання неперероблених відходів наносить велику шкоду оточуючому середовищу, призводячи до забруднення значних територій землі, отруєння ґрунтових вод і водоймищ, забруднення повітря та до появи серйозних захворювань людей і тварин, що може призвести до створення епідеміологічних ситуацій. Крім того, тварини, заражені гельмінтами, споживають кормів на 11% більше і мають приріст на 15% менше в порівнянні зі здоровими.

У гної тварин та посліді птиці також є велика кількість насіння бур'янів, які не тільки не втрачають здатності сходити після проходження через шлунково-кишковий тракт, але й, знаходячись у такому живильному середовищі, сходять і ростуть значно швидше, що зменшує кількість добрив у ґрунті і знижує продуктивність сільськогосподарських культур. Крім того, у процесі анаеробного зброджування азот, фосфор і калій переходять у більш зручну для засвоєння рослинами форму. Утворені високоякісні добрива дають можливість якщо й не повністю виключити, то значно зменшити застосування мінеральних добрив, пестицидів, гербіцидів, що в свою чергу зменшує витрати на виробництво сільськогосподарських продуктів.

Значний ефект щодо поліпшення стану оточуючого середовища можна отримати в результаті виробництва біогазу з відходів сміттєзвалищ та стічних вод із використанням технології анаеробного зброджування, що запобігає забрудненню землі, ґрунтових вод, водоймищ та повітря.



Використання відходів деревини передбачає постійний їх збір у лісових та лісопереробних господарствах. Таким чином, у процесі догляду за лісовим господарством правильна вирубка лісу сприяє росту якісної деревини і збільшенню її товарної маси. Крім того, збирання відходів (пеньків, трухлявини, поламаних гілок, листя, глици) зменшує кількість лісових паразитів.

Важливим елементом екологічної складової розвитку біоенергетики є зменшення кількості забруднюючих речовин, що утворюються при її спалюванні за рахунок використання новітніх технологій та сучасного обладнання.

Переробка в енергетичні продукти промислових відходів, що утворюються у процесі первинної обробки лісоматеріалів (в основному кора, обрізки дерев, обапіл, тирса, стружка), а також відходів, що утворюються при приготуванні пульпи для виробництва паперу (кора та відхідний лужний розчин, що має в своєму складі велику кількість розчинених органічних сполук) значно зменшує кількість шкідливих викидів в оточуюче середовище.

Основним компонентом палива є вуглець, який при спалюванні окислюється до вуглекислого газу. При спалюванні біомаси в енергетичних установках також утворюється  $\text{CO}_2$ . Проте в процесі утворення клітковини біомаси вуглекислий газ поглинається рослинами з атмосфери згідно з відомим процесом фотосинтезу. Таким чином, кількість вуглекислого газу, який виділяється при спалюванні або природному розкладанні біомаси, і кількість вуглекислого газу, що поглинається біомасою в процесі її росту, знаходиться у постійній рівновазі. Тому антропогенні парникові гази, що викидаються електро- і теплогенеруючими установками, в яких використовується біомаса, не регулюються Кіотським протоколом.

Відповідно, в результаті використання біомаси зменшуються викиди  $\text{CO}_2$  в атмосферу. Розрахунок зменшення викидів  $\text{CO}_2$  проводився за умови, що 1 т умовного палива при згорянні утворює 1,8 т  $\text{CO}_2$ .

Таким чином, розвиток біоенергетики в Україні сприятиме поліпшенню стану оточуючого середовища та зменшенню викидів парникових газів в атмосферу.

## Контрольні запитання

1. Наведіть класифікацію основних видів біомаси.

2. Назвіть найбільш поширені методи переробки біомаси в енергетичні продукти.

3. Якими методами можна отримувати енергію з органічних відходів?

4. В процесі анаеробного зброджування біомаси отримано  $1500 \text{ м}^3$  біогазу. Яким є його енергетичний еквівалент в перерахунку на умовне паливо?

5. Які відходи утворюються в процесі лісозаготівлі та лісопереробки?

6. Яку кількість енергії в перерахунку на умовне паливо можна отримати при спалюванні  $10 \text{ м}^3$  відходів лісопереробної галузі в котлі з ККД 0,6? Накипна маса відходів  $\rho = 650 \text{ кг/м}^3$ ,

7. теплота згоряння  $Q'' = 5 \text{ МВт} \cdot \text{год}$  на 1 тону.

8. Визначте енергетичну кількість потенціальних ресурсів відходів пшениці, валовий збір якої дорівнює 20000 т, коефіцієнт відходів  $K_1$  якої дорівнює 2,53, коефіцієнт доступності відходів  $K_2 = 0,85$ , коефіцієнт енергетичного використання відходів  $K_3 = 0,99$ . Вологовміст сухої маси відходів становить 28%.

9. Яка сировина використовується для отримання біогазу методом анаеробного метанового зброджування?

10. Якими є середньодобові витрати енергії на технологічні потреби біоенергетичної установки, якщо протягом доби в якості теплоносія використовується 360 літрів гарячої води з вхідною температурою  $60^\circ\text{C}$ ? Температура води на виході з біоустановки становить  $40^\circ\text{C}$ .

11. Опишіть принцип роботи біогазової установки.

12. Покажіть конструкцію бігазової установки.

13. Назвіть основні технології термічної переробки твердого біопалива – рослинної біомаси та деревини.

14. Назвіть основні фази процесу спалювання деревини.

15. Яка кількість теплової енергії в перерахунку на умовне паливо може бути отримана в процесі спалювання  $1000 \text{ м}^3$  соломи, питома енергомісткість якої становить  $0,16 \text{ МВт/м}^3$ ? ККД котла = 0,6.

16. Назвіть температурні режими послідовних фаз термічного розпаду деревини.

17. Що відноситься до рідкого біопалива і яка сировина використовується для їх отримання?

18. Назвіть перспективні напрями та показники розвитку біоенергетики в Україні до 2030 року.

19. Опишіть вплив розвитку біоенергетики на стан оточуючого середовища.

## РОЗДІЛ 6. ГЕОТЕРМАЛЬНА ЕНЕРГЕТИКА

### 6.1 Етапи розвитку геотермальної енергетики

Предметом геотермальної енергетики є методи, обладнання і засоби видобування та використання теплоти Землі при експлуатації геотермальних ресурсів.

Геотермальні ресурси становлять ту частину тепловмісту твердої рідкої та газоподібної фаз земної кори, яка може бути вилучена з надр Землі та використана при сучасному рівні розвитку геотермальної технології.

Перевага геотермальної енергетики, порівняно з традиційною енергетикою, полягає в тому, що геотермальна енергія видобувається у вигляді нагрітої води або пари, тобто безпосередньо у вигляді теплоти, яка отримується з надр Землі без застосування палива.

Перспективним напрямом енергозберігаючої технологічної політики, що дозволяє забезпечити значну економію традиційного палива, є використання геотермальної енергії для опалення, водопостачання і кондиціонування повітря в житлових та громадських будинках і спорудах у містах і сільській місцевості, а також технологічне використання глибинного тепла Землі в різних галузях промисловості й сільського господарства.

Вартість енергії, отриманої в результаті використання геотермальних ресурсів, залежить від особливостей конкретного родовища, а саме: геотемпературного градієнта, глибини залягання, геологічних і географічних умов, ступеня розвитку господарської та економічної інфраструктури регіону, обсягу розвіданих запасів тощо.

Основним стримуючим фактором розвитку геотермальної енергетики є відносно високі обсяги первинних капіталовкладень: розвідка, буріння та обладнання свердловин, на які витрачається біля 50% капіталовкладень. Однак, не дивлячись на це, порівняльні розрахунки показують, що в ряді країн (Угорщина, Ісландія, Нова Зеландія, Росія) безпосереднє використання геотермальної енергії у промисловості, сільському господарстві та для опалення приміщень є економічно доцільним.

Тепло землі, або геотермальна енергія у вигляді природної геотермальної води і пари використовувались для обігріву ще доісторичною людиною, але промислове використання тепла землі або геотермальної енергії почалося лише на початку минулого століття і пов'язано перш за все з успіхами в техніці і технології буріння глибоких свердловин.

Вперше промислове використання геотермальної енергії у великих масштабах почалося в 1904 р. в Італії (Лардареллю), де за допомогою підземної пари виробляється електроенергія. До 1923 року в Тосканії було встановлено два турбогенератори потужністю 3,5 МВт, що використовували бінарний цикл, і це було практично всією встановленою потужністю світової геотермальної енергетики на той час. Перша пілотна турбіна потужністю 23 кВт, що працювала в прямому циклі, тобто напряду використовувала природну пару, одержану з геотермального джерела, була встановлена в 1923 році в Серразано. За нею

запрацювали установки прямого циклу в Кастельнуово (600 кВт і 800 кВт), а також у Лардарелло (3,5 МВт). Таким чином, на початок 1930 року в регіоні Борацифероус працювали геотермальні електростанції сумарною потужністю 12,15 МВт, з яких 7,25 МВт потужності працювали на бінарному циклі, а 4,9 МВт – на прямому циклі [6].

До кінця 1943 року встановлена потужність геотермальних електростанцій регіону досягла вже 132 МВт, з яких 107 МВт припадало на установки бінарного циклу. Будучи стратегічно важливими військовими об'єктами, оскільки вони забезпечували електроенергією всю залізничну мережу центральної Італії, електростанції Лардарелло в 1944 році були практично знищені внаслідок бомбардування з боку союзних військ. До 1950 року електрогенеруючі потужності регіону були відновлені і доведені до рівня 300 МВт.

Освоєння геотермального регіону в Уайракеї (Нова Зеландія), де використовується пара, почалося приблизно в 1950 р. В США промислове виробництво електроенергії здійснюється на геотермальній електростанції (ГеоЕС) "Великі Гейзери" (штат Каліфорнія). Перший енергоблок було введено в експлуатацію в 1960 р., а до кінця 1977 р. працювало вже 15 таких енергоблоків.

Починаючи з 1945 року, приріст потужностей геотермальної енергетики складає 7% річних [6]. Зараз набуло широкого поширення використання геотермальних енергоресурсів у якості термального теплоносія для опалення, гарячого водопостачання та в бальнеології.

Безпосереднє або пряме використання геотермальної енергії для теплопостачання найбільш поширене у даний час в Ісландії, Японії, на Філіппінах, у Франції, КНР, Угорщині, Новій Зеландії. В Росії є дуже великі ресурси пароводяної суміші, придатної для виробництва електроенергії; основні ресурси зосереджені в Курило-Камчатській зоні.

Значний досвід використання геотермальної енергії набуто в Ісландії, де близько 50% тепла, необхідного для опалення, забезпечується за рахунок геотермальних вод. Геотермальна енергія забезпечує теплом столицю Ісландії Рейк'явік. Ще у 1943 році там було пробурено 32 свердловини глибиною від 440 до 2400 м, якими піднімається гаряча вода з температурою від 60 до 130°C. Дев'ять із цих свердловин діють і в даний час [17]. Опалювальна районна геотермальна система у Рейк'явіку продуктивністю 30 Гкал/год обслуговує більше 100 тисяч жителів; на станції працює лише 60 чоловік [41].

Особливо великим є інтерес до геотермального теплопостачання в країнах, бідних на корисні копалини і розташованих в основних геотермальних поясах земної кулі, – Ісландія, Нова Зеландія, Мексика. В Ісландії 50% тепла, необхідного для опалення, забезпечується за рахунок геотермальних вод.

Провідне місце щодо впровадження ГеоТЕС займають США, де на їх частку приходить 46% всіх діючих потужностей. У США всі станції використовують високотемпературні термальні води або суху пару, що видобуваються на геотермальних родовищах, пов'язаних із районами молодого вулканізму або з термоаномаліями [41].

В 27 країнах світу геотермальне тепло використовують для отримання електроенергії. За оцінками Міжнародного енергетичного агентства, встано-

влена потужність ГеоТЕС має стійку тенденцію до зростання; до 2050 року прогнозується приріст із нинішніх 11 ГВт до 43 ГВт [14].

Роботи у сфері геотермальної енергетики проводяться в 56 країнах світу. Динаміка базових показників геотермальної енергетики (встановлена потужність та кількість виробленої геотермальними установками енергії) в країнах світу наведені в таблиці 6.1 [8].

Таблиця 6.1. Встановлена потужність та кількість виробленої геотермальними установками енергії в країнах світу

Країна		Потужність, МВт		Річне виробництво			
				ТДж/рік		ГВт·год/рік	
1		2000	2005	2000	2005	2000	2005
		2	3	4	5	6	7
1	Алжир	100,0	152,3	1586	2417	441	671,4
2	Аргентина	25,7	149,9	449	609,1	125	169,2
3	Австралія	10,4	109,5	294	2968	82	824,5
4	Австрія	255,3	352,0	1609	8027,64	447	2229,9
5	Бельгія	3,9	63,9	107	431,2	30	119,8
6	Болгарія	107,2	109,6	1637	1671,5	455	464,3
7	Великобританія	2,9	10,2	21	45,6	6	12,7
8	Венесуела	0,7	0,7	14	14	4	3,9
9	Гватемала	3,4	2,1	107	52,5	30	14,6
10	Гондурас	0,7	0,7	17	17	5	4,7
11	Греція	57,1	74,8	385	567,2	107	157,6
12	Грузія	250,0	250,0	6307	6307	1752	1752,1
13	Данія	7,4	821,2	75	4360	21	1211,2
14	Ізраїль	63,3	82,4	1713	2193	476	609,2
15	Індія	80,0	203,0	2517	1606,3	699	446,2
16	Індонезія	7,3	2,3	43	42,6	12	11,8
17	Ісландія	1469,0	1791,0	20170	23813	5603	6615,3
18	Італія	325,8	606,6	3774	7554	1048	2098,5
19	Йорданія	153,3	153,3	1540	1540	428	427,8
20	Канада	377,6	461,0	1023	2546	284	707,3
21	Карибські о-ви	0,1	0,1	1	2,8	0	0,8
22	Кенія	1,3	10,0	10	79,1	3	22
23	Китай	2814,0	3687,0	31403	45373	8724	12604,6
24	Колумбія	13,3	14,4	266	287	74	79,7
25	Корея (південна)	51,0	16,9	1077	175,2	299	48,7
26	Литва	21,0	21,3	599	458	166	127,2
27	Македонія	81,2	62,3	510	598,6	142	166,3
28	Мексика	164,2	164,7	3919	1931,8	1089	536,7
29	Непал	1,1	2,1	22	51,4	6	14,3
30	Нідерланди	10,8	253,5	57	685	16	190,3
31	Німеччина	397,0	504,6	1568	2909,8	436	808,3
32	Нова Зеландія	307,9	308,1	7081	7086	1967	1968,5
33	Норвегія	6,0	450,0	32	2314	9	642,8
34	Перу	2,4	2,4	49	49	14	13,6
35	Польща	68,5	170,9	275	838,3	76	232,9
36	Португалія	5,5	30,6	35	385,3	10	107
37	Росія	307,0	308,2	6132	6143,5	1703	1706,7
38	Румунія	152,4	145,1	2871	2841	797	789,2
39	Сербія	80,0	88,8	2375	2375	660	659,8

## Продовження таблиці 6.1

	1	2	3	4	5	6	7
40	Словаччина	132,3	187,7	2118	3034	588	842,8
41	Словенія	42,0	48,6	705	712,5	196	197,9
42	США	5366,0	7817,4	20302	31239	5640	8678,2
43	Таїланд	0,7	1,7	15	28,7	4	8
44	Туніс	19,7	25,4	174	219,1	48	60,9
45	Туреччина	820,0	1177,0	15756	19623,1	4377	5451,3
46	Угорщина	328,3	694,2	2825	7939,8	785	2205,7
47	Україна	20,5	2,0	495,8	68,7	-	0,4
48	Філіппіни	1,0	3,3	25	39,5	7	11
49	Фінляндія	80,5	260,0	484	1950	134	541,7
50	Франція	326,0	308,0	4895	5195,7	1360	1443,4
51	Хорватія	113,9	114,0	555	681,7	154	189,4
52	Чехія	12,5	204,5	128	1220	36	338,9
53	Чілі	0,4	8,7	7	131,1	2	36,4
54	Швейцарія	547,3	581,6	2386	4229,3	663	1174,9
55	Швеція	377,0	3840,0	4128	36000	1147	10000,8
56	Японія	257,5	413,4	5836	5161,1	1621	1433,8
	<b>Всього</b>	<b>18231,3</b>	<b>29330</b>	<b>162504,8</b>	<b>258839,7</b>	<b>45008</b>	<b>71868,9</b>

**6.2 Енергетичні ресурси геотермальних джерел**

Запаси геотермальної теплоти становлять близько  $8 \cdot 10^{30}$  Дж за рік, ця кількість приблизно перевищує річне споживання енергії в усьому світі в 35 млрд разів. Якби можна було використовувати всього 1% геотермальної енергії земної кори (глибина – 10 км), людство мало б у своєму розпорядженні кількість енергії, яка в 500 разів перевищувала б усі світові запаси нафти та газу. Теоретичні ресурси геотермальної енергії на Землі до глибини 3 км приблизно становлять 41000 млрд ТДж/рік. У межах глибини 5 км теоретичні ресурси в 3-4 разів більше (близько 140000 млрд ТДж за рік), що характеризує геотермальні ресурси як практично невичерпні. Якщо людство буде використовувати тільки одну геотермальну енергію, пройде 41 млн років, перш ніж температура надр Землі знизиться на півградуса [69].

Виконані вченими розрахунки показують, що всередині Землі міститься теплоти набагато більше, ніж її можна було б добути, розщепивши в ядерних реакторах всі земні запаси урану і торію. Безперервна генерація внутрішньоземного тепла компенсує його зовнішні витрати і служить джерелом накопичення енергії. Загальний вихід тепла з надр до земної поверхні втричі перевищує сучасну потужність енергоустановок світу.

Технічно-досяжні ресурси геотермальної енергії обмежені загальним тепловим вмістом верхніх 10-ти км земної кори в межах суші, що в паливному еквіваленті дорівнює 13660 трлн т у.п. Придатні для використання геотермальні ресурси визначені в 137 трлн т у.п., це становить 1% від загального тепловмісту верхньої 10-ти кілометрової товщини земної кори. Основну частину їх складає енергія гарячих гірських порід, яка може бути вилучена циркуляційними системами [6].

## 6.2.1 Класифікація геотермальних ресурсів

Всю природну теплоту, яка міститься у твердій, рідкій та газоподібній складових земної кори, можна розглядати як геотермальні ресурси двох видів:

- гідротермальні – пара, вода, газ;
- петрогеотермальні – розігріті гірські породи.

Гідротермальні джерела енергії в свою чергу поділяються на:

- водяні;
- пароводяні;
- парові.

Теплоенергетичні води – підземні води, придатні для використання в народному господарстві у якості джерела тепла та (або) електроенергії. Вони підрозділяються на власне термальні води та парогідротерми (пароводяні суміші, суха пара). Основним показником для віднесення підземних вод до теплоенергетичних є їх температура. Як правило, до теплоенергетичних вод відносять підземні води з температурою 35°C і вище. Виділяють низько потенційні води з температурою 35-70°C, що використовують головним чином для технологічних цілей, у рибництві, для закачки до нафтових пластів; середньопотенційні з температурою 70-100°C, що застосовуються для теплопостачання промислових, сільськогосподарських та комунально-побутових об'єктів; високопотенційні з температурою більше 100°C, які теж широко використовуються для теплопостачання, а при температурі 150-160°C і вище та за наявності відповідних економічних умов – і для виробництва електроенергії.

Використання петрогеотермальних джерел доцільне в тих районах земної кори, де немає термальних вод. Використання таких джерел теплової енергії пов'язане з бурінням свердловин і створенням штучної зони високої проникності. В одну із свердловин вода закачується, а з другої отримують нагріту воду або пару.

Найбільш придатні для промислового використання джерела геотермальної енергії, згідно з класифікацією Міжнародної енергетичної агенції, поділяються на 5 типів [1]:

1. Родовища геотермальної сухої пари; вони порівняно легко розробляються, але досить рідкісні. Однак майже половина всіх діючих у світі ГеоТЕС використовують тепло цих джерел.

2. Джерела вологої пари – суміші гарячої води та пари; такі родовища зустрічаються значно частіше, однак при їх освоєнні постає необхідність запобігання корозії обладнання ГеоТЕС та забруднення навколишнього середовища (необхідно проводити вилучення конденсату через високу ступінь його засоленості).

3. Родовища геотермальної води, які містять гарячу воду або пару та воду. Зустрічаються у відповідних аномаліях і являють собою так звані геотермальні резервуари, що утворюються в результаті наповнення підземних порожнин водою атмосферних опадів і нагріваються магмою, яка знаходиться поблизу.

4. Сухі гарячі скельні породи, розігріті магмою, які знаходяться на глибині більше 2 км і мають найбільший ресурс енергії.

5. Магма, яка являє собою нагріті до 1300°C розплавлені гірські породи.

## **6.2.2 Основні характеристики та питомі енергетичні показники геотермальної енергії**

Предметом геотермальної енергетики є методи, обладнання і засоби видобування та використання теплоти Землі при експлуатації геотермальних ресурсів.

Походженням і розподілом теплового поля і термічними властивостями Землі займається наука геотермія (γῆω – земля, θερμός – тепло).

Тепловий стан і теплову історію земних надр вивчає розділ фізики, що називається геотерміка або геотермія.

За сучасними уявленнями земля складається з ряду геологічних зон: земна кора, верхня і нижня мантія та ядро.

Тепловий стан земної кори залежить від кількості внутрішньоземних джерел тепла. Джерелами теплового поля земної кори і Землі в цілому є внутрішні і зовнішні (космічні) процеси. До зовнішніх джерел тепла відносяться: сонячна радіація, корпускулярні та інші випромінювання Сонця, зірок і галактик. До внутрішніх процесів, що супроводжуються виділенням тепла, відносяться розпад радіоактивних елементів, припливне тертя, релаксація пружних напружень, гравітаційна диференціація, кристалізаційні та поліморфічні перетворення, фазові переходи, хімічні реакції.

Підраховано, що температура ядра Землі має біля 5000 градусів. У середньому температура піднімається на 3°C через кожні 100 метрів у глибину. Так, на глибині 20 км вона складає близько 500°C, тоді як на глибині 50 км – 700-800°C.

З усіх внутрішніх джерел тепла, як вважають більшість дослідників, основним є розпад радіоактивних елементів, що залягають у земній корі та мантії. Однак, це не ланцюгова реакція, що задіяна в атомних електростанціях і містить у собі загрозу вибуху, тому що щільність і тиск, що існують в умовах земних надр, нижче критичних значень, що забезпечують протікання таких реакцій [1].

Внаслідок збільшення температури з глибиною в земній корі виникає потік тепла, спрямований у бік земної поверхні. Величина цього теплового потоку в 4000 разів менша кількості тепла, що падає на земну поверхню від Сонця. Однак, на відміну від сонячної радіації, де використовується поточна величина теплового потоку, при використанні геотермальної енергії видобувається не тепловий потік, а тепло, акумульоване геотермальними водами і глибинними гірськими породами за час існування Землі у її сучасному стані.

Найбільшу температуру зафіксовано в Україні за результатами вимірів у свердловинах на площі Залуж (Західна Україна) на глибині 4200 м, де температура складає 210°C; на площі Ізюм (Харківська область), де на глибині 3900 м температура складає 220°C; на площі Тарханкутська в Криму – глибина свердловини 4100 м, температура 220°C.



Сонячне тепло проникає лише в самі верхні шари земної кори – добові коливання температури ґрунту поширюються в глибину на 1,5-2,0 м, річні – на 10-20 м. Далі теплота, пов'язана з сонячним випромінюванням, не проникає, але зі збільшенням глибини спостерігається закономірне збільшення температури, що свідчить про наявність джерел енергії в глибині Землі. Геотермічний градієнт – це величина, на яку підвищується температура земної кори зі збільшенням глибин залягання на кожні 100 м. В середньому для глибин кори, доступних для безпосередніх температурних вимірів, величина геотермічного градієнту приймається приблизно рівною  $3^{\circ}\text{C}$  [1].

Тепловий потік безперервно поступає із надр до поверхні Землі і розсіюється в просторі. Густина теплового потоку визначається як добуток геотермічного градієнту на коефіцієнт теплопровідності. Безпосереднє вимірювання температури надр на суші проводиться в шахтах і бурових свердловинах електротермометрами, а для вимірів на морському дні використовують термоградієнтографи. Безпосереднє вимірювання температури є можливим тільки до глибини в кілька кілометрів, далі температуру визначають непрямими методами. Теплопровідність гірських порід визначається на основі вивчення зразків у лабораторіях. Загалом вимірювання показали, що зміна температури в різних місцях коливається від 0,006 до 0,15 град/м.

Густина теплового потоку є більш постійною величиною і залежить від тектонічної будови, вона рідко виходить за межі  $0,025\text{-}0,1$  Вт/м<sup>2</sup>. Середня густина теплового геотермального потоку через земну поверхню становить приблизно  $0,06\text{-}0,065$  Вт/м<sup>2</sup> при геотермічному градієнті менше  $30^{\circ}\text{C}/\text{км}$  (в 2-4 тис. разів менша за сонячну радіацію). Отже, теплота земних надр у вигляді теплових потоків, які передаються шляхом теплопровідності, не має суттєвого практичного значення. Однак є райони з підвищеним у десятки разів геотермічним градієнтом (теплові потоки перевищують  $0,5$  Вт/м<sup>2</sup>), вони становлять найбільший інтерес для розвитку геотермальної енергетики.

Значення геотермічних градієнтів є різним для різних частин земної кулі. Найбільший геотермічний градієнт, який дорівнює  $150^{\circ}\text{C}/\text{км}$ , зафіксовано у Бананці (штат Орегон, США), йому відповідає геотермічний ступінь, що становить  $6,6$  м/°C; це зона молодого вулканічного діяльності. Найменший геотермічний градієнт, який дорівнює  $6^{\circ}\text{C}/\text{км}$ , зареєстровано у Південній Африці в зоні, розташованій на стародавньому щиті з кристалічних порід [6].

На практиці для використання геотермальної енергії основними джерелами є запаси гарячої води та пари в підземних резервуарах на відносно невеликих глибинах та гейзери, що виходять на поверхню. Геотермальний резервуар є масою породи, що розтріскалася в земній корі і насичена гарячою водою або паром, при цьому перший тип є найбільш поширеним. Щоб добути воду або пару на поверхню, в резервуарі, розміри яких можуть досягати кількох кубічних кілометрів, бурять свердловини. Якщо вода достатньо гаряча і під тиском, вона піднімається на поверхню природним шляхом; при більш низькій температурі необхідні застосування насосних установок.

При визначенні ефективності використання геотермальних енергоресурсів певного роду вища враховується наступне: енергетичний потенціал,

загальний запас і дебіт свердловин, хімічний склад, мінералізація та агресивність води, температурний і гідравлічний режим свердловин, глибина залягання водоносних шарів та їх характеристики, потреби та параметри споживання, в тому числі відстань до споживача тощо.

Основними характеристиками геотермальних вод є температура, кислотність, рівень мінералізації, жорсткість.

При визначенні придатності геотермальних джерел для використання в теплоенергетиці в першу чергу враховується їх природна температура, при якій енергоносії поділяються на [69]:

– низькотермальні (або низькопотенціальні) води з температурою 40-70°C, використання яких без підігрівання обмежене сільськогосподарським виробництвом, теплопостачанням та, в окремих випадках, гарячим водопостачанням малих населених пунктів;

– середньотермальні (або середньопотенціальні) води з температурою 70-100°C, застосування яких можливе для опалення та гарячого водопостачання населених пунктів, промислових та сільськогосподарських виробництв тощо;

– високотермальні (високопотенціальні) води і пара з температурою 100-150°C, використання яких, окрім вищезазначеного, можливе для отримання електричної енергії на геотермальних електростанціях;

– парогідротерми і флюїди з температурою вище 150°C, застосування яких ефективно для отримання електричної енергії, а відпрацьованих вод – у вищенаведених галузях.

### 6.3.3 Методи оцінки ресурсів і запасів геотермальної енергії

Загальні потенційні геотермальні ресурси оцінюються на основі допущення, що масив при видобутку теплової енергії може бути охолоджений до температури, яка забезпечує ефективне теплоспоживання. Розрахункова формула має такий вигляд [38]:

$$Q_s = k \cdot C_v \cdot S (H_{np} - h_{н.ш.}) (t_{г.} - t_{т.с.}), \quad (6.1)$$

де  $k$  – коефіцієнт перерахунку теплової енергії на умовне паливо;

$C_v$  – об'ємна теплоємність породи, усереднена по розрізу, ккал/(м<sup>3</sup>·°C);

$S$  – площа ділянки, району, регіону, м<sup>2</sup>;

$H_{np}$  – прогнозована глибина буріння, м;

$h_{н.ш.}$  – глибина нейтрального шару, м;

$t_{г.}$  – середня температура масиву в межах наміченої глибини буріння (середня ізотерма), °C;

$t_{т.с.}$  – температура теплоспоживача, °C.

Технічно-досяжні геотермальні ресурси ( $Q_{дос.}$ ) оцінюються, виходячи з наступних умов: масив у межах освоєної глибини буріння може бути охолоджений до температури, обумовленої результатами оптимізації спільної роботи ГЦС і догрівачої котельні або директивними вимогами споживача щодо води, яка поступає до нього.

Оцінку і підрахунок ресурсів природного колектора пропонується здійснювати для двох категорій ресурсів – прогнозні геотермальні ресурси і перспективні геотермальні ресурси.

Прогнозні геотермальні ресурси являють собою тепловміст пласта потужністю  $m$  і площею  $S$ , з урахуванням коефіцієнтів температурного видобутку  $\xi_t$  і збільшення ресурсів за рахунок кондуктивного теплопритоку  $\xi_k$ .

Перспективні геотермальні ресурси природного пластового колектора є частиною тепловмісту продуктивного пласта і навколишніх гірських порід, яка може бути видобута і ефективно використана на сучасному етапі розвитку геотермальної технології та енергетики.

Прогнозні геотермальні ресурси категорії  $Q_{pl}$  оцінюються за умови: пласт із середньою температурою  $T_{nt}$  може бути охолоджений до температури навколишнього середовища  $t_0$  [70, 71]:

$$Q_{pl} = k \cdot \xi_k \cdot \xi_t \cdot c_v \cdot S_m (T_{nt} - t_0), \text{ т у.п.} \quad (6.2)$$

де  $k$  – коефіцієнт переходу від теплової енергії до умовного палива, т у.п./Дж,  $k=0,043 \cdot 10^{-9}$ ;

$c_v$  – об'ємна теплоємність порід, усереднена за геологічним розрізом, Дж/м<sup>3</sup>·°С;

$\xi_k$  – коефіцієнт збільшення ресурсів за рахунок кондуктивного теплопритоку з порід, що вміщують продуктивний пласт. Залежно від потужності колектора, цей коефіцієнт приймається 1,2-1,4:

$m$	50-70 м	30-50 м	30 м
$\xi_k$	1,2	1,3	1,4

де  $\xi_t$  – коефіцієнт температурного видобутку для даної категорії ресурсів; розраховується з урахуванням температури теплоносія, що видобувається,  $t_k$  і температури закачування відпрацьованого теплоносія в пласт  $t_{c0}$ , охолодженого до температури навколишнього середовища  $t_0$ , тобто  $t_{c0} = t_0$ :

$$\xi_t = \frac{T_{nt} - 0,5(t_k + t_0)}{T_{nt} - t_0}, \quad (6.3)$$

$$t_k = \theta(T_{nt} - t_0) + t_0 - 1 \cdot 10^{-3} \text{ Н}, \quad (6.4)$$

де  $\theta$  – безрозмірна температура, що характеризує співвідношення різниці температур геотермального теплоносія до різниці між температурою порід і скидання теплоносія:

$$\theta = \frac{t_k - t_0}{T_{nt} - t_0}. \quad (6.5)$$

Може задаватися від 0,6 до 0,25. При цьому, чим більше  $\theta$ , тим менше коефіцієнт видобування  $\xi_t$ , але температура теплоносія, що видобувається, вища. Зазвичай приймається  $\theta = 0,9$ .

$H$  – глибина залягання колектора, м.

Реальні перспективи розвитку геотермальної теплоенергетики на найближчу перспективу пов'язані з гідрогеотермальними ресурсами.

Оцінка гідрогеотермальних ресурсів полягає у визначенні можливої продуктивності водозабірної споруди при заданому зниженні рівня води у свердловинах або у прогнозі зниження рівня води при заданій продуктивності водозабірної споруди. Одночасно повинно відображатися, що при розрахунковому водовідборі якість термальних вод буде задовольняти необхідним кондиціям протягом усього періоду експлуатації.

Ресурси термальних вод підраховуються як по родовищах або експлуатаційних ділянках з метою обґрунтування проектування водозабірних споруд, необхідних для забезпечення конкретних об'єктів теплоносієм, так і в межах великих гідрогеологічних регіонів для обґрунтування генеральних схем використання цих вод у народному господарстві, а також напрямків і обсягів пошуково-розвідувальних робіт.

На родовищах оцінка виконується за результатами спеціальних розвідницьких робіт або за даними експлуатації діючих водозабірних споруд.

Розрахунок прогнозних ресурсів термальних вод виконується на основі регіональних оцінок, які доцільно здійснювати в межах окремих гідрогеологічних структур по основних перспективних водоносних комплексах (горизонтах) із наступним їхнім поділом (у разі необхідності) на економічні або адміністративні одиниці.

Оцінка виконується на основі спеціалізованого гідрогеотермічного районування досліджуваних територій, спрямованого на виявлення гідрогеотермічних зон, кожна з яких характеризується сполученням усереднених значень основних гідрогеологічних і гідротермічних параметрів, що в комплексі визначають розміри ресурсів і теплоенергетичний потенціал термальних вод, а також геолого-економічні показники їх промислового освоєння. Всі подальші комплексні розрахунки щодо оцінки ресурсів виконуються стосовно цих зон. За їх результатами виконується геолого-економічне районування перспективних територій із комплексу показників, що визначають можливі масштаби та економічний ефект, послідовність вивчення та промислового освоєння гідрогеотермальних ресурсів. Регіональна оцінка прогнозних ресурсів повинна не тільки виявити кількість термальної води, що може бути отримана в даному перспективному районі, та її загальний теплоенергетичний потенціал, але й у першому наближенні обґрунтувати раціональні способи промислового освоєння цих ресурсів (можливі схеми водозабірних споруд, їх розміщення в межах перспективних районів, методи розробки водоносних горизонтів і способи експлуатації свердловин), що забезпечують одержання максимального ефекту від їхнього практичного використання.

Оцінка експлуатаційних запасів термальних вод та їх теплоенергетичного потенціалу проводиться на підставі затверджених кондицій. Кондиції являють собою сукупність економічно і технологічно обґрунтованих вимог до якості та кількості води, технічних умов експлуатації родовища при раціональному

використанні надр і дотриманні правил охорони навколишнього середовища. При цьому самі кондиції розглядаються як параметри оцінювання і є формою економічної оцінки запасів гідрогеотермальних ресурсів.

Основними показниками кондицій є наступні [38]:

а) мінімальна температура води (або ентальпія пароводяної суміші) у гирлі свердловини;

б) максимально припустима мінералізація та граничний вміст окремих компонентів або їхніх груп, включаючи вміст газів, що не конденсуються, у парогідротермах (двоокису вуглецю, сірководню, метану, аміаку, азоту, водню, етану);

в) граничні положення динамічних рівнів в експлуатаційних свердловинах (мінімальний надлишковий тиск води або пари на гирло) і максимальний тиск на гирлах нагнітальних свердловин;

г) граничні глибини і дебіти експлуатаційних свердловин.

Крім того, у проекті кондицій повинні бути обґрунтовані способи та засоби водопідйому, система транспортування води до водоспоживача, погоджений із замовником розрахунковий термін експлуатації водозабору і режим водозабору в межах цього терміну, способи видалення використаних вод.

У кожному конкретному випадку експлуатаційні запаси оцінюються з урахуванням заявленої потреби в теплоносії та наявності діючих водозабірних споруд із метою встановлення можливого взаємного впливу проєктованого і діючих водозабірних споруджень та обґрунтування очікуваного приросту запасів.

При оцінці експлуатаційних запасів важливим є визначення терміну розробки родовища, протягом якого кількість і якість підземних вод повинні відповідати технічним умовам, а очікувані величини зниження тиску або рівня не перевищать допустимих.

При оцінці експлуатаційних запасів родовищ теплоенергетичних вод використовуються в основному гідродинамічний і гідравлічний методи. Можливим є спільне використання цих методів (комбінований метод). При оцінці експлуатаційних запасів родовищ парогідротерм як додатковий використовується балансовий метод [38].

**Гідродинамічний метод** базується на досить строгих гідродинамічних та теплофізичних рішеннях і застосовується в основному для пластових систем і приурочених до них родовищ.

Розрахункова гідродинамічна схема повинна максимально точно апроксимувати природні умови в частині значень і закономірностей зміни основних розрахункових параметрів, форми меж і початкових умов, тобто розрахункові схеми повинні враховувати умови живлення, створення напору та розвантаження водоносних шарів, їх геологічну будову та гідравлічну взаємодію між собою.

Гідродинамічний метод дозволяє врахувати ряд факторів у їх розвитку і зміні у часі. Він дозволяє прогнозувати рівні та дебіти з дуже великим ступенем екстраполяції стосовно досягнутого при розвідці, враховувати взаємовплив водозаборів, вплив вилучених меж шару, різні схеми проєктних експлуатаційних свердловин.

Розрахунковий термін експлуатації свердловин відповідно до сталої практики оцінки запасів підземних вод рекомендується приймати таким, що дорівнює 10 тисячам діб (близько 27 років) [38].

Оцінка експлуатаційних запасів термальних вод і парогідротерм із застосуванням ГЦС-технології експлуатації родовищ так само, як і при традиційних способах експлуатації (фонтанному і насосному), виконується гідродинамічним методом. При цьому повинні бути вирішені наступні основні завдання:

- гідродинамічний прогноз зміни тиску в пластових умовах, надлишкового тиску на гірло експлуатаційних свердловин (у деяких випадках – глибини динамічних рівнів), а також тиску нагнітання на гірло нагнітальних свердловин;
- прогноз зміни температури теплоносія в пластових умовах і експлуатаційних свердловин до кінця розрахункового терміну експлуатації;
- прогноз прийомистості та питомої прийомистості (або її зміни) нагнітальних свердловин;
- визначення теплофізичних параметрів (теплоємності та теплопровідності) теплоносія, водовміщуючих порід і обмежуючих водоупорів, а також активної пористості;
- прогноз можливих змін фільтраційних параметрів у призабійних зонах нагнітальних свердловин у продуктивному шарі за рахунок процесів фізико-хімічної взаємодії "відпрацьованих" вод, що закачуються, із пластовими водами та водовміщуючими породами.

**Гідралічний метод** оцінки експлуатаційних запасів термальних вод і пароводяних сумішей (ПВС) полягає у визначенні дебіту водозабірної споруди або прогнозних знижень рівнів у свердловинах за емпіричним даними, отриманими безпосередньо в процесі проведення досліджень, які комплексно враховують вплив різних факторів (природних і штучних), що обумовлюють режим водовідбору. Цей метод застосовується при істотній неоднорідності водовміщуючих порід, складній геолого-структурній будові родовищ, а також при складних геотермічних умовах, що визначають закономірності формування і розподілу теплоенергетичних вод.

**Комбінований метод.** У ряді випадків ефективним може бути спільне використання гідродинамічного та гідралічного методів. У таких випадках гідралічним методом визначається зниження рівня при проектному дебіті свердловин (з урахуванням їх взаємодії) на період часу, що відповідає тривалості дослідних робіт. Додаткове зниження рівня на кінець розрахункового періоду при цьому ж дебіті свердловин визначається гідродинамічним методом.

**Балансовий метод** оцінки експлуатаційних запасів, що полягає у кількісній оцінці прибуткових і видаткових статей балансу підземних вод, застосовується як додатковий для родовищ парогідротерм. Використання балансового методу обумовлюється винятково складними геологічними та гідрогеотермічними умовами родовищ, можливістю знаходження теплоносія у продуктивних зонах (резервуарах) у різних фазових станах (рідина, рідина-пара, пара), різними за своєю природою та енергетичними характеристиками

джерелами формування водного і теплового складу експлуатаційних запасів родовищ.

**Теплоенергетичний потенціал** ресурсів термальних вод, можливі масштаби і техніко-економічні показники їх практичного використання, а також можливий внесок у паливно-енергетичний баланс окремих економічних районів і країни в цілому значною мірою визначаються об'ємністю прийнятого в розрахунках корисно використовуюваного перепаду температури вод  $\nabla t_{\text{вик}}$  [38]:

$$\nabla t_{\text{вик}} = (t_c - t_k), \quad (6.6)$$

де  $t_c$  – усереднена за розрахунковий період розробки температура термальних вод, °С;

$t_k$  – кінцева температура води після використання, °С.

Показник кінцевої температури залежить від початкової температури води, виду її практичного використання, застосовуваних схем теплопостачання або виробництва електроенергії, а також конструкцій теплоенергетичного устаткування.

Визначення показника  $t_k$  у більшості випадків викликає значні труднощі. У зв'язку з цим при розрахунках умовного теплоенергетичного потенціалу ресурсів термальних вод рекомендується прийняти єдине значення  $t_k = 30\text{--}35^\circ\text{C}$ , розраховане на максимальне використання головної корисної властивості оцінюваного ресурсу – тепла. Крім того, розміри експлуатаційних ресурсів і теплоенергетичний потенціал термальних вод при їх оцінці стосовно розробки водоносних горизонтів із підтримкою пластового тиску в значній мірі будуть залежати від заданого рівня охолодження пласта на кінець розрахункового періоду. Цей показник повинен визначатися за умови збереження первинної пластової температури протягом усього розрахункового терміну, тобто збереження незмінної температури води на гирлах експлуатаційних свердловин при температурі води, що нагнітається,  $30\text{--}35^\circ\text{C}$  [38].

Продуктивність свердловин по теплу  $G$  пов'язана з її продуктивністю по воді  $Q$  наступним співвідношенням [38, 70]:

$$G = Q \cdot C_v \cdot \gamma_B \cdot \nabla t_{\text{вик}}, \quad (6.7)$$

де  $G$  – продуктивність свердловин по теплу, Гкал/рік;

$Q$  – продуктивність свердловин по воді, м<sup>3</sup>/рік;

$C_v$  – питома теплоємність води, Гкал/т·°С;

$\gamma_B$  – густина води, т/м<sup>3</sup>.

Оцінка експлуатаційних запасів термальних вод здійснюється на всіх стадіях вишукувань. При цьому вірогідність оцінок визначається обсягами і вірогідністю наявної інформації. При обґрунтуванні й розрахунках параметрів техніко-економічної оцінки варто керуватися кон'юнктурою ринку, потребою та цінами на теплову і електричну енергію, а також на воду, інші корисні компоненти, а також урахувати бальнеологічні властивості води.

## 6.2.4 Енергетичний потенціал геотермальної енергії України

Геотермальні ресурси становлять ту частину тепловмісту твердої, рідкої та газоподібної фаз земної кори, яка може бути економічно ефективно вилучена із надр Землі та використана при сучасному рівні розвитку геотермальних технологій.

Промислово значимі петрогеотермальні ресурси пов'язані, в основному, з перегрітими непроникними або слабopрoникними породами, що розташовані на глибинах, досяжних для сучасної бурової техніки. Їх формування є результатом або конвективного притоку продуктів вулкано-тектонічної діяльності, або наслідком кондуктивного прогріву осадових та також кристалічних непроникних або слабopрoникних порід у місцях аномального теплового потоку.

У теперішній час вилучення та використання тепла, акумульованого сухими гірськими породами, широкого розповсюдження не має. Це пояснюється великими труднощами, які пов'язані зі створенням систем вилучення тепла земної кори, а саме втратами теплоносія при організації штучної його циркуляції.

Петрогеотермальні ресурси в основному відповідають платформним структурам. В Україні такими структурами є: Український кристалічний щит та частина Воронежського кристалічного масиву. Прогнозні петрогеотермальні ресурси цих структур складають  $322,7 \cdot 10^{12}$  ГДж.

Геотермальні ресурси України являють собою, перш за все, термальні води і тепло нагрітих сухих гірських порід. Крім цього, до перспективних для використання в промислових масштабах можна віднести ресурси нагрітих підземних вод, які виводяться з нафтою та газом діючими свердловинами нафтогазових родовищ. Доцільність розвитку геотермальної енергетики в Україні визначається наявністю значних ресурсів геотермальної енергії України, які за тепловим еквівалентом переважають запаси традиційного енергетичного палива.

Для умов України найбільш перспективними для використання є гідротермальні ресурси, що представлені як термальними водами, так і пароводяною або газоводяною сумішшю.

Серед районів України, перспективних для розвитку геотермальної енергетики, слід виділити Закарпаття, де, за геологічними та геофізичними даними, на глибинах до 6 км температура гірських порід досягає 230-275°C. Значні ресурси геотермальної енергії зосереджені в Криму; найбільш перспективними в даному регіоні є Тарханкутський і Керченський півострови, де спостерігаються найбільші геотермічні градієнти; температура гірських порід у цих районах на глибині 3,5-4 км може досягати 160-180°C.

Технічні особливості геотермальної електроенергетики (обмежені значення верхніх температур циклів та висота мінералізації геотермальних теплоносіїв) такі, що спочатку особливу увагу доцільно сконцентрувати на введенні в дію декількох дослідно-експериментальних ТЕС порівняно невеликої потужності з метою обробки технології та відповідного обладнання. Так, наприклад, обмежені значення верхніх температур термодинамічних циклів ГеоТЕС призводять до



необхідності використання спеціального обладнання, спеціальних робочих тіл і збільшення кількості низькопотенційної теплоти.

Висока мінералізація геотермальних теплоносіїв приводить до необхідності використання корозійностійких матеріалів, а наявність розчинених газів (CO<sub>2</sub> та інших) приводить до необхідності використання допоміжних систем газовиділення та утилізації відпрацьованого теплоносія зі збільшенням затрат потужності на власні потреби до 50% і більше.

Деякі характеристики перспективних для ГеоТЕС районів України наведено в таблиці 6.2 [1].

Виходячи з отриманих оцінок запасів геотермальної енергії, наведених у таблиці 6.2, пріоритетними районами першочергового будівництва ГеоТЕС є наступні райони: у Криму – Керченський півострів, у Прикарпатті – Львівська область, окремі родовища у Харківській, Полтавській та Донецькій областях.

Таблиця 6.2. Прогнозні ресурси геотермальної енергії на території України

№ Пз/ п	Район, родовище	Інтервал глибини	Середня температура породи	Площа родовища	Геологічні запаси теплової енергії		Добуті запаси при коефіцієнті добування 20%		ККД перетворення	Можлива потужність Гео ТЕС
					10 <sup>20</sup> Дж	10 <sup>9</sup> т у.п.	10 <sup>20</sup> Дж	10 <sup>9</sup> т у.п.		
<b>1</b>	<b>Закарпаття, у т. ч. площини:</b>	-	-	-	8,5	29	1,7	5,8	-	40
1.1	Залузьська	3-6	250	120	2,5	8,6	0,5	1,7	9,5	7,55
1.2	Берегівська	3-6	240	130	2,6	8,9	0,5	1,8	8,9	7,4
1.3	Чоп-Ужгородська	3-6	225	50	0,9	3,2	0,2	0,2	0,6	2,3
1.4	інші площини	3-6	210	60	1,0	3,6	0,2	0,7	7,1	2,3
<b>2</b>	<b>Прикарпаття</b>	4,7	200	600	6,7	23,0	1,3	4,6	6,6	14,0
<b>3</b>	<b>Крим, у т.ч. райони:</b>	-	-	-	15,3	52,4	3,1	10,5	-	14,0
3.1	Керченський	5-7	215	350	4,2	14,4	0,8	2,9	7,4	9,9
3.2	Тарханкутський	4-7	220	300	5,5	19,0	1,1	3,8	7,7	13,5
3.3	інші райони	5-7	200	500	5,6	19,1	1,1	3,8	6,6	10,5
<b>4</b>	<b>Східно-Український р-н, у т.ч. райони:</b>	-	-	-	70,0	240,0	14,0	48,0	-	140,0
4.1	Краснооповський	5-7	200	1700	19,0	65,0	3,8	13,0	6,6	40,0
4.2	Шебелінський	6-7	217	660	3,9	13,2	0,8	2,6	7,1	8,8
4.3	Краснооскольський	5-7	185	2170		22,5	76,7	4,5	15,3	-
4.4	Погаршинський	6-7	210	1460	8,6	29,3	1,7	5,9	7,1	19,4
4.5	Ольхівський та Горпівський	6-7	200	2800	15,7	53,6	3,14	10,7	6,6	33,0
	<b>Всього</b>				100	340	20	70	-	230

На території України термальні води пов'язані з великими артезіанськими басейнами геосинклінального типу. В областях водного живлення шари порід цих басейнів виходять на поверхню, звідки поступово занурюються до глибини 4 км і більше. Представлені ці породи чергуванням осадових водопроникних та водонепроникних порід. У результаті фільтрації водопроникними шарами порід поверхневі води поступово нагріваються за рахунок кондуктивного теплового

потоків від центру Землі, формуючи запаси термальних вод артезіанських басейнів. В Україні існують чотири великі артезіанські басейни, де можливо організувати видобування термальних вод у промислових масштабах. Це Закарпатський, Передкарпатський, Дніпровсько-Донецький та Причорноморський артезіанські басейни. Прогнозні ресурси термальних вод цих басейнів, за підрахунками Державного комітету з геології України, становлять близько 27 млн м<sup>3</sup>/добу термальних вод із середньою температурою 70°C [6].

Численні термальні зони на глибинах менше 4 км є в Криму та в Карпатах. Загальний потенціал підземних вод регіонів Прикарпаття та Криму складає 1,5 млн м<sup>3</sup> на добу або 550 млн м<sup>3</sup> за рік. Тепло цих родовищ можна використовувати за допомогою створення підземних циркуляційних систем. Дослідна система побудована в Україні біля м. Ужгорода для тепlopостачання теплично-парникового комбінату та тваринницької ферми; глибина свердловин – 2,3 км, температура – 124°C.

Ресурси геотермальної енергії на території України за тепловим еквівалентом перевищують запаси традиційного палива.

При проведенні розрахунків технічно-досяжного потенціалу враховувалась кількість теплової або електричної енергії, яку можливо отримати в Україні при використанні геотермальних джерел енергії за допомогою існуючого в даний час бурового обладнання та обладнання для видобування геотермального теплоносія, на тепло- і електрогенеруючих установках із сучасним коефіцієнтом корисної дії, в умовах, що враховують ступінь завантаження теплових потужностей систем видобування геотермального теплоносія. Ступінь завантаження теплових потужностей систем видобування геотермального теплоносія залежить від кількості годин експлуатації на рік тієї чи іншої геотермальної установки (турбіни, системи опалення, системи гарячого водopостачання).

Найперспективнішим для видобутку високопотенційних енергоресурсів є Карпатський геотермічний район, який характеризується високим геотермічним градієнтом і відповідно високими температурами гірських порід порівняно з іншими регіонами України. Температура порід у свердловинах, пробурених у Карпатах, на глибині 4 км сягає 210°C. Необхідні температури теплоносія для геотермальних електростанцій знаходяться на значно менших глибинах (на 1-1,5 км), ніж в інших сприятливих місцях. За оцінками Інституту геології і геохімії гірських копалин НАНУ, Українського науково-дослідного геологорозвідувального інституту та Інституту геофізики НАНУ, на глибинах до 6000 м температура досягає 230-270°C. Оцінка родовищ показала, що за запасами тепла вони перевищують паливні запаси теплоти Донбасу. Дані родовища є перспективними для подальшої розробки, оскільки на глибинах 6000-9000 м залягають масиви щільних гірських порід, які можуть виявитися великим родовищем перегрітої води. Загальні запаси геотермальних вод Прикарпаття оцінюються приблизно в 1,5 млн·м<sup>3</sup>/добу, а пароводяних сумішей – 30 млн т/добу [6].

У Закарпатті на глибинах 3500-4500 м було визначено температуру 70-200°C. Запаси геотермальної енергії на глибинах у діапазоні 3-10 км еквівалентні 800 млрд т у.п. Аномально високими геотермічними показниками характеризується площа Залуж, розташована в центрі Закарпатського геотермоенергетичного району. Виміряні температури на різних глибинах дорівнюють: 500 м – 40-50°C; 1000 м – 68,4-78,3°C; 1500 м – 87-105°C; 2000 м – 108,8-121°C. В свердловині Мукачівська на глибині 4200 м виміряно температура становить 202°C. Тепловий потік, визначений у чотирьох свердловинах, дорівнює 102,6-108,9 МВт/м<sup>2</sup> [6].

Тільки надра площини Залуж в інтервалі глибин 3-10 км містять теплову енергію, еквівалентну 11,4 млрд т у.п., в інтервалі 3-5 км – 1,9 млрд т у.п. За даними 1988 р. запасів термальних вод із технологічною парою, придатною для промислового використання в геотермальній енергетиці, не виявлено. Передбачається їх наявність у двох районах Залужської площини.

Прогнозується до  $3 \cdot 10^9$  м<sup>3</sup> запасів термальних вод із середньопротарковою температурою 120°C, які акумулюють до 3,9 МВт-год теплової енергії [6].

Другим перспективним районом для розвитку геотермальної енергетики є Крим. Глибини пробурених свердловин тут невеликі – до 2000 м; температура термальних вод на гирлі 50-70°C, їх мінералізація – 20-70 г/л. На даний час низькопотенційні геотермальні енергоресурси Криму використовуються для теплопостачання.

Третім перспективним районом для розвитку геотермальної енергетики є Дніпрово-Донецька западина, що включає в себе області: Чернігівську, Полтавську, Харківську, Луганську та інші. Цей регіон одночасно є крупним споживачем теплової та електричної енергії.

Таким чином, найперспективнішими для використання геотермальних ресурсів є Закарпаття і Крим. За попередніми даними, саме в цих районах найбільш доцільно будувати геотермальні електростанції значної потужності.

Пріоритетними районами першочергового освоєння геотермальних ресурсів є Керченський півострів (АР Крим), Львівська та Закарпатська області, окремі родовища в Харківській, Полтавській та Донецькій областях.

Перелік геотермальних родовищ, придатних для промислового освоєння, наведено в таблицях 6.3 – 6.6.

Таблиця 6.3. Енергетичні ресурси геотермальних родовищ, підготовлених до освоєння в Закарпатті

Назва геотермального родовища	Прогнозні експлуатаційні ресурси термальних вод, (з підтриманням пластового тиску) м <sup>3</sup> /добу	Температура термальних вод на гирлі свердловин, °С	Теплова потужність геотермальних установок, МВт	Економія палива, т у.п./рік	Напрямки використання
<b>Закарпатська область</b>					
Берегівське	10300	58	21,55	21152	Теплопостачання селища Берегово, бальнеологія
Косинське	12700	52	22,84	22375	Теплопостачання санаторію-профілакторію "Косино", бальнеологія
Тереблянське	27800	89	100	82359	Теплопостачання санаторію "Теребля" та селища Теребля, бальнеологія
Велятинське	82800	60	181,12	176405	Теплопостачання санаторію "Теплі води", бальнеологія
Великопаладське	43300	53	78,92	77079	Теплопостачання вівцеферми, готелю, бані, клубу та сільради
Великобактянське	6200	59	13,25	12953	Теплопостачання свиноферми, житлових багатоповерхових будинків
Ужгородське	56300	60	120,42	117707	Теплопостачання комунальних та промислових об'єктів м. Ужгород
<b>Всього</b>	<b>239400</b>		<b>538,1</b>	<b>510030</b>	

Таблиця 6.4. Ресурси геотермальних родовищ, підготовлених до освоєння у Передкарпатському прогині

Назва геотермального родовища	Прогнозні експлуатаційні ресурси термальних вод (з підтриманням пластового тиску), м <sup>3</sup> /добу	Температура термальних вод на гирлі свердловин, °С	Теплова потужність геотермальних установок, МВт	Економія палива, т у.п./рік	Напрямки використання
<b>Львівська область</b>					
Мостиське	7800	107	27,3	15783	Теплопостачання промислових приміщень залізничної станції, депо, житлових будинків селища Мостиське
Чижківське	2600	98	8,0	4625	Теплопостачання складів, житлових будинків
Судово-Вишнянське	12860	63	17,5	10117	Теплопостачання об'єктів агропромислового комплексу, житлових будинків
<b>Всього по області</b>	<b>23260</b>	<b>-</b>	<b>52,8</b>	<b>30525</b>	
<b>Івано-Франківська область</b>					
Долинське	3197	73	5,9	3411	Теплопостачання споруд нафтопереробного заводу, житлових будинків
Північно-Долинське	1296	76	2,6	1503	Теплопостачання нафтового промислу, житлових будинків
<b>Всього по області:</b>	<b>4493</b>	<b>-</b>	<b>8,5</b>	<b>4914</b>	
<b>Всього по регіону:</b>	<b>27753</b>	<b>-</b>	<b>61,3</b>	<b>35439</b>	

Таблиця 6.5. Ресурси геотермальних родовищ, підготовлених до освоєння в Автономній Республіці Крим

Назва геотермального родовища	Прогнозні експлуатаційні ресурси термальних вод (з підтриманням пластового тиску), м <sup>3</sup> /добу	Температура термальних вод на гирлі свердловин, °С	Теплова потужність геотермальних установок, МВт	Економія палива, т у.п./рік	Напрямки використання
<b>Автономна Республіка Крим</b>					
Джанкойське	3466	88	8,9	4502	Теплопостачання м. Джанкой
Новоселівське	5354	63	7,3	3693	Теплопостачання об'єктів агропромислового сектора, селищ
Октябрське	8454	70	14,4	7285	Теплопостачання м. Красногвардійськ
Тарханкутське	9287	57	9,9	5008	Теплопостачання об'єктів агропромислового сектора, селищ, промислових підприємств
Казантипське	6712	90	17,9	9055	Теплопостачання селищ, об'єктів комунального господарства
Північно-Сиваське	20351	70	34,6	17503	Теплопостачання селищ, об'єктів агропромислового комплексу
<b>Всього по регіону:</b>	<b>53624</b>		<b>93</b>	<b>47046</b>	

Таблиця 6.6. Ресурси геотермальних родовищ, підготовлених до освоєння в Дніпровсько-Донецькій западині

Назва геотермального родовища	Прогнозні експлуатаційні ресурси термальних вод (з підтриманням пластового тиску) м <sup>3</sup> /добу	Температура термальних вод на гирлі свердловин, °С	Теплова потужність геотермальних установок, МВт	Економія палива, т у.п./рік	Напрямки використання
1	2	3	4	5	6
<b>Чернігівська область</b>					
Леляківське	17170	79	36,7	21218	Теплопостачання нафтопромислу, житлових будинків
Мільківське	6600	80	14,4	8325	Теплопостачання об'єктів агропромислового комплексу, багатопверхових будинків
Гнедінцевське	12600	70	21,5	12430	Теплопостачання нафтопромислу, майстерні, промислових споруд
Богданівське	5130	60	6,2	3585	Теплопостачання об'єктів агропромислового комплексу, житлових будинків
Прилуцьке	748	60	9,1	5261	Теплопостачання селища Прилуки
Монастирищенське	8600	90	23,0	13297	Теплопостачання об'єктів бюджетної сфери селища Монастирище, теплиць
Малодівицьке	2800	80	6,1	3527	Теплопостачання нафтогазового комплексу, майстерні, житлових будинків
Скороходівське	5150	90	13,8	7978	Теплопостачання сільради, бані, клубу, свиноферми
Щурівське	4150	80	9,1	5261	Теплопостачання житлових будинків
Тростянецьке	3000	100	9,5	5492	Теплопостачання об'єктів бюджетної сфери та агропромислового комплексу
<b>Всього по області:</b>	<b>72680</b>	<b>-</b>	<b>149,4</b>	<b>86374</b>	

Продовження таблиці 6.6.

1	2	3	4	5	6
<b>Сумська область</b>					
Качанівське	2114	90	5,7	3295	Теплопостачання системи розробки, житлових будинків
Перекопське	6150	120	25,4	14685	Теплопостачання споруд нафтопромислу, опалення об'єктів бюджетної сфери
Анастасівське	4750	115	18,4	10638	Теплопостачання будівель житлово-промислового комплексу
Рогінцівське	3250	90	8,7	5030	Теплопостачання об'єктів агропромислового комплексу
Коржівське	7850	110	28,6	16535	Теплопостачання об'єктів нафтогазового комплексу
Бугреватівське	5600	90	15,0	8672	Теплопостачання нафтопромислу, станції перекачки нафти, майстерні
Рибальське	9511	67	14,8	8557	Теплопостачання житлових будівель
<b>Всього по області:</b>	<b>39225</b>	<b>-</b>	<b>116,6</b>	<b>67412</b>	
<b>Полтавська область</b>					
Гадяцьке	7600	115	29,6	17113	Теплопостачання нафтопромислу, майстерні газокompресорної станції, адмінспоруд
Глинсько-Розбишівське	5903	95	17,3	10002	Теплопостачання житлових будинків та об'єктів соціальної сфери
<b>Всього по області</b>	<b>13503</b>	<b>-</b>	<b>46,9</b>	<b>27115</b>	
<b>Харківська область</b>					
Новомечбилівське	6450	100	20,4	11794	Теплопостачання об'єктів агропромислового комплексу, житлових будівель
Співаківське	3456	150	19,4	11216	Теплопостачання об'єктів нафтопромислового комплексу, адмінспоруд та житлових будівель
<b>Всього по області</b>	<b>9906</b>	<b>-</b>	<b>39,8</b>	<b>23010</b>	
<b>Всього по регіону:</b>	<b>135314</b>	<b>-</b>	<b>352,7</b>	<b>209911</b>	



Перелік геотермальних площ, перспективних для будівництва в Україні геотермальних електростанцій, що використовують високотемпературні парогідротерми, наведено в таблиці 6.7.

Таблиця 6.7. Геотермальні високотемпературні площі України, перспективні для будівництва електростанцій

Основні параметри	Назва термоаномальної площі		
	Залужська	Тархан-кутська	Новомечибилівська
Регіон України	Закарпатська область	АР Крим	Харківська область
Розміри термоаномальної площі, км <sup>2</sup>	42	40	49
Глибина пошукових свердловин, м	4200	4100	4600
Товщина продуктивного горизонту, м	300	100	300
Температура на гирлі свердловини, °С	210	185	170
Коефіцієнт фільтрації продуктивної товщі, м/добу	0,4	1,5	0,3
Очікувані дебіти експлуатаційних свердловин, що працюють в умовах підтримки пластового тиску, м <sup>3</sup> /добу	3000	3000	3000
Коефіцієнт п'єзопровідності продуктивної товщі, м <sup>2</sup> /добу	3·10 <sup>4</sup>	5·10 <sup>4</sup>	1·10 <sup>4</sup>
Очікуване зниження рівня у видобувних свердловинах, м	380	30	350
Очікувана потужність геотермальної електростанції, МВт	177	152	85

Загальні ресурси геотермальної енергії на території України за тепловим еквівалентом переважають запаси традиційного палива. Науково обґрунтовано, що при існуючих на даний час технологіях та обладнанні в Україні у найближчі 10-30 років можливо практично освоїти тільки частку зазначених потенційних геотермальних ресурсів, яка складає так званий технічно-досяжний потенціал. Технічно-досяжний енергетичний потенціал геотермальних ресурсів включає кількість теплової та електричної енергії, яку можливо отримати в Україні за допомогою існуючого на даний час бурового і технологічного обладнання на теплоелектрогенеруючих установках, що мають характерний на даний час коефіцієнт корисної дії, та розміщених у місцях безпосереднього розташування споживачів.

Річний технічно-досяжний енергетичний потенціал геотермальних вод в Україні є еквівалентним 12 млн т у.п., а його використання дозволяє заощадити біля 10 млрд м<sup>3</sup> природного газу.

Розподіл енергетичного потенціалу геотермальної енергії на території України наведено на рис. 6.1 та в таблиці 6.8 [7].



Таблиця 6.8. Енергетичний потенціал геотермальної енергії в Україні

№ з/п	Області	Енергетичний потенціал геотермальної енергії в Україні, тис. т у.п./рік			№ з/п	Області	Енергетичний потенціал геотермальної енергії в Україні, тис. т у.п./рік		
		Теоретично-можливий потенціал	Технічно-досяжний потенціал	Економічно-доцільний потенціал			Теоретично-можливий потенціал	Технічно-досяжний потенціал	Економічно-доцільний потенціал
1.	АР Крим	10452	1107	854	14.	Миколаївська	870	290	220
2.	Вінницька	620	310	220	15.	Одеська	1880	407	304
3.	Волинська	720	240	170	16.	Полтавська	1897	877	700
4.	Дніпропетровська	1140	380	290	17.	Рівненська	2220	740	570
5.	Донецька	960	320	250	18.	Сумська	2359	857	657
6.	Житомирська	1080	360	260	19.	Тернопільська	510	171	120
7.	Закарпатська	2596	850	768	20.	Харківська	1380	903	696
8.	Запорізька	1080	360	280	21.	Херсонська	1872	866	710
9.	Івано-Франківська	316	175	144	22.	Хмельницька	750	250	190
10.	Київська	1050	350	250	23.	Черкаська	750	250	190
11.	Кіровоградська	870	290	210	24.	Чернівецька	210	70	50
12.	Луганська	960	320	250	25.	Чернігівська	1210	466	350
13.	Львівська	1572	791	654		<b>всього</b>	<b>39324</b>	<b>12000</b>	<b>9357</b>

### 6.3 Методи та засоби перетворення геотермальної енергії

Використання геотермальної енергії проводиться за двома основними напрямками – теплопостачання та отримання електричної енергії. Розроблено ряд технологій та обладнання, як для отримання окремо теплової та електричної енергії, так і для комбінованого їх виробництва.

#### 6.3.1 Класифікація та основні характеристики систем видобування геотермальних ресурсів

Система видобування геотермальних ресурсів складається з глибинного проникного шару і технічних засобів, які забезпечують вивід геотермального тепла з надр на земну поверхню.

Для того, щоб геотермальне родовище утворилось та існувало, необхідна наявність трьох літологічних показників:

1) великий обсяг достатніх гарячих гірських порід на глибині, що є основним джерелом тепла;

2) водоносний пласт або проникна формація над ним, через які підземні води сягали би породи, та всередині яких теплоносій (пар, гаряча вода або їх суміш) циркулював би під дією конвекції та переносив би теплоту на більш високий рівень;

3) непроникний шар, або чохол, над водоносним пластом, що запобігає виходу на поверхню значної кількості теплоносія, що могло б протягом тисячоліть привести до значного охолодження системи, яка перестала б представляти інтерес як джерело енергії. Такий чохол у багатьох випадках утворюється в результаті закупорки первісно проникної формації мінеральними

солями, що спершу були розчинені на глибині та потім осіли в холодній породі поблизу поверхні.

Якщо теплоносієм, що циркулює у верхній частині водоносного пласта, – пара, то таке родовище називається системою, в якій переважно міститься пара. Якщо ж температура більш низька, а тиск та концентрація розчинених солей більш високі, так що циркулюючим теплоносієм є вода або розчин, то таке родовище називається системою з переважанням рідини.

Для таких родовищ системою видобування геотермальних ресурсів є геотермальна свердловина та глибинний проникний шар, який містить пару або перегріту воду. В таких родовищах, крім механічного вилучення часток пилу та уламків порід на виході зі свердловин, ніякої іншої обробки пари не потребується, і пара безпосередньо підводиться до турбіни для вироблення електричної енергії. На даний час у промисловій експлуатації знаходяться родовища сухої пари в Лардарелло (Італія), Долині Великих гейзерів (США) та Мацукаві (Японія).

Значно більш поширеними, ніж родовища сухої пари, є родовища з перевагою рідини або перегрітої води, що дають вологу пару. На таких родовищах температура на глибині перевищує звичайну температуру кипіння на поверхні, але вода або розчин у басейні знаходяться під тиском, що перевищує атмосферний, і тому не киплять. При виході рідини на поверхню її тиск падає, вона закипає, так що зі свердловини поступає суміш пари та гарячої води. Звичайно лише 20% рідини переходить у насичену (вологу) пару, і тільки ця пара використовується для виробництва електроенергії. Гаряча вода при температурі кипіння, що складає інші 80%, зазвичай не використовується.

Родовища вологої пари такого типу експлуатуються на даний момент в Уайракії та Бродленсі (Нова Зеландія), а також у Японії, Мексиці та Ісландії. До цього ж класу родовищ належать родовища гарячої солоної води в Імперіал-Валлі (шт. Каліфорнія) та Серро-Прієто на північному заході Мексики.

Ще більш поширені родовища термальних вод із температурою, нижчою від температури кипіння. До цього типу родовищ належать усі відомі ресурси термальної води в Україні.

На таких родовищах видобування геотермальних ресурсів здійснюється за допомогою геотермальних циркуляційних систем (ГЦС). ГЦС складається з підійомної свердловини, через яку термальна вода під природнім тиском поступає в сепаратор (або циклон), де відбувається відокремлення твердих часток порід, які виносяться з підземних проникних шарів. Після цього вода поступає в теплообмінник і віддає тепло мережевій воді, яка направляється до теплоспоживача. Охолоджена термальна вода за допомогою помпи закачується в поглинальну свердловину. Охолоджена термальна вода рухається в підземному проникному шарі, витісняє воду, яка насичує підземний пласт і нагрівається за рахунок тепла часток порід, що утворюють підземний проникний пласт і тепла покриваючих та підстилаючих непроникних гірських порід. Перевагою такого способу видобування геотермальних ресурсів є можливість відбору тепла не тільки термальної води, а й твердої фази підземного пласта і оточуючих його порід; а також практично замкнутий цикл

фільтрації геотермального теплоносія, що забезпечує охорону навколишнього середовища від забруднень.

Перша геотермальна циркуляційна система в Україні, яка була також першою в колишньому СРСР, була створена в 1986 р. в с. Ільїнка Сакського району АР Крим.

За допомогою ГЦС проводиться видобування геотермальної енергії не тільки з природних проникних шарів, а й із гірських порід, у яких проникна зона створюється штучно. Як було наведено вище, це так звані петрогеотермальні ресурси. Найбільш поширеним методом створення зони підземної штучної проникності є гідророзрив. Гідророзрив – це метод підвищення проникності порід, при якому за допомогою високого тиску, який у 3-4 рази перевищує гідростатичний тиск, проводиться розширення природних тріщин або проводиться механічний розрив гірських порід.

Отримання електроенергії на геотермальних електростанціях здійснюється за використання наступних схем:

- пряма;
- непряма;
- змішана.

При застосуванні прямої схеми природна пара із свердловин направляється по трубах прямо в турбіни, з'єднані з електричними генераторами. Пара і сконденсована вода поступають далі на теплофікацію та для інших застосувань, іноді в хімічне виробництво.

При застосуванні непрямої схеми проводиться попередня очистка пари від агресивних газів.

При застосуванні змішаної схеми природна неочищена пара із свердловин направляється по трубах прямо в турбіни, а потім проводиться очистка сконденсованої води від газів.

Найбільш поширеним на даний час є використання термальної води для опалення і гарячого водопостачання та пароводяних сумішей, на базі яких виробляється електроенергія.

Однак, вирішення питання про широке застосування теплоти Землі пов'язане з рядом труднощів, найбільш суттєвим із яких є малий питомий тепловий потік, тобто глибинний тепловий потік, віднесений до одиниці поверхні Землі за одиницю часу. Для використання геотермального потоку необхідно розробити методи і засоби його концентрації, а також передачі в місця застосування.

Крім того, важковирішуваною проблемою є уніфікація технологічних схем та обладнання геотермальних станцій, тому що кожне геотермальне родовище відрізняється від інших цілим рядом унікальних характеристик – геологічними властивостями, тепловим потенціалом, хімічним складом та ін.

У даний час при видобуванні термальної води використовується в основному фонтанний метод (самовилив води). Розроблено інтенсивні технології, у процесі яких відпрацьована вода, що має високу ступінь мінералізації, закачується назад у пласти, однак перехід на них ще здійснюється далеко не всюди.

Принципово нові можливості використання термальних вод для теплоенергетичних цілей відкриваються при впровадженні інтенсивного методу розробки з підтримкою теплового тиску. Порівняння різних способів розробки родовищ згідно величини коефіцієнта вилучення показує ефективність цього методу. Впровадження його пов'язане з освоєнням технології створення підземних циркуляційних систем, для чого необхідно вирішувати ряд питань – створення зон підвищеного проникнення, вивчення процесів фільтрації та теплопереносу.

Перспективною є технологія використання енергії сухих гарячих скельних порід, що включає буріння паралельних свердловин, створення між ними (методом гідророзриву) тріщин, пропускання через утворену систему холодної води і отримання пари або пароводяної суміші.

У Російській Федерації розробляються комбіновані схеми використання геотермальних джерел у якості теплоносія для підігрівання води на теплових електростанціях, що дає достатньо помітну економію органічного палива і збільшує коефіцієнт корисної дії перетворення низькопотенціальної енергії. Такі комбіновані схеми дозволяють використовувати для виробництва електричної енергії теплоносії з температурами 70-80°C, які є значно нижчими від прийнятих на даний час (150°C і вище). В політехнічному інституті Санкт-Петербурга створено гідропарові турбіни, використання яких на геотермальних станціях дозволить збільшувати корисну потужність двоконтурних систем (другий контур – водяна пара) в діапазоні температур 20-200°C в середньому на 22% [1].

Значного підвищення ефективності застосування термальних вод можна досягти при комплексному їх використанні – як найбільш повного використання теплового потенціалу води, в тому числі і залишкового, в різних технологічних процесах, а також видобування цінних компонентів води (йод, бром, літій, цезій, кухонна сіль, глауберова сіль, борна кислота і багато інших) з метою їх промислового використання.

Геотермальні електростанції мають ряд особливостей:

- ◆ наявність постійного надлишку енергоресурсів, що при належній готовності обладнання забезпечує використання повної встановленої потужності ГеоТЕС;

- ◆ достатньо проста автоматизація;

- ◆ наслідки можливих аварій обмежуються зоною станції;

- ◆ питомі капіталовкладення та собівартість електроенергії нижчі, ніж на станціях на основі інших відновлюваних джерел енергії.

Гео ТЕС можна розділити на три основні типи:

- 1) станції, що працюють на родовищах сухої пари;

- 2) станції з випаровувачем, що працюють на родовищах із гарячою водою під тиском (іноді з насосом на дні свердловини для забезпечення прийнятого об'єму поступаючого енергоносія);

- 3) станції з бінарним циклом, у яких геотермальна теплота передається вторинній рідині (наприклад, фреону або ізобутану) і відбувається класичний

цикл Ренкіна (такі ГеоТЕС працюють на родовищах із високомінералізованою гарячою водою).

Питомі капітальні вкладення на ГеоТЕС із підземним циркуляційним циклом знижуються в 1,72 рази, а приведені затрати – в 1,9-2,2 рази; при цьому на 1 кіловат встановленої потужності забезпечується економія 1,5 т у.п. за рік.

Техніко-економічний аналіз показує, що при сучасній технології вилучення внутрішньоземного тепла економічно обґрунтованими є системи з глибиною свердловини до 3 км; тепловий потенціал 90% геотермальних вод на вказаних глибинах не перевищує 100°C. При цьому за рахунок геотермального теплопостачання може бути заміщено і заощаджено органічного палива більше, ніж за рахунок виробництва електроенергії.

Досвід експлуатації геотермальних станцій підтверджує їх високу економічну ефективність у порівнянні з традиційними типами електростанцій. Так, питомі затрати на побудову геотермальних станцій у США в середньому на 38% нижчі, ніж на спорудження АЕС, і на 50% нижчі, ніж на будівництво вугільних ТЕС; вартість електричної енергії на 25-30% нижча, ніж на традиційних електростанціях.

Основними виробниками та постачальниками основного і допоміжного обладнання для ГеоТЕС є концерн "Міцубісі" (Японія), а також фірми "Франко Тоши", "Аскольдо" (Італія). Техніко-економічні параметри ГеоТЕС змінюються в широких межах і в значній мірі залежать від геологічних характеристик родовищ, однак обмежені величиною 2500-3000 дол./кВт; в цьому випадку собівартість отриманої електроенергії складає не менше 0,2-0,25 дол./кВт·год. Більшість введених в дію ГеоТЕС значно дешевші (1200-2000 дол./кВт), собівартість електроенергії, що отримується на ГеоТЕС, наближається до собівартості електроенергії, отриманої на вугільних ТЕС.

З точки зору екології активне промислове освоєння геотермальних джерел енергії може давати деякий негативний ефект. У геотермальній воді є багато домішок, які в невеликій кількості не представляють загрози (солі різних металів, сірководень), є також шкідливі речовини – миш'як, бор, виділяється вуглекислий газ, метан, аміак. Хоча ці показники значно менші, ніж відповідні показники при експлуатації традиційних енергетичних систем, їх все-таки потрібно приймати до уваги. Крім того, виведення на поверхню значних об'ємів води може погіршувати стан ґрунтів та ґрунтових вод (заболочення та засолення) в зоні експлуатації. Застосування нових ефективних технологій дасть можливість звести негативний вплив на оточуюче середовище до мінімуму, при цьому можна отримувати додатковий економічний ефект за рахунок видобування цінних компонентів.

Головні напрями теплоенергетичного використання геотермальних ресурсів можна визначити таким чином:

А. Виробництво електроенергії:

- на ГеоТЕС з одноконтурними схемами ступінчастого розширення високопотенційного геотермального теплоносія, або ті, які реалізують т.з. "трикутний" термодинамічний цикл із застосуванням гідропарових турбін;

- на ГеоТЕС із двоконтурними, в тому числі, бінарними схемами;

- на комбінованих паливно-геотермальних теплових електростанціях.

Б. Системи геотермального теплопостачання (опалення та гарячого водопостачання – ГВП комунально-побутових та промислових об'єктів):

- власне геотермальні;

- комбіновані (з піковим догрівачем, або теплонасосними установками (ТНУ) різних типів).

В. Теплотехнологічні процеси на підприємствах промислового та агропромислового комплексу:

- сушіння матеріалів і продуктів;

- виробництво холоду і теплоти за допомогою тепловикористовуючих абсорбційних термотрансформаторів;

- теплова обробка матеріалів і продукції з метою виробництва і зберігання харчової продукції;

- забезпечення умов для вирощування рослинної продукції в теплично-парникових господарствах.

Напрями теплоенергетичного використання геотермальних ресурсів у залежності від їх температурного рівня показані в таблиці 6.9.

Велика різноманітність можливих схем перетворення геотермальної енергії в електроенергію пояснюється тим, що її носій (геотермальний флюїд) має велику кількість параметрів і фізико-хімічних властивостей, оскільки в залежності від природних умов у широких межах змінюються його температура, тиск, дебіт, мінералізація, газонасиченість, а також хімічний склад розчинених у ньому газів і мінеральних речовин.

Класифікація можливих схем геотермальних енергетичних установок представлена на рис. 6.2.

Схеми установок для виробництва електроенергії в геотермальних перетворювачах можна розділити на 4 основні групи:

а) паротурбінні;

б) гідропаротурбінні;

в) турбокомпресорні;

г) комбіновані (паливно-геотермальні).



Таблиця 6.9. Напрями теплоенергетичного використання геотермальних ресурсів у залежності від їх температурного рівня

Галузі тепло-енергетичного використання	Технології та засоби використання								
	Температура, °С								
	20	40	60	80	100	120	140	200	350
Бальнеологія		– Споживання лікувальних мінер. вод							
		– Плавальні басейни							
Теплопостачання – системи опалення та ГВП, кондиціонування повітря		– Теплові насоси							
		– Панельне опалення							
		– Системи низькотемпературного опалення (фанкойли)							
		– Сніготанення							
		– Гаряче водопостачання							
		– Радіаторне опалення							
	– Кондиціонування повітря								
Агропромисловий комплекс		– Підігрів ґрунту							
		– Риборозведення							
		– Теплиці							
		– Харчові технології							
		– Виробництво кормів							
	– Сушіння рослинної продукції								
Промисловість		– Обробка вовни							
		– Обробка будівельних матеріалів							
		– Нафто- і газовидобуток							
		– Сушіння матеріалів							
		– Виробництво паперу							
Виробництво електроенергії		Двоконтурні (бінарні) схеми							
		Традиційні схеми ГеоТЕС							

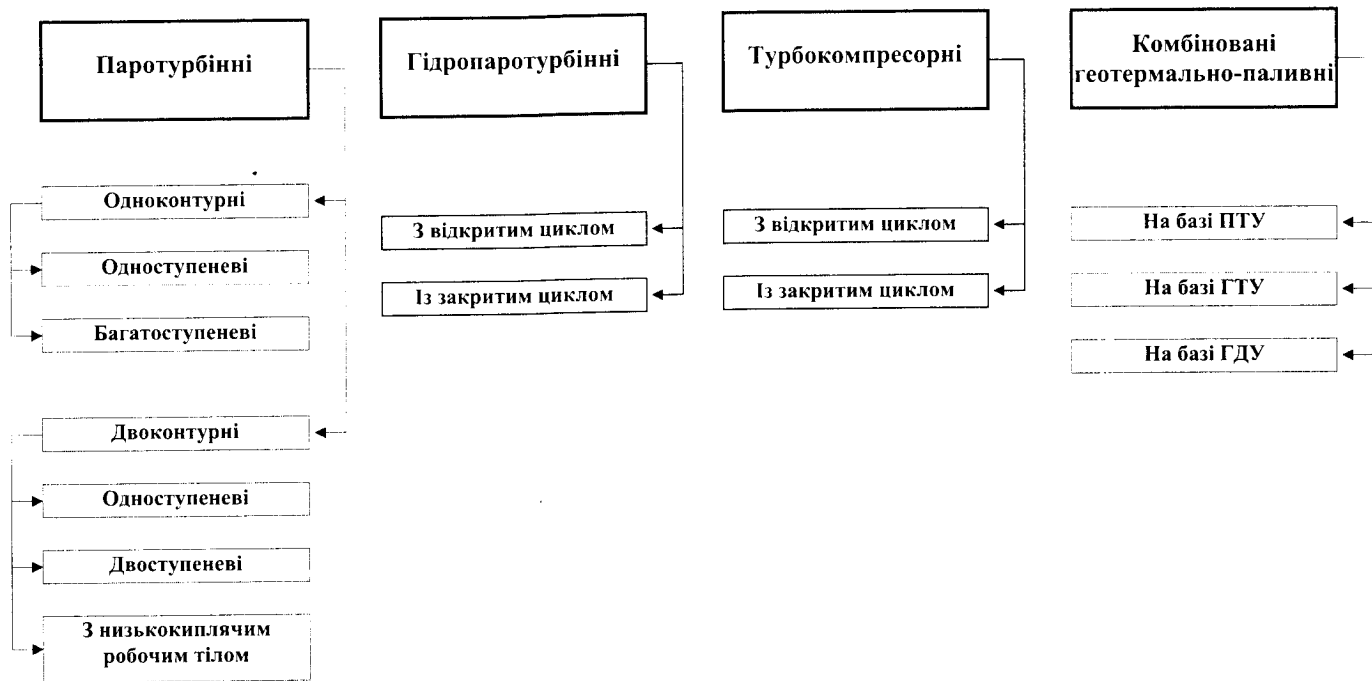


Рис. 6.2. Класифікація геотермальних енергоустановок

Деякі схеми на рисунку виділені як найбільш перспективні для реалізації в Україні.

У класі паротурбінних геотермальних установок найбільш перспективними для реалізації в Україні є:

1) установки зі східчастим розширенням, що можуть бути застосовані для використання помірно мінералізованого, слабогазонасиченого і некорозійно-активного геотермального теплоносія при температурах понад 400 К (123°C);

2) двоконтурні установки з низькокиплячим робочим тілом – для теплоносія з температурою 370-400 К (100-130°C); можливе застосування високомінералізованих, газонасичених термальних вод.

У класі комбінованих паливно-геотермальних енергетичних установок найбільш перспективними для реалізації в Україні є:

1) ГеоТЕС на базі газотурбінних установок (ГТУ), що можуть бути змонтовані на газово-геотермальних родовищах (наприклад, Руські Комарівці в Закарпатті), або на родовищах геотермального теплоносія з високою газонасиченістю горючим природним газом.

2) ГеоТЕС на базі газодизельгенераторних установок (ГДГУ) – для аналогічних умов видобутку термальної води разом з горючим природним газом (наприклад, Гадяцьке родовище Полтавської області).

### 6.3.2 Технологічні типи та схеми геотермальних станцій

У комплексі технічних рішень розробки геотермальних родовищ першочергове значення має обґрунтований вибір типу геотермальної системи, що визначає принципи та особливості вживаної технології.

В даний час не існує загальновизнаної класифікації варіантів геотермальних технологій. Перша спроба в 1974 р. виділити основні типи геотермальних систем була не дуже вдалою і певною мірою вже застаріла. Виділені типи геотермальних систем повинні вказувати на технічну здійсненність і відносну економічність їх створення і експлуатації в різних природних умовах, а підлеглість класифікуючих ознак – на ступінь їх важливості для ефективного освоєння геотермальних ресурсів.

Освоєння геотермальної енергії можливе на основі різних технологій, за якими все різноманіття геотермальних систем поділяється на три основних види:

А. Добування теплоносіїв із надр.

Б. Перетворення теплоти в інші види енергії в надрах.

В. Комплексне освоєння геотермальних і мінеральних ресурсів.

У класифікації геотермальних систем першого роду А прийнято наступну суцільність відмінних ознак:

а) природно-технологічні особливості геотермальних колекторів (групи, класи);

б) способи підйому теплоносія за типами видобувальних свердловин (типи систем);

в) способи кондиціонування, доставки споживачу, подальшої утилізації або скидання теплоносія (види систем).

Реальних прикладів геотермальної технології другого роду (Б) поки що немає, хоча відмічена вище "нетранспортабельність" видобутих із надр теплоносіїв підкреслює важливість пошуків прийнятної реалізації цього технологічного принципу. Можуть бути знайдені раціональні схеми прямого перетворення геотермальної енергії в електричну з використанням напівпровідників. Не виключається, що в перспективі будуть запропоновані придатні для утилізації способи підвищення параметрів геоелектричного або геомагнітного полів за рахунок поглинання геотермальної енергії на досить великих глибинах, недоступних бурінню.

Технологічні рішення третього роду (В) також мають поки що абсолютно підлегле значення. Однак потрібно підкреслити, що йдеться не про простий географічний збіг ділянок добування і не про використання одних і тих же геофізичних даних або свердловин для вивчення запасів мінеральної сировини і геотермальної енергії. До геотермальної технології цього роду можна віднести лише такі комплексні системи, в яких процеси добування енергії і видобутку корисних копалин пов'язані між собою технологічно.

Очевидно, що в даний час і в найближчому майбутньому в основі освоєння геотермальної енергії залишатиметься технологія видобутку із надр теплоносіїв. Складність реалізації різних варіантів геотермальних технологій дозволяє розділити їх на дві великі групи – з природними і штучними колекторами.

У геотермальних системах першої групи виділяються п'ять класів природних колекторів, що відрізняються за умовами формування і локалізацією проникності, а також за природою і рівнем напору заповнюючої пори і тріщини рідини. Ці ж умови і особливості значною мірою визначають можливі способи підйому теплоносія по добувальних свердловинах. Геотермальні фонтанні системи (ГФС), тобто самовилив природного теплоносія за рахунок надлишкового тиску  $P_{\text{над}}$  (відносно гідростатичного), можливі для тріщинуватих (рис. 6.3, а) або пластових (рис. 6.4, а) колекторів із глибинним живленням, що визначає високий тиск і температуру теплоносіїв, які фільтруються по тектонічних розломах або в пластах, що проникають із великих глибин [52].

Якщо геотермальний теплоносій має високу мінералізацію, містить агресивні або токсичні домішки, то може бути доцільним перехід від простої фонтанної до складнішої двоконтурної технології із передачею геотермальної енергії чистому робочому теплоносію в занурених свердловинних теплообмінниках. Прикладом цього є багаторічне успішне застосування геотермальних двоконтурних систем (ГДКС) для теплопостачання р. Кламат-Фолс за схемою, розробленою Орегонским університетом США. У принципі таке рішення можливе не тільки для згаданих вище класів геотермальних колекторів (рис. 6.3, б), але також і в разі великої потужності і високої вертикальної проникності пластів і зон без надлишкового тиску (занурення охолоджених мас розсолу і спливання до теплообмінника легших гарячих потоків).

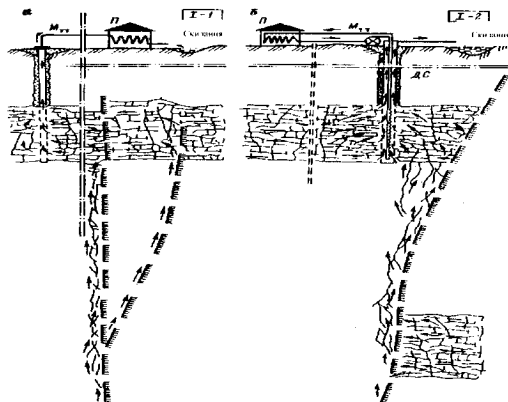


Рис. 6.3. Фонтанна (а) і двоконтурна (б) геотермальні системи видобутку природних рухомих теплоносіїв із тріщин колекторів, з глибинним живленням і надлишковим тиском

Фонтанна технологія можлива також при розкритті свердловинами глибоких артезіанських басейнів з температурою теплоносія, однаковою з навколишнім порідним масивом, якщо надлишковий тиск може забезпечити допустимий дебіт свердловин (рис. 6.4 б).

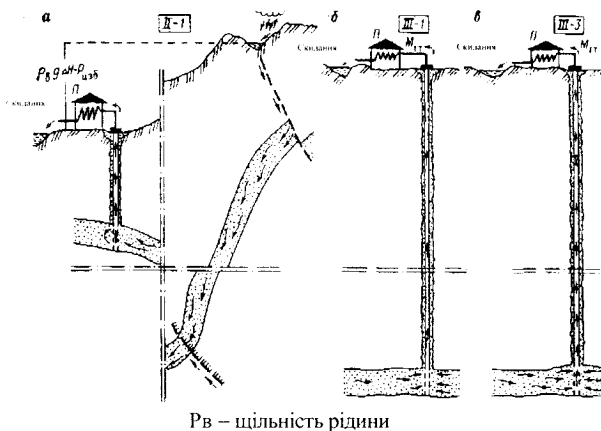
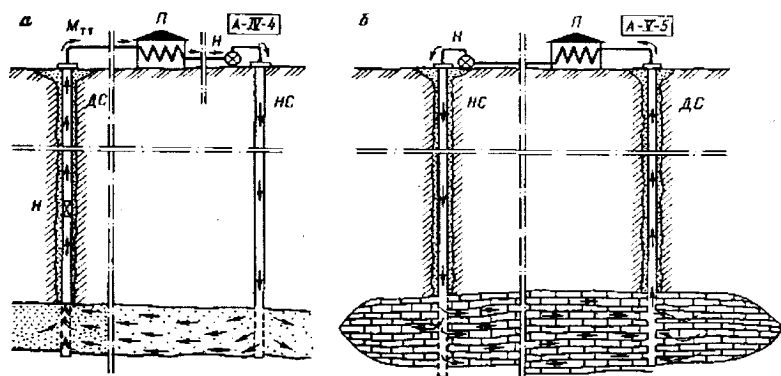


Рис. 6.4. Фонтанна (а, б) і насосна (в) геотермальні системи видобутку природних рухомих теплоносіїв із пластових колекторів із глибинним і високогірним живленням і надлишковим тиском глибоких артезіанських басейнів

Розгляд характеристик типів геотермальних систем показує, що основну частину їх теплопродукції складає енергія природних рухомих теплоносіїв, видобуток яких і є головним завданням фонтанної, двоконтурної і насосної

геотермальних технологій. Проте, до кінця терміну служби таких геотермальних систем, коли тиск, дебіт і температура отриманого теплоносія почнуть помітно падати, все більш значною часткою їх теплопродукції стане енергія гарячих порід колекторів. Але навіть при насосній технології, що дозволяє витягнути найбільшу кількість теплоти гарячих порід (порівняно з ГФС і ГДКС), може бути освоєна лише невелика частка ресурсів геотермальної енергії. Тому набагато раціональнішою потрібно визнати циркуляційну технологію, різні типи якої призначені для освоєння основної частини геотермальних ресурсів – енергії гарячих гірських порід.

Для проникних пластів пористих або тріщинуватих порід, площа яких може у багато разів перевищувати відстані між нагнітальними і добувальними свердловинами, застосування геотермальних циркуляційних систем можливе лише при одночасному використанні насосів як для нагнітання, так і для відкачування нагрітого гарячими породами теплоносія, щоб уникнути надмірних витоків його за межі зони тепловідбору (рисунок 6.5, а).



а) – ГЦС нагнітання - відкачування з проникним пластом;  
 б) – ГЦС нагнітання - витіснення із замкнутою зоною проникних порід

Рис. 6.5. Циркуляційні системи видобування геотермальної енергії твердих гарячих порід природних колекторів

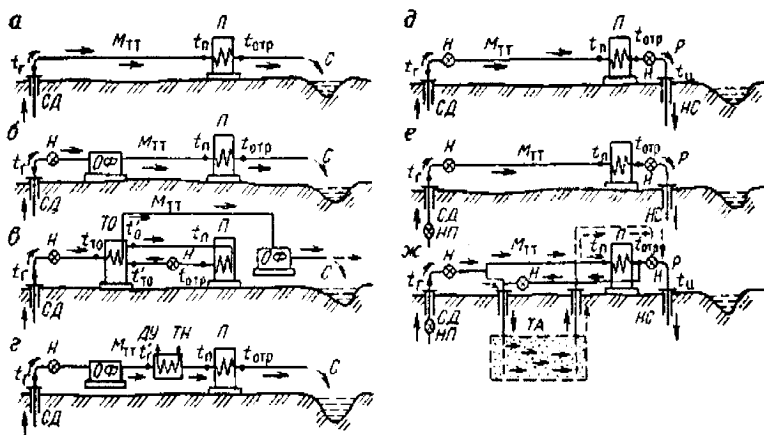
У якості основних можна вказати наступні технологічні елементи і технічні рішення:

- 1) проміжні теплообмінники для передачі геотермальної енергії робочому теплоносію;
- 2) підземні теплоакумулятори для оптимального узгодження добових і сезонних графіків добування і використання геотермальної енергії;
- 3) догрівальні геотермальні колектори з підвищеною температурою і невеликим об'ємом для короткочасного використання лише в "пікові" періоди;
- 4) теплонасосні установки для постійного або періодичного підвищення температури робочого теплоносія;

- 5) паливні установки або сонячні колектори з теплоаккумуляторами для постійного або періодичного підвищення температури теплоносія;
- 6) комплекси для добування корисної мінералізації геотермального теплоносія перед або після його енергетичного використання;
- 7) очищення охолодженого в проміжному теплообміннику геотермального теплоносія для його подальшого бальнеологічного використання;
- 8) очищення відпрацьованого геотермального теплоносія, його обробка і підготовка для повторного нагнітання в колектор ГЦС;
- 9) очищення відпрацьованого теплоносія для використання в системах технічного водопостачання;
- 10) очищення відпрацьованого теплоносія для його екологічно безпечного скидання.

В даний час важко знайти галузь матеріального виробництва, для якої б принципово виключалася можливість прямого або непрямого використання геотермальної енергії. У будь-якому випадку безпосереднє використання природних або нагрітих породами теплоносіїв, передача їх теплової енергії іншим робочим рідинам, термотрансформація, догрів або перетворення тепла в інші види енергії повинні задовольняти вимозі економічної та екологічної доцільності. Ця обов'язкова умова визначається багатьма факторами, найважливішими з яких є якісна характеристика геотермального теплоносія, його температура, можлива продуктивність і термін служби геотермоенергетичних систем, необхідна довжина магістральних теплотрас (МТ), наявність джерел водопостачання та екологічні особливості різних районів. Ці ж чинники визначають і вибір раціональної технології обробки, доставки споживачу і скидання геотермальних теплоносіїв (рис. 6.6).

При використанні природної пари або пароводяних сумішей із незначною кількістю домішок для виробництва електроенергії основним типом станцій є ГеоТЕС із конденсаційними турбінами. Для порівняно невисокого рівня температури і тиску геотермальних теплоносіїв сучасні турбіни з протитиском, як показав досвід Італії та інших країн, виявляються нерациональними. В інших схемах ГеоТЕС передбачений пароутворювач або контактний теплообмінник, де геотермальний флюїд передає свою енергію робочому тілу, пари якого поступають у турбіну. Такий варіант призначений для первинних теплоносіїв із агресивними домішками, підвищеною мінералізацією, великим вмістом неконденсуючих газів (більше 7-10%) або з явно недостатнім рівнем температури (ексергії). У першому випадку геотермальний теплоносій повинен мати температуру не нижче за 150-200°C, в якості робочого тіла використовується звичайна вода. У другому випадку робочим тілом є низькокиплячі рідини (ізобутан, хладон та ін.), а мінімальний рівень може бути знижений до 120°C і навіть до 80°C. Природно, що тепловий ККД ГеоТЕС із бінарними циклами знижується до 10-15% проти 20-30% при прямому використанні в турбінах геотермальної пари.



а – доставка чистого (кондиційного) геотермального теплоносія за рахунок надлишкового природного тиску в колекторі; б – доставка геотермального теплоносія після його очищення (ОФ) із застосуванням насосної установки; в – доставка з передачею геотермальної енергії чистому робочому теплоносію в рекуперативному теплообміннику ТЕ і очищенням (ОФ) відпрацьованого геотермального флюїда перед його скиданням із використанням в системах водопостачання. утилізацією корисної мінералізації, бальнеологічним застосуванням тощо; г – доставка з підвищенням температури теплоносія в установці ДУ або тепловому насосі ТН, що догріває; д – доставка з реінжекцією Р відпрацьованого геотермального теплоносія назад у колектор зони тепловідбору – ГЦС із примусовим відкачуванням теплоносія погрузним насосом НП і його реінжекцією Р після енергетичного використання; ж – ГЦС із підземним теплокумулятивом ТА.

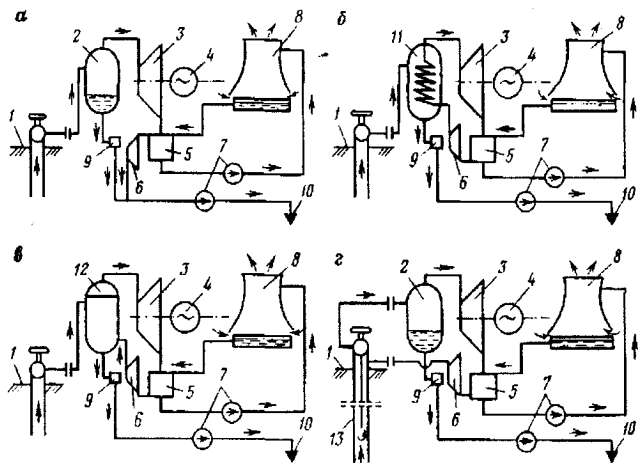
Рис. 6.6. Технологічні схеми кондиціонування теплоносія і доставки геотермальної енергії до споживача

Для підвищення ефективності таких ГеоТЕС розроблена схема з кипінням робочого тіла безпосередньо у свердловинах видобутку, які працюють у цьому випадку за принципом газліфта з підвищеним дебітом геотермального теплоносія і деяким його охолодженням протягом руху до поверхні. Не виключається також можливість циркуляції дешевої низькокиплячої рідини через ГЦС із пароутворенням за рахунок теплообміну з гарячими породами.

Принципові схеми роботи ГеоТЕС із прямим пароводяним циклом показані на рис. 6.7.

На відміну від ГеоТЕС, які будуються безпосередньо на гідрогеотермальних або петрогеотермальних родовищах, для більшої частини об'єктів низькопотенційного теплопостачання особливого значення набуває можливість задоволення їх потреб у геотермальній енергії при її видобуванні на невеликій відстані. Поки геотермальне теплопостачання здійснювалося тільки за рахунок природних термальних вод, його масштаби суттєво обмежувалися саме умовою територіального збігу джерела і споживача тепла. Схеми геотермального опалення і гарячого водопостачання показані на рис. 6.8.

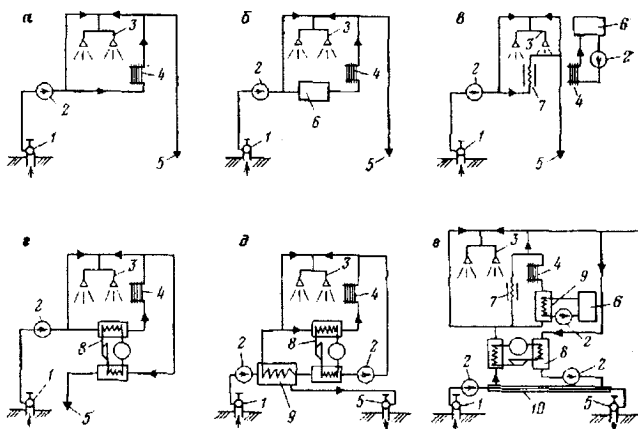




а) прямий пароводяний цикл; б) бінарний цикл при нагріві і кипінні робочого тіла у поверховому пароперетворювачі; в) теплообмінник; г) змішувача і експлуатаційна свердловина.

1 – геотермальна свердловина; 2 – сепаратор; 3 – турбіна; 4 – електрогенератор;  
 5 – конденсатор; 6 – компресор; 7 – насос; 8 – градирня; 9 – дегазатор; 10 – скидання;  
 11 – поверхневий теплообмінник-пароутворювач; 12 – змішувальний теплообмінник;  
 13 – трубопровід низькокиплячої рідини.

Рис. 6.7. Принципові схеми роботи ГеоТЕС



а – з доставкою теплоносія за рахунок природного напору; б – із застосуванням насосів; в – з підвищенням температури в догриваючих котельнях; г – з тепловими насосами; д – із застосуванням проміжного теплообмінника; е – з магістральним теплообмінником;

1 – свердловина; 2 – насос; 3 – гаряче водопостачання; 4 – радіаторне опалення;  
 5 – скидання або реінжекція відпрацьованої води; 6 – догриваюча (пікова) котельня;  
 7 – підлогово-стельове опалення; 8 – теплонасосна установка; 9 – проміжний теплообмінник; 10 – магістральний теплообмінник.

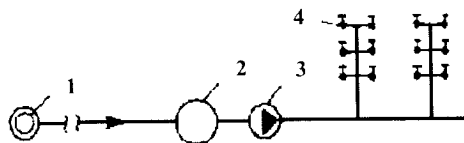
Рис. 6.8. Схеми геотермального опалення і гарячого водопостачання

У геотермальному теплопостачанні використовуються води з мінералізацією до 35 г/л. При використанні звичайних радіаторних опалювальних приладів температура термальних вод у середніх кліматичних умовах повинна бути не нижчою 90-75°C. У панельних системах опалення мінімальна температура знижується до 60-70°C (селище Термальне, Паратунське родовище, Камчатка). Отриманий у Махачкалі досвід геотермального підлогово-стельового опалення підтверджує можливість використання вод із температурою 40-50°C. У системах гарячого водопостачання застосовуються термальні води з температурою 60 і навіть 40°C при мінералізації не більше 10 г/л. Її зниження до 5 г/л дозволяє догрівати ці води у звичайних паливних котельнях.

При величезному різноманітті споживачів тепла, широкому діапазоні температури і мінералізації використовуваних термальних вод можливі різні схеми геотермального теплопостачання. Пряме використання геотермального теплоносія є можливим при достатньо високій його температурі і низькій мінералізації. При низькій мінералізації і низькому рівні  $t_f$  можливий догрів теплоносія, а при підвищеній мінералізації – його попереднє очищення і комбінація підлогово-стельової системи геотермального опалення з радіаторами від котельних або теплових насосів. У разі високої мінералізації (більше 35 г/л) схеми теплопостачання ускладнюються за рахунок застосування проміжних або магістральних теплообмінників.

### 6.3.2.1 Відкриті системи геотермального теплопостачання

Відкрита система геотермального теплопостачання – це система, в якій геотермальна вода безпосередньо подається на водозбір гарячого водопостачання (рис. 6.9) [52].

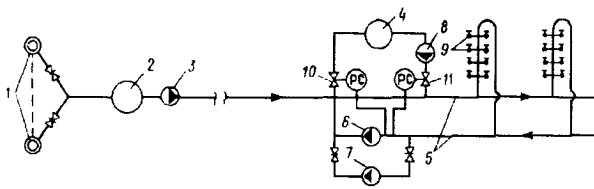


1 – геотермальна свердловина; 2 – бак-акумулятор; 3 – насос;  
4 – водозабірний кран гарячої води.

Рис. 6.9. Відкрита однотрубна геотермальна система гарячого водопостачання

За даною схемою геотермальна вода по однотрубній тепловій мережі подається безпосередньо до споживача. Добова нерівномірність споживання гарячої води регулюється за допомогою бака-акумулятора. Недоліком даної схеми є відсутність циркуляційного насоса, що призводить до охолодження води в період її відбору. Ця схема рекомендується до застосування тільки при малих відстанях між джерелом води та споживачем.

Для відносно довгих трас рекомендується схема з двотрубною розподільчою мережею (рис. 6.10) [52].

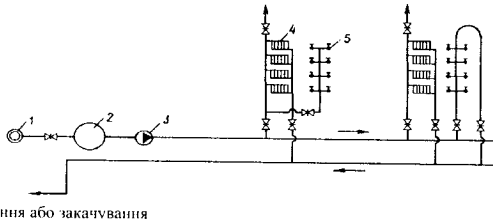


- 1 – геотермальна свердловина; 2 – бак-акумулятор; 3 – мережвий насос;  
 4 – бак-акумулятор розподільчої мережі; 5 – двотрубна розподільча мережа;  
 6, 7, 8 – мережний циркуляційний та підживлюючий насоси розподільчої мережі;  
 9 – водозабірний кран; 10 – регулятор зливання; 11 – регулятор підживлення.

Рис. 6.10. Відкрита однострунна геотермальна система гарячого водопостачання з двотрубною розподільчою мережею

Підживлення здійснюється за однострубною транзитною мережею в залежності від споживання. Додаткова нерівномірність споживання гарячої води регулюється за допомогою бака-акумулятора.

При застосуванні відкритих систем для опалення вони мають наступну конфігурацію (рис. 6.11) [52].



- 1 – геотермальна свердловина; 2 – бак-акумулятор; 3 – мережвий насос;  
 4 – опалювальні прилади; 5 – водозабірний кран.

Рис. 6.11. Відкрита двотрубна геотермальна система теплопостачання

Геотермальна вода паралельно подається на опалення та гаряче водопостачання. Після опалювальних систем вода скидається біля термозабору. Транзитна теплова мережа має двотрубну прокладку.

Наведені схеми не можуть бути застосовані при невідповідності води нормативним вимогам на питну воду та при втраті теплоти при транспортуванні від джерела до споживача.

### 6.3.2.2 Закриті системи геотермального теплопостачання

Закрита система геотермального теплопостачання – це система, в якій на водозабір подається негеотермальна вода, що нагрілась за рахунок геотермальної теплоти (рис. 6.12) [52].

Застосування даної схеми доцільне при розташуванні місця скидання геотермальних вод поблизу споживача. Геотермальний теплоносій за однострубною транзитною тепловою мережею подається в теплообмінник центрального

геотермального теплового пункту (ЦТПГ), після якого скидається. Негеотермальний теплоносієв питної якості циркулює за двотрубною розподільчою мережею, нагрівається в теплообміннику ЦТПГ і подається на водорозбір. Підживлення здійснюється від водогону. При застосуванні даної схеми слід враховувати небезпеку інтенсивності корозії та солевідкладень.

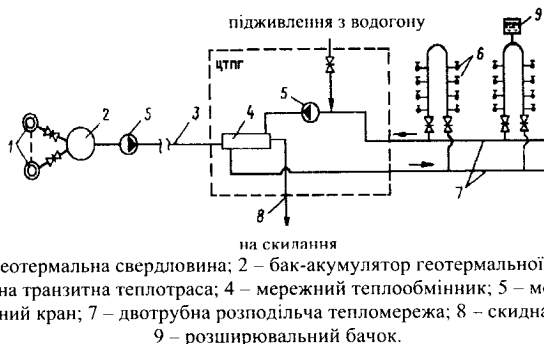


Рис. 6.12. Однотрубна закрита геотермальна система гарячого водопостачання

Розташування місця скидання поблизу споживача, а також відсутність корозійної активності та солевідкладень дають можливість створення системи з однотрубною транзитною тепловою мережею для транспортування геотермальної води до ЦТПГ, що розташований поряд зі споживачем. Після ЦТПГ геотермальна вода скидається. Розподільча мережа після ЦТПГ, в залежності від якості та температури геотермального теплоносія, може бути чотиритрубною із залежним під'єднанням опалення, чотиритрубною із незалежним під'єднанням опалення або з двотрубною розподільчою мережею та незалежним під'єднанням опалення (рис. 6.13) [52].

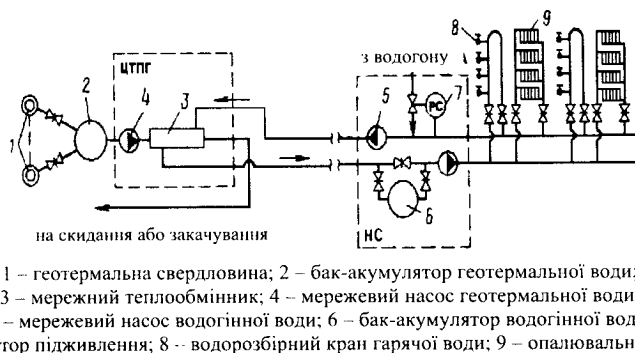


Рис. 6.13. Закрита двотрубна геотермальна система теплопостачання

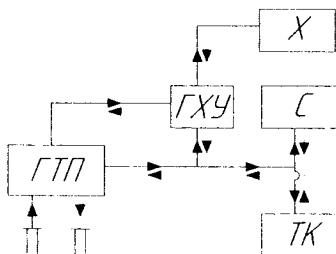
Дана схема застосовується у випадку наявності зворотного закачування води або можливості її скидання. Геотермальна вода подається в ЦТПГ, що

розташований поряд із термосвердловиною, віддає свою теплоту через теплообмінник негеотермальному теплоносію, транспортується до споживача і зворотно за двотрубною розподільчою мережею, що має транзитну ділянку. В цій схемі позитивним є невелика довжина трубопроводів теплової мережі геотермальної ділянки системи.

У 1992 році в с. Янтарне АР Крим була створена система геотермального теплопостачання на базі геотермальних свердловин №36 і 36Д і в 1993 р. введена в експлуатацію. В даний час це самі високотемпературні свердловини на Кримському півострові. Температура термальної води на гирлі складає 85°C, тиск – 1,2 МПа, а дебіт продуктивної свердловини 1450 м<sup>3</sup>/добу. За допомогою даної системи протягом 10 років забезпечувалися потреби об'єктів соціальної сфери в теплі тільки в опалювальний період, тобто система геотермального теплопостачання працювала періодично.

У зв'язку з переведенням системи опалення селища на інший вид палива (природний газ) з'явилася можливість використання енергії термальних вод для інших цілей.

На сьогоднішній день використання термальних вод тільки з метою опалення об'єктів соціальної сфери є економічно недоцільним. Проблему може вирішити цілорічне використання енергії термальних вод, а не тільки в зимовий період. Схема цілорічного використання тепла термальних вод у с. Янтарне наведена на рис. 6.14.



ГТП – геотермальний тепловий пункт; ГХУ – геотермальна холодильна установка;  
Х – холодильні камери; С – сушильна установка; ТК – тепличний комплекс.

Рис. 6.14. Схема використання геотермальної енергії в с. Янтарне, АР Крим

У зимовий час енергія термальних вод використовується для забезпечення теплового навантаження тепличного комплексу площею 1 га, а у весняний, літній і осінній періоди – для переробки та збереження сільськогосподарської продукції.

У 2004 році в с. Янтарне змонтовано та випробувано геотермальну сушарку ГСУ-1 продуктивністю 10 кг/год по кінцевому продукту. Передбачається також введення в експлуатацію геотермальної холодильної установки ГХУ-100 потужністю 100 кВт по холоду для збереження сільськогосподарської продукції.

Крім того, в зимовий період ГХУ працює в режимі теплової помпи з потужністю 240 кВт по теплу для підігріву підживлюваної та мережної води.

Теплова потужність геотермального теплового пункту (ГТП) близько 3,0 МВт дозволяє вирішити задачі комплексного використання енергії термальних вод. Тепличний комплекс споживає ~ 2,5 МВт, сушильна і холодильна установка ~ 0,4 МВт.

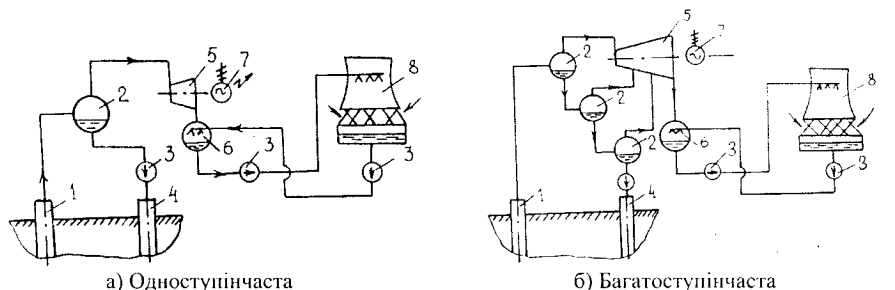
Розміщення сушильної установки поблизу тепличного комплексу і геотермального джерела з метою теплозабезпечення процесу сушіння є найбільш ефективним, оскільки виключаються транспортні витрати, матеріальні втрати при псуванні рослинної сировини, зниження якості продуктів перед сушінням. Також знижуються витрати на енергоносії, заощаджуються енергоресурси регіону, знижується собівартість висушеної продукції. Річний економічний ефект від впровадження комплексу по вирощуванню, переробці і збереженню сільськогосподарської продукції з використанням системи геотермального теплопостачання селища Янтарне складає 450 тис. грн.

### 6.3.3 Геотермальні енергоустановки

Найбільш розповсюдженими на даний час є паротурбінні геотермальні електростанції (ГеоТЕС). Практично всі діючі геотермальні електростанції працюють за паротурбінним циклом. Паротурбінні установки в залежності від кондицій геотермального теплоносія (в основному, концентрації і складу розчинених у ньому речовин) можуть бути одноконтурними і двоконтурними.

#### 6.3.3.1 Одноконтурні паротурбінні геотермальні енергоустановки

У тому випадку, коли мінералізація і газонасиченість термальної води незначні, а хімічний склад розчинених у ній солей і газів не є корозійно-активним, і їх вплив не супроводжується солевідкладенням на поверхнях трубопроводів, арматури, проточних частинах турбін і насосів, а також теплообмінного обладнання, застосовуються одноконтурні схеми, наведені на рис. 6.15.



1 – свердловина експлуатаційна; 2 – розширювач-сепаратор; 3 – насос; 4 – свердловина нагнітальна; 5 – турбіна; 6 – конденсатор; 7 – електрогенератор; 8 – градирня.

Рис. 6.15. Принципові схеми одноконтурних геотермальних енергоустановок

Одноконтурна геотермальна енергоустановка з одноступінчастим розширенням теплоносія (рис. 6.15, а) є найпростішою із паротурбінних ГеоТЕС. До її складу входять нагнітальна та видобувна свердловини, одноступінчастий сепаратор, зрошувальний або поверхневий конденсатор, система охолодження конденсатора оборотною водою, що включає в себе градирню, циркуляційний насос і сполучні трубопроводи. За зазначеною схемою працюють ГеоТЕС, що використовують геотермальний теплоносій у виді перегрітої води або насиченої пари з температурою понад 380°C. Внутрішній абсолютний ККД циклу ГеоТЕС, що реалізує таку схему, складає 1,5-3,5%, а питомі витрати теплоносія при цьому досягають 100-200 кг/кВт·год.

З метою підвищення ефективності використання енергії геотермального теплоносія застосовується геотермальна енергоустановка з багаступінчастим розширенням (рис. 6.15, б). На відміну від попередньої схеми, перегрітий теплоносій ступенево розширюється у декількох (зазвичай не більше 3-х) розширниках, у кожному з яких підтримується заданий тиск, величина якого розраховується, виходячи з умов максимального одержання корисної роботи (виробництво електроенергії).

Термодинамічний цикл водяної пари в T-S діаграмі для установок зі ступеневим розширенням геотермального теплоносія зображений на рис. 6.16.

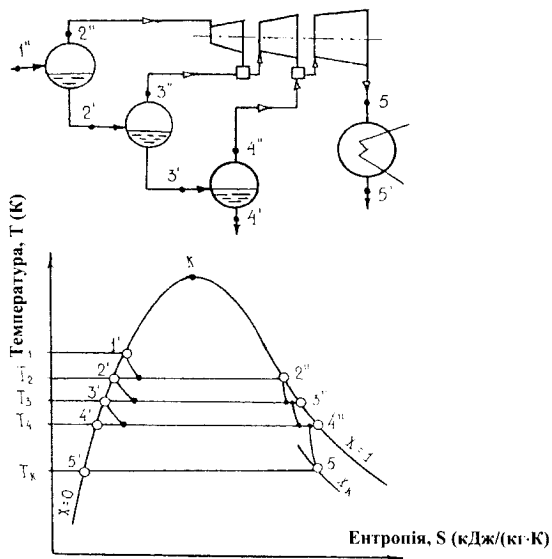


Рис. 6.16. Термодинамічний цикл робочого тіла в установці зі ступінчастим розширенням

В схемі, що подана на рис. 6.16, прийняті наступні позначення:  
1)  $T_1$  – температура вихідної термальної води;

$T_2, T_3, T_4$  – температура термальності води у стані насичення на виході з розширювачів 1-го, 2-го і 3-го ступенів;

$T_k$  – температура конденсації;

2) Точки 2", 3", 4" характеризують стан сухої насиченої пари на виході з розширювачів першого, другого і третього ступенів або на вході в турбіну;

3) Точки 2', 3', 4' характеризують стан насиченої води на виході з розширювачів першого, другого і третього ступенів;

4) Точка 5 характеризує стан вологої пари на виході з останнього ступеня турбіни (на вході в конденсатор);

5) Точка 5' характеризує стан робочого тіла на виході з конденсатора.

Ефективність перетворення геотермальної енергії в роботу в паротурбінних циклах ГеоТЕС визначається на основі термодинамічного аналізу схеми теплосилової геотермальної установки. Вона виробляється за допомогою трьох основних методів: методу ККД (теплових потоків), ексергетичного та ентропійного методів. Відповідно до методу теплових потоків, результатом термодинамічного аналізу є ефективний ККД установки, що враховує втрати теплоти у всіх елементах схеми, внутрішні втрати в турбіні, механічні втрати, пов'язані з тертям і витратами на привід системи регулювання, а також втрати при перетворенні механічної енергії в електричну в генераторі.

Таким чином, ефективний ККД паротурбінної установки з одним ступенем розширення становить:

$$\eta_e = \eta_p \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_t \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_m \cdot \eta_g, \quad (6.6)$$

де  $\eta_p$  – втрати теплоти в розширювачу;

$\eta_{mp}$  – втрати в трубопроводах;

$\eta_t$  – термічний ККД циклу;

$\eta_{oi}$  – внутрішній відносний ККД;

$\eta_m$  – механічний ККД;

$\eta_g$  – ККД електрогенератора.

Ефективний ККД з урахуванням власних потреб установки визначається:

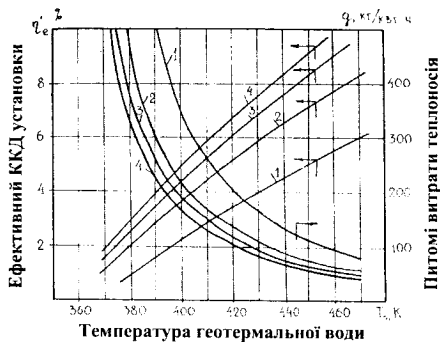
$$\eta'_e = \eta_e - \frac{l_{c.п.}}{\Delta h}, \quad (6.7)$$

де  $l_{c.п.}$  – питома робота на власні потреби установки, що включають витрати на привід циркуляційних, конденсатних, нагнітальних насосів і вентилятора градирні, а також пристроїв видалення з конденсатора газів, які не конденсуються, кДж/кг;

$\Delta h$  – наявний теплоперепад первинного теплоносія, кДж/кг.

Результати термодинамічного аналізу установок, які реалізують одноконтурні схеми зі ступінчастим розширенням геотермального теплоносія, наведені на рис. 6.17.





1 – з одним ступенем розширення; 2 – з двома ступенями;  
3 – із трьома ступенями; 4 – з чотирма ступенями.

Рис. 6.17. Залежність ефективного ККД та питомих витрат теплоносія в одноконтурних геотермальних установках зі ступінчастим розширювачем теплоносія від його температури

Як видно, ефективний ККД зростає зі збільшенням параметрів первинного теплоносія і числа ступенів розширення. Вироблення електроенергії кожним наступним ступенем значно менше, ніж попереднім. Так, для триступінчастої установки при  $T_1 = 470$  К і  $T_k = 288$  К в першій ступені виробляється 67,4%, у другій – 23,4%, а в третій – 9,4% електроенергії. Ефективний ККД установок зі ступеневим розширенням робочого тіла при самих сприятливих умовах не перевищує 10%, а мінімальна питома витрата робочого тіла при цьому – 40 кг/кВт·год. ККД сучасних теплових конденсаційних електростанцій (КЕС) досягає 38%, а питома витрата робочого тіла – 3 кг/кВт·год.

Переважна більшість працюючих в усьому світі ГеоТЕС реалізує подібний паротурбінний цикл перетворення геотермальної енергії в роботу і їх встановлена потужність перевищує 5000 МВт.

### 6.3.3.2 Двоконтурні паротурбінні геотермальні енергоустановки

Використання теплоти геотермального теплоносія для вироблення електроенергії при наявності в ньому великої кількості мінеральних домішок (понад 35 г/л), а також розчинених у ній агресивних газів, що не конденсуються, (понад 1000 мг/л) в одноконтурних схемах викликає великі ускладнення. Ці ускладнення викликані наступними причинами:

- а) можливістю замету проточної частини турбін;
- б) інтенсивною корозією обладнання, трубопроводів і арматури;
- в) відчутними енергетичними витратами на підтримку необхідного вакууму в конденсаторі.

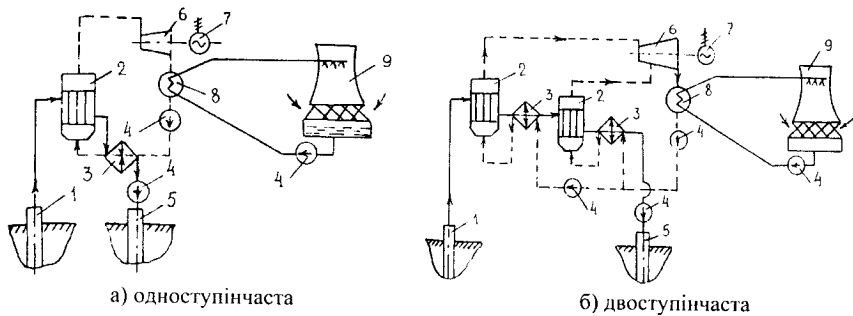
Більшість високотемпературних геотермальних родовищ України характеризуються великою мінералізацією, а також високою газонасиченістю геотермального теплоносія, що видобувається.

Проблеми використання високомінералізованого газонасиченого геотермального теплоносія для вироблення електроенергії можуть бути вирішені при застосуванні двоконтурних схем паротурбінних ГеоТЕС, де термальна вода є високотемпературним теплоносієм, а нагрів, випаровування і перегрів робочого тіла термодинамічного циклу відбувається в теплообмінниках поверхневого типу. У зв'язку з неминучими втратами температурного потенціалу в теплообмінниках ефективність перетворення геотермальної енергії в роботу в двоконтурних геотермальних установках трохи знижується. Однак використання високомінералізованого, газонасиченого корозійноактивного теплоносія для виробництва електроенергії часто буває неможливим без застосування двоконтурних схем паротурбінних ГеоТЕС.

Двоконтурні схеми геотермальних енергоустановок, що реалізують паротурбінний цикл, представлені на рис. 6.18 і 6.19.

Наведені на рис. 6.18 двоконтурні одноступінчаста (рис. 6.18, а) і двоступінчаста (рис. 6.18, б) схеми реалізують паротурбінний цикл із водяною парою в якості робочого тіла в другому контурі.

Джерелом теплоти високого потенціалу є геотермальний теплоносій, що надходить з експлуатаційної свердловини у випарник і потім в економайзер. Відпрацьована термальна вода після економайзера подається на насос закачування, за допомогою якого вона повертається по нагнітальній свердловині в термоводоносний горизонт. В другому контурі здійснюється звичайний термодинамічний цикл насиченої водяної пари. Насичена водяна пара, отримана у випарнику, надходить у турбіну, що приводить у дію електрогенератор; відпрацьована пара з турбіни надходить у конденсатор, конденсується, віддаючи теплоту конденсації оборотній воді, конденсат насосом подається для нагрівання в економайзер, а після економайзера – у випарник-парогенератор. Особливістю наведених двоконтурних схем паротурбінних геотермальних енергоустановок з водяною парою (робочим тілом термодинамічного циклу) є те, що велика частина теплоти (до 80%) підводиться від термальної води до робочого тіла при температурі насичення останнього у випарнику в ізотермічному процесі ( $t_0 = \text{const}$ ). Це означає, що нагрівальний теплоносій може бути охолоджений тільки до температури, яка перевищує температуру насичення робочого тіла на величину температурного напору у випарнику; зниження температури геотермального теплоносія в економайзері незначне внаслідок відносно невеликого навантаження економайзера. При цьому підвищення ентальпії робочого тіла в циклі складає більше 2500 кДж/кг, а зниження ентальпії теплоносія усього 50-60 кДж/кг. З цієї причини витрата теплоносія, що гріє, у десятки разів перевищує витрати робочого тіла, що циркулює в другому контурі.

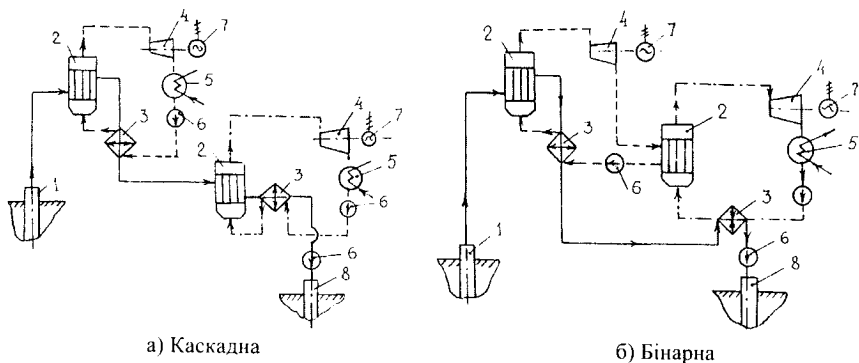


а) одноступінчаста

б) двоступінчаста

1 – свердловина експлуатаційна; 2 – випарювач; 3 – економайзер; 4 – насос; 5 – свердловина нагнітальна; 6 – турбіна; 7 – електрогенератор; 8 – конденсатор; 9 – градирня.

Рис. 6.18. Схеми двоконтурних геотермальних енергоустановок



а) Каскадна

б) Бінарна

1 – свердловина експлуатаційна; 2 – випарювач; 3 – економайзер; 4 – турбіна; 5 – конденсатор; 6 – насос; 7 – електрогенератор; 8 – свердловина нагнітальна.

Рис. 6.19. Двоконтурні геотермальні установки з двома робочими тілами

### 6.3.3.3 Оцінка ефективності геотермальних енергоустановок

Термодинамічні розрахунки варіантів схем, що відрізняються початковою температурою нагрівального теплоносія, проведені при вихідних даних, прийнятих для аналогічних розрахунків схем зі ступеневим випаруванням (табл. 6.10).

Таблиця 6.10. Вихідні дані для варіантних термодинамічних розрахунків

№ з/п	Найменування	Позначення	Розмірність	Значення величини
1	2	3	4	5
1	Температура геотермального теплоносія	$T_{гв}$ ( $t_{гв}$ )	К ( $^{\circ}\text{C}$ )	370...460 (97...187)
2	ККД механічної турбіни, генератора, насосів	$\eta_m$	-	0,85...0,98
3	ККД електричний генератора	$\eta_m$	-	0,93...0,98

Продовження таблиці 6.10.

1	2	3	4	5
4	Внутрішній відносний ККД турбіни	$\eta_{\text{вн}}$	-	0,8
5	ККД насосів	$\eta_{\text{н}}$	-	0,65...0,7
6	ККД трубопроводів	$\eta_{\text{тр}}$	-	0,99
7	ККД теплообмінників (випарника, економайзера)	$\eta_{\text{те}}$	-	0,98
8	Коефіцієнт витоку	$\psi$	-	0,01
9	Температурний напір у випарнику	$\theta$	К	10,0
10	Тиск у конденсаторі	$P_{\text{к}}$	бар	0,04
11	Підвищення температури охолодженої води в конденсаторі	$\Delta T_{\text{охл}}$	К	5,0

Оцінка термодинамічної ефективності циклів полягає в наступному:

1) Визначаються початкові параметри робочого тіла (тобто водяної пари в стані насичення) при температурі у випарнику  $T_0 = (T - \theta)$

- тиск  $P_0 = P_s(T_0)$ , бар;
- ентальпія  $h_0 = h_s(T_0)$ , кДж/кг;
- ентропія  $S_0 = S_s(T_0)$ , кДж/(кг·К).

2) За T-S діаграмою визначається адіабатний теплоперепад у теоретичному процесі розширення робочого тіла в турбіні при  $S = S_0$  (const) від початкового тиску до тиску в конденсаторі, кДж/кг.

$$\Delta h_a = h_0 - h_k; \quad (6.8)$$

3) Визначається дійсний теплоперепад робочого тіла (питома робота циклу), кДж/кг:

$$l_y = \Delta h_g = \Delta h_a \cdot \eta_{oi}; \quad (6.9)$$

4) Визначається внутрішній ККД установки:

$$\eta_i = \frac{l_y}{h_0 - h_k}; \quad (6.10)$$

5) Визначаються ефективний ККД циклу без урахування витрат на власні потреби установки:

$$\eta_c = \eta_i \cdot \eta_{\text{мп}} \cdot \eta_{\text{т.о.}} \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_c (1 - \psi); \quad (6.11)$$

6) Визначаються витрати на власні потреби, кДж/кг:

а) витрати на циркуляцію робочого тіла в другому контурі:

$$l_{\text{сир}} = \frac{10^2 (P_0 - P_{\text{к}})}{\rho_{\text{рт}} \cdot \eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_c}; \quad (6.12)$$

б) витрати на циркуляцію води в контурі охолодження конденсатора:

$$l_{\text{охл}} = \frac{\Delta h_{\text{рт,к}}}{\Delta h_{\text{охл}}} \cdot \frac{10^2 \Delta P_{\text{охл}}}{\rho_{\text{охл}} \cdot \eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_c}; \quad (6.13)$$

де  $\Delta h_{\text{рт,к}}$  – зниження ентальпії робочого тіла в конденсаторі, кДж/кг;  
 $\Delta h_{\text{охл}}$  – збільшення ентальпії охолодженої води в конденсаторі, кДж/кг;

$\Delta P_{\text{охл}}$  – напір насоса охолодженої води, бар;

$\rho_{\text{охл}}$  – густина охолодженої води, кг/м<sup>3</sup>;

в) витрати на закачування відпрацьованого теплоносія:

$$l_{\text{вт}} = \frac{\Delta h_{\text{гт}}}{\Delta h_{\text{вт}}} \cdot \frac{10^2 \Delta P_{\text{вт}}}{\rho_{\text{вт}} \cdot \eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{д}}}, \quad (6.14)$$

де  $\frac{\Delta h_{\text{гт}}}{\Delta h_{\text{вт}}}$  – відношення зміни ентальпій робочого тіла і геотермального

теплоносія у випарнику, тобто його питома витрата, кг/кг р.т.;

$\Delta P_{\text{вт}}$  – напір насоса, що закачує відпрацьований теплоносій у свердловину, бар; з метою коректного порівняння результатів розрахунків показників двоконтурних пароводяних схем ГеоТЕС з аналогічними розрахунками одноконтурних схем прийнято, що  $\Delta P_{\text{вт}}$  для обох варіантів однаковий і складає 50 бар;

$\rho_{\text{вт}}$  – густина термальної води, кг/м<sup>3</sup>.

7) Визначається ефективний ККД циклу з урахуванням витрат на власні потреби:

$$\eta_c' = \eta_c - \frac{l_{\text{охл}} + l_{\text{вт}} + l_{\text{сж}}}{h_0 - h_k}, \quad (6.15)$$

де  $h_0 - h_k$  – питома теплота, підведена до робочого тіла в циклі, кДж/кг.

8) Питома корисна робота циклу, кДж/кг:

$$l_n = h_g - (l_{\text{охл}} + l_{\text{вт}} + l_{\text{сж}}); \quad (6.16)$$

9) Питома витрата геотермального теплоносія, кг/кВт·год:

$$g_{\text{вт}} = \frac{3600}{l_n} \cdot \frac{\Delta h_{\text{гт}}}{\Delta h_{\text{вт}}}. \quad (6.17)$$

Результати розрахунків, проведених за зазначеною методикою, у вигляді залежностей ефективного ККД циклу  $\eta_c'$  і питомих витрат геотермального теплоносія  $g_{\text{вт}}$  від початкової температури термальної води, наведені на рис. 6.20.

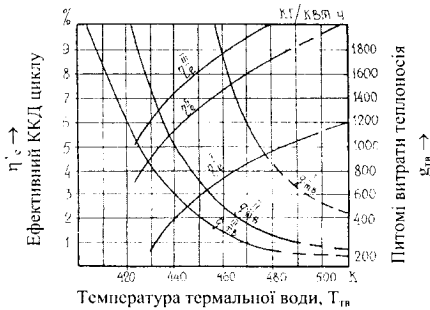


Рис. 6.20. Залежність ефективного ККД та питомих витрат теплоносія у двоконтурних паротурбінних геотермальних установках (робоче тіло – водяна пара) від температури теплоносія

Розглянуті вище схеми перетворення геотермальної енергії мають прийнятні показники термодинамічної ефективності тільки при досить високій температурі вихідного теплоносія (не менше 400-420 К). Значна частина розвіданих у даний час геотермальних родовищ України мають порівняно невисоку температуру (310-390 К або 90-120°C), високу мінералізацію і газонасиченість. При таких кондиціях геотермального теплоносія його використання для виробництва електроенергії технічно здійснено із застосуванням у другому контурі низькокиплячих робочих тіл. У порівнянні з пароводяними циклами, цикли із низькокиплячими робочими тілами мають наступні переваги:

- 1) можливість одержання електроенергії при більш низьких температурах геотермального джерела;
- 2) відсутність корозії проточної частини турбін природним теплоносієм (на відміну від одноконтурних схем);
- 3) процеси розширення пари в турбіні відбуваються в області перегрітої пари і, внаслідок цього, відсутній ерозійний знос проточної частини останніх ступенів турбін;
- 4) високий робочий тиск у контурі робочого тіла, що приводить до зниження масогабаритних показників обладнання установки – трубопроводів, арматури, турбоагрегатів.

Основними недоліками двоконтурних схем із низькокиплячими робочими тілами є:

- 1) невисокий наявний та спрацьовуваний теплоперепад або питома робота циклу, що в 30-50 разів менше аналогічного показника пароводяних циклів;
- 2) необхідність великих поверхонь теплообміну економайзера і парогенератора внаслідок порівняно невисоких коефіцієнтів теплопередачі від теплоносія до низькокиплячого робочого тіла (переважно це вуглецеві гази і фреони);
- 3) великі витрати на власні потреби, обумовлені необхідністю забезпечення циркуляції робочого тіла в другому контурі, геотермального теплоносія в теплообмінниках і охолодженої води в конденсаторі. Такі витрати складають до 30% від питомої роботи циклу.

В даний час у світі експлуатуються або знаходяться в стадії розробки десятки ГеоТЕС, що реалізують схеми із використанням проміжних робочих тіл для вироблення електроенергії.

Перший досвід використання низькокиплячих робочих тіл у схемі перетворення геотермальної теплоти невисокого потенціалу в електроенергію був отриманий на Паужетській фреоновій ГеоТЕС (Камчатка) у 1989 р. Як робоче тіло використовувався фреон-12. Потужність дослідної енергоустановки, що використовує термальну воду з температурою 90°C, склала 720 кВт. Проведені випробування підтвердили працездатність прийнятої схеми й основного обладнання.

У Японії в 1975 р. була створена двоконтурна ГеоТЕС потужністю 1 МВт на родовищі Отаке, температура 400 К (~130°C), робоче тіло – ізобутан, витрати геотермального теплоносія ~15 кг/с, питомі витрати – 55 кг/кВт·год. На родовищі Мори (Японія) працює двоконтурна геотермальна енергоустановка потужністю 1 МВт, яка в якості робочого тіла використовує фреон-114. Витрати

геотермального флюїду з температурою 413 К (140°C) складають 50 кг/с (питомі витрати – 180 кг/кВт·год), витрати охолодженої води – більше 300 кг/с.

Дослідна бінарна ГеоТЕС Magmatex Process із двома контурами для використання високомінералізованого геотермального флюїду (розсолу) з температурою 455 К (182°C) побудована в Каліфорнії (США). У схемі перетворення цієї ГеоТЕС є два контури, в одному з яких у якості робочого тіла використаний ізобутан, в іншому – пропан. Обидва контури з'єднані рекуперативним теплообмінником, що є конденсатором для ізобутану і випарником для пропану. Схема містить дві турбіни – ізобутанову і пропанову. Два контури з різними робочими тілами значною мірою ускладнюють схему установки, але в той же час така схема характеризується збільшенням питомого виробництва і підвищенням коефіцієнта використання теплоти геотермального розсолу. Бінарна геотермальна установка потужністю 5 МВт побудована в 1980 р. у штаті Айдахо (США). Джерелом теплоти для цієї установки є геотермальний флюїд з температурою 416 К (143°C), робоче тіло – ізобутан. Станція характеризується високими експлуатаційними показниками.

Особливості термодинамічного циклу більшості низькокиплячих робочих тіл, що можуть бути використані або використовуються в геотермальних енергетичних установках (насичені вуглеводні, фреони):

1) Процеси розширення в турбіні відбуваються в області перегрітої пари, що виключає ерозійний знос лопаток останніх ступенів турбіни під дією краплинної вологи.

2) Як правило, вторинний контур із низькокиплячим робочим тілом знаходиться під надлишковим тиском, що виключає можливість потрапляння повітря, що викликає корозію обладнання і погіршення умов конденсації.

3) У зв'язку з малим питомим обсягом газоподібного робочого тіла (н-пентану, н-бутану, ізобутану, фреонів) у порівнянні з водяною парою при температурі конденсації (300-320 К) розміри турбін значно менші, ніж турбін тієї ж потужності, що працюють на водяній парі.

У той же час цикли низькокиплячих робочих тіл характеризуються невисокими значеннями наявного і спрацьовуваного теплоперпаду, відчутною величиною витрат роботи на стискання робочого тіла і необхідністю відводу великої кількості низькопотенціальної теплоти з конденсатора в навколишнє середовище. Це обумовлює великі витрати на власні потреби установки, що доходять до 30% від електроенергії, що виробляється.

Значення показників термодинамічної ефективності двоконтурних гетермальних енергетичних установок з низькокиплячими робочими тілами значною мірою залежать від вибору робочого тіла другого контуру. Встановлено, що для використання геотермального теплоносія із заданою початковою температурою можна підібрати робоче тіло, термодинамічні властивості якого забезпечують отримання найкращих показників. На рис. 6.21 наведено залежності розрахункових показників двоконтурних геотермальних енергоустановок з використанням у якості робочого тіла н-бутану і н-пентану. На цьому ж графіку представлені результати проведених розрахунків аналогічних показників для ізобутанової геотермальної енергоустановки.

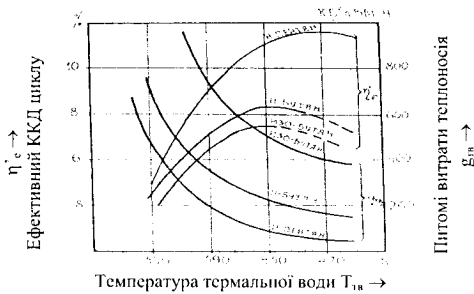


Рис. 6.21. Залежність ефективного ККД та питомих витрат теплоносія від початкової температури у двоконтурних схемах ГеоГЕС з низькокиплячими робочими тілами

Як видно, установка з н-бутаном має максимальне значення ефективного ККД при початковій температурі циклу  $T_1 = 430$  К, а використання н-пентану забезпечує одержання  $\eta_{1 \max}$  при  $T_1 \cong 470$  К. Для ізобутану значення максимуму ефективного ККД циклу відповідає температурі  $T_1 \cong 410$  К.

#### 6.4 Основні техніко-економічні показники геотермальної енергетики

У галузі геотермальної теплоенергетики при використанні термальних вод для теплофікаційних потреб знайшли практичне застосування наступні схеми:

- схема прямого використання термальної води;
- з піковими котельнями;
- з додатковим підвищенням температурного рівня геотермальних вод;
- комбіновані схеми.

Порівняння технологічних схем використання термальних вод проводять за значенням перепаду температури вод на виході системи та коефіцієнтом використання теплової потужності свердловини.

Схема прямого використання застосовується при співпаданні температури води із свердловини з технологічно необхідною. При цьому способі найбільш ефективними вважаються:

- схема двоступінчастого паралельно-послідовного під'єднання установок гарячого водопостачання і опалення;
- схема послідовного під'єднання систем панельного та повітряного опалення і систем гарячого водопостачання.

Хоча ці схеми дозволяють досягти значного перепаду температур, коефіцієнт використання теплової потужності свердловини у них низький. Це викликано тим, що продуктивність таких схем різко залежить від річних коливань теплового навантаження.

При неспівпаданні можливостей свердловини та вимог споживача застосовується схема з піковою котельнею, в якій здійснюється догрівання води. Геотермальна свердловина виступає як базове джерело енергії.



Додаткове підвищення температурного рівня термальних вод здійснюється за допомогою теплових pomp. У той же час, використання теплової помпи тільки для теплофікаційних цілей визначається техніко-економічними розрахунками.

Для подолання недоліків попередніх схем застосовують комбінацію геотермальної свердловини, теплонасосної установки та пікової котельні.

Показники схем геотермального теплопостачання наведені у таблиці 6.11 [52].

Таблиця 6.11. Показники схем геотермального теплопостачання

Тип схеми	Необхідна технологічна температура води, °С	Температура води на виході системи, °С	Коефіцієнт використання теплової потужності свердловини
Пряме використання термальної води	90...50	30...40	0,1...0,2
З піковою котельнею	50...70	30...40	0,2...0,4
З тепловою помпою	30	10...30	0,2...0,4
Комбінована схема	50...70	10...30	0,3...0,6

При практичній реалізації вищевказаних схем слід враховувати, що теплоносієм є корозійно-активна, високомінералізована речовина, яку неможливо напряму подавати в теплові мережі та опалювальні прилади споживача. Ця властивість геотермальних вод вимагає передбачати утилізацію спрацьованої води з урахуванням вимог "Правил охорони вод від забруднення стічними водами".

На термозаборі (одна або декілька об'єднаних свердловин) передбачається влаштування збірної ємності, об'єм якої становить не менше одногодинного дебіту свердловин.

Таким чином, до схеми геотермального теплопостачання входять наступні блоки: система видобувних свердловин, теплообмінники теплового пункту, система поглинальних свердловин, насосні станції мережної води та закачування термальної води, пікова котельня.

Досвід експлуатації дослідно-демонстраційних установок, що на даний час створені і функціонують в Україні, дозволив отримати узагальнені техніко-економічні параметри геотермальних установок (таблиця 6.12).

Таблиця 6.12. Узагальнені техніко-економічні параметри геотермальних енергогенеруючих установок

Перелік показників	Геотермальна теплогенеруюча установка, що створена на основі існуючих свердловин	Геотермальна теплогенеруюча установка, що створена на основі нових, спеціально пробурених свердловин	Геотермальна електростанція **	Геотермальна енергогенеруюча установка, що використовує газовміщуючі води **
<b>Технічні показники:</b>				
1. Потужність, МВт	6	6	120	1 <sub>теп</sub> /0,09 <sub>ел.</sub>
2. Виробництво енергії, МВт·год/рік	18 148	18 148	712 000	4000 <sub>теп</sub> /360 <sub>ел.</sub>
3. Температура геотермальних вод, °С	80	80	185	75
4. Глибина свердловин, м	1 800	1 800	4 000	1 800
<b>Економічні показники:</b>				
1. Капітальні витрати, тис. дол. США	430	1 014	198 000	485,7
2. Експлуатаційні витрати, тис. дол. США/рік	90	203	12 125	8,3
3. Собівартість енергії, дол. США/МВт	4,95	11,2	17	—
4. Питомі витрати, дол. США/кВт	71,6	285	1 650	485,7 ***
5. Чистий прибуток*, тис. дол. США/рік	191	112	21 416,5	59,766 ***
6. Питомий чистий річний прибуток, тис. дол. США/МВт	31,8	18,7	178,5	59,766 ***
7. Термін окупності, роки	2,3	9	9,2	8,1
8. Економія палива, тис. т у.п./рік	2,62	2,62	341	0,750
9. Питома економія палива, т у.п./рік на 1 МВт	437	437	2 842	750

\* розрахований при ціні за 1 МВт·год теплоти 20 дол. США, електроенергії 60 дол. США, податок на прибуток 30%, ціна на теплоту – діюча в Україні на теперішній час, ціна на електроенергію прийнята за умов, що першу геотермальну електростанцію в Україні буде введено в експлуатацію не раніше 2015 року, коли згідно експертних оцінок ціна за 1 кВт·год електроенергії становитиме близько 0,06 дол. США. Ціна за електроенергію, що генерується за рахунок газовміщуючих вод прийнята рівною 38 дол. США за 1 МВт·год.

\*\* створюються на основі нових спеціально пробурених свердловин.

\*\*\* питомі витрати та питомий чистий прибуток обчислені на енергокомплекс потужністю: тепловою 1 МВт, електричною 0,09 МВт.

Порівняння ефективності створення та експлуатації геотермальної та газової систем теплопостачання (таблиця 6.13) показує, що геотермальна система має незаперечну перевагу. Тому при розробці державної програми будівництва нових теплогенеруючих потужностей, там, де це можливо, слід уже зараз планувати будівництво цих потужностей на основі використання геотермальних джерел енергії.

Таблиця 6.13. Порівняння ефективності використання газової та геотермальної систем теплопостачання

Показники	Система геотермального теплопостачання потужністю 6 МВт	Котельня на газі потужністю 6 МВт
1. Капіталовкладення, тис. дол. США	1 014	624
2. Експлуатаційні витрати, тис. дол. США/рік	203	384
3. Об'єм споживання газу, тис. м <sup>3</sup> /рік	немає	2 004
4. Річне виробництво теплоти, МВт·год	18 148	18 148
5. Собівартість 1 МВт·год теплоти, дол. США	11,2	21,15
6. Чистий прибуток при ціні за 1 МВт·год 20 дол. США, податок на прибуток 30%, тис. дол. США	112	немає
7. Термін окупності, роки	9	не окупиться
Економія коштів за рахунок скорочення споживання органічного палива, при ціні за 1000 м <sup>3</sup> газу 83 дол. США, тис. дол. США/рік	166,3	—
Зменшення викидів CO <sub>2</sub> (при умові, що при споживанні 1 м <sup>3</sup> газу виділяється 1,821 кг CO <sub>2</sub> ), тис. т/рік	3 649	—
Економія коштів за рахунок зменшення викидів CO <sub>2</sub> (при ціні квоти на викид 1 т CO <sub>2</sub> рівній 5 дол. США), тис. дол. США/рік	18,2	—
Загальна економічна ефективність, тис. дол. США/рік	296,5	—
Термін окупності з урахуванням загальної ефективності експлуатації, роки	3,4	—

Розширення обсягів використання геотермальної енергії потребує геологічної розвідки та доступності геологічної інформації. Основну частку капітальних витрат у випадку впровадження геотермальних електростанцій складають витрати на розвідку ресурсів і власне будівництво. Буріння свердловин може становити до половини вартості проекту. За висновками деяких експертів, при зростанні швидкості буріння у кілька разів (1000 м за кілька годин) утилізація геотермальної енергії для потреб електроспоживання можлива практично всюди при глибині буріння 7-9 км [14].

Довгостроковий прогноз динаміки ключових техніко-економічних показників геотермальної енергетики у світі надано в таблиці 6.14 [14].

Таблиця 6.14. Прогнозні показники розвитку світової геотермальної енергетики

Показники	Роки					
	2007	2015	2020	2030	2040	2050
<b>Геотермальні КЕС</b>						
Встановлена потужність, ГВт	10	19	36	71	114	114
Капітальні витрати, дол. США/кВт	12446	10875	9184	7250	6042	5196
Експлуатаційні витрати, дол. США/кВт-год	645	557	428	375	351	332
<b>Геотермальні ТЕЦ</b>						
Встановлена потужність, ГВт	1	3	13	37	83	134
Капітальні витрати, дол. США/кВт	12668	11117	9425	7492	6283	5438
Експлуатаційні витрати, дол. США/кВт-год	647	483	351	294	256	233

### 6.5 Стан та перспективи освоєння геотермальної енергії в Україні

Видобуток геотермальної енергії не пов'язаний із використанням значних площ на поверхні землі, не супроводжується значними викидами в атмосферу і відходами виробництва, а також не потребує використання складських приміщень. Негативний вплив на оточуюче середовище при використанні геотермальних ресурсів є одним із найменших серед усіх енергоджерел.

З 1986 р. по теперішній час в Україні збудовано 11 експериментальних систем теплопостачання на базі ГЦС, сумарна встановлена теплова потужність яких становить 20,5 МВт. В основному ці установки знаходяться в АР Крим (таблиця 6.15).

Геотермальні енергоустановки включають генератор робочого тіла (парогенератор), перетворювач потенціальної енергії робочого тіла в механічну, перетворювач механічної енергії (турбіна) в електричну (електрогенератор), теплообмінне і допоміжне устаткування. Парогенератор, турбіна, теплообмінне і допоміжне устаткування утворюють теплосилову установку, що перетворює теплову енергію геотермального теплоносія в механічну роботу на валу турбіни і в електричну в електрогенераторі. Найчастіше паротурбінні геотермальні енергоустановки застосовуються при фонтанному способі видобутку геотермального теплоносія.

Таблиця 6.15. Характеристики експериментальних систем геотермального теплопостачання в Україні

№ з/п	Населені пункти в АР Крим	Потужність, МВт	Температура води, °С	Дебет свердловини, м <sup>3</sup> /год	Основні характеристики обладнання	Виробництво теплової енергії, млн кВт-год/річна економія палива, т у.п.
1	2	3	4	5	6	7
1	с. Ільїнка	1,0	57	72	Теплообмінники кожухотрубні, насоси ЦНСг	4,0/492
2	с. Сизовка	1,3	61	72	Теплообмінники кожухотрубні, насоси ЦНСг	5,2/640
3	с. Ново-Олексіївка	1,9	53	205	Теплообмінники кожухотрубні, насоси ЦНСг	7,6/935

Продовження таблиці 6.15

1	2	3	4	5	6	7
4	с. Котельниково	1,6	65	67	Теплообмінники кожухотрубні, насоси ЦНСг	6,8/787
5	с. Трудове	1,6	59	96	Теплообмінники кожухотрубні, насоси ЦНСг	6,8/787
6	с. Зернове	0,4	50	72		1,6/197
7	с. Рівне	2,7	62	139	Теплообмінники кожухотрубні, насоси ЦНСг	10,8/1328
8	с. Янтарне	4,2	85	65	Теплообмінники кожухотрубні, насоси ЦНСг	16,8/2066
9	с. П'ятихатки	1,2	51	167		4,8/590
10	с. Медведівка	0,7	67	28	Теплообмінники кожухотрубні, насоси ЦНСг	2,8/344
11	с. Предмостне	3,9	70	136		15,6/1919
	<b>Всього</b>	<b>20,5</b>				<b>82,0/10086</b>

Родовища геотермальних вод, придатних до промислового освоєння в Україні, розташовані в Закарпатській, Миколаївській, Одеській, Херсонській областях і в АР Крим; найперспективнішим для використання геотермальних ресурсів є Закарпаття і Крим. Менш значний потенціал геотермальних вод є у Полтавській, Харківській, Сумській та Чернігівській областях. На рис. 6.22 представлена оглядова карта розміщення свердловин північно-східної частини Кримського півострова, де розташоване геотермальне родовище Північно-Сивашське [6, 17].

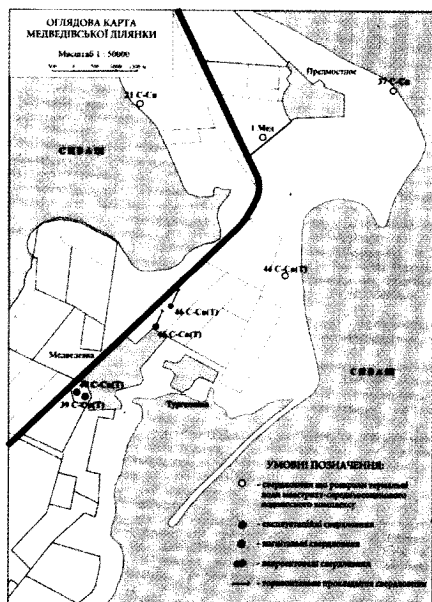


Рис. 6.22. Оглядова карта розміщення свердловин північно-східної частини Кримського півострова

Досвід експлуатації 5 дослідно-експериментальних установок в АР Крим показав, що собівартість відпущеної теплоти знаходиться в діапазоні 20-50 грн./Гкал.

На теперішній час геотермальне теплопостачання здійснюється тільки в с. Медведівка Джанкойського району АР Крим.

### 6.5.1 Геотермальне теплопостачання с. Медведівка Джанкойського району АР Крим

На рис. 6.23 зображена принципова технологічна схема ГеотЕС, що використовує газовані геотермальні води, побудована в с. Медведівка, АР Крим.

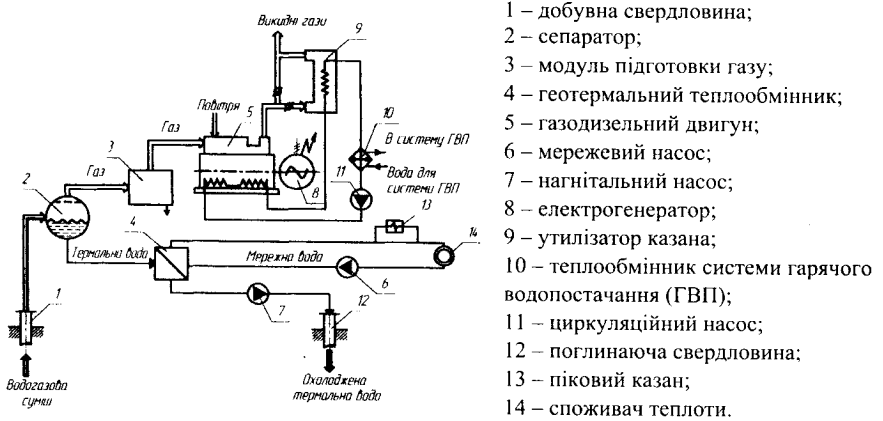


Рис. 6.23. Принципова схема геотермальної електростанції з с. Медведівка, АР Крим

Обладнання тепломеханічного блоку енергетичної установки розміщене у приміщенні існуючої котельні, розташованої на території дитячого саду. Електромеханічна частина енергетичної установки, що включає в себе сепаратор і газовий двигун з електрогенератором, встановлюється поза приміщенням у спеціальному укритті.

#### Технічні показники енергетичної установки

1. Витрати термальної води – 7,07 кг/с.
2. Витрати природного газу – 26 м<sup>3</sup>/год.
3. Теплотворна здатність газу – 8300 ккал/м<sup>3</sup> (34,7 МДж/м<sup>3</sup>).
4. Температура термальної води на вході в установку – 64°C.
5. Температура термальної води на виході з установки (приймаємо) – 40°C.
6. Потужність електроустановки, необхідного для забезпечення власних потреб енергетичної установки – 45 кВт.
7. Витрати газу, що споживається газовим двигуном для виробництва електроенергії – 19,2 м<sup>3</sup>/год.
8. Витрати газу, що використовується для підігріву мережевої води у газовому водонагрівачі – 6,8 м<sup>3</sup>/год.

9. Теплопродуктивність газового водонагрівача – 52 кВт.

10. Електрична потужність, що забезпечує навантаження зовнішніх споживачів – 15 кВт.

11. Теплопродуктивність установки за рахунок теплоти термальної води – 709 кВт.

12. Сумарна теплопродуктивність установки – 761 кВт.

13. Сумарне навантаження споживачів с. Медведівка, приєднаних до централізованої системи теплопостачання, складає близько 1 МВт, а теплопродуктивність енергетичної установки – 761 кВт. Внаслідок цього установка геотермального теплопостачання повинна працювати в базовому режимі, тобто протягом всього опалювального сезону на номінальній продуктивності. У такий спосіб число годин роботи установки приймаємо рівним тривалості опалювального періоду, що дорівнює 3700 год на рік.

14. Річний виробіток електроенергії – 222 МВт·год.

15. Річне виробництво теплоти – 2815,7 МВт·год.

#### **Компонування обладнання енергетичної установки:**

1. Тепло- і електромеханічне обладнання енергетичної установки розміщується в господарській зоні дитячого саду поблизу існуючої котельні.

2. В якості експлуатаційної свердловини використовується існуюча свердловина №39.

3. Подача термальної води і розчиненого в ній газу до установки проводиться по існуючому трубопроводу.

4. Електромеханічний блок енергетичної установки, що включає сепаратор, газопроводи і газовий двигун з електрогенератором, розміщується поза приміщенням поруч з існуючою котельнею.

5. Тепломеханічний блок енергетичної установки, що включає теплообмінники, насоси закачування охолодженого теплоносія, арматуру, а також засоби контролю і вимірів, розміщуються в окремому модулі. Розглядається також варіант розміщення тепломеханічного блоку в приміщенні існуючої котельні на місці демонтованого непрацюючого котла.

6. Переобладнаний для спалювання природного газу існуючий водогрійний котел використовується як водонагрівач.

7. Для подачі охолодженої термальної води до нагнітальної свердловини використовується існуючий підземний трубопровід.

8. Існуюча свердловина №40 використовується як нагнітальна.

9. Подача мережевої води здійснюється в трубопроводі діючої системи централізованого теплопостачання с. Медведівка.

10. Під'єднання електрообладнання, що забезпечує власні потреби енергетичної установки, проводиться із щита керування блоку. Надлишок виробленої електроенергії повинен надходити в діючі електричні мережі об'єктів комунально-побутового призначення с. Медведівка відповідно до технічних умов під'єднання зазначених об'єктів, що повинні бути розроблені та погоджені на стадії підготовки енергетичної установки до введення її в експлуатацію.

## Техніко-економічні показники енергетичної установки

### Капітальні витрати

До складу капітальних витрат, необхідних для спорудження енергетичної установки, входять наступні статті витрат:

1. Підготовчі роботи, тобто проектування, узгодження проекту і висновок договорів на постачання основного обладнання.
2. Виготовлення нестандартизованого обладнання (сепаратора, гідроциклону тощо).
3. Придбання обладнання, покупних комплектуючих виробів, матеріалів.
4. Транспортування обладнання до місця монтажу.
5. Проведення будівельно-монтажних робіт.
6. Пусконаладжувальні роботи, випробування комплексу обладнання енергетичної установки і введення її в експлуатацію.

Результати розрахунків розмірів перерахованих витрат наведені в таблиці 6.16. Розрахунки виконані відповідно до діючих у даний час цін на обладнання, нормативів і даних заводів-виробників.

Таблиця 6.16. Капітальні витрати для спорудження енергетичної установки в с. Медведівка

№ зп	Статті витрат	Значення величин розміщення тепломеханічних блоків, грн.
1	Витрати на стадії підготовки виробництва, у тому числі:	<b>25250</b>
1.1.	- проєкт реконструкції тепломеханічного блоку	10100
1.2.	- проєкт електромеханічного блоку (за даними Інституту газу НАНУ)	10100
1.3.	- проєкт підключення енергетичної установки до діючих мереж енергоносіїв та узгодження проєктної документації	5050
2.	Виготовлення нестандартизованого обладнання, у тому числі:	<b>11362,5</b>
2.1.	- сепаратор ( $V = 2 \text{ м}^3$ ; $P_p = 6 \text{ бар}$ ; $V_{тв} = 25 \text{ м}^3/\text{год}$ ; $V_r = 30 \text{ м}^3/\text{год}$ ) за даними ІГ НАНУ	2525
2.2.	- гідроциклон ( $V_{тв} = 25 \text{ м}^3/\text{год}$ )	757,5
2.3.	- трубопроводи внутрішньостанційної обв'язки	3030
2.4.	- металоконструкції (в т.ч. укриття електромеханічного блоку)	5050
3.	Обладнання, комплектуючі матеріали, у тому числі:	<b>64892,5</b>
3.1.	- газовий двигун з електрогенератором $N = 60 \text{ кВт}$	38380
3.2.	- арматура запірніа і регулююча (30-40 од., $\text{Ø}50 \dots 100$ )	15150
3.3.	- насоси нагнітальні, 2 шт. ( $Q = 25 \text{ м}^3/\text{год}$ ; $H = 150 \text{ м}$ ; $N = 20 \text{ кВт}$ )	10100
3.4.	- матеріали (ущільнювальні, теплоізоляційні, антикорозійні, сталь профільна)	1262,5
4.	Транспортування обладнання, матеріалів	<b>2525</b>
5.	Будівельно-монтажні роботи, у тому числі:	<b>200788</b>
5.1.	- монтаж електромеханічного блоку (за даними ІГ НАНУ)	<b>6060</b>
5.2.	- реконструкція і монтаж тепломеханічного блоку	<b>10403</b>
5.3.	- будівництво теплотраси ( $\text{Ø}159$ , $L = 1300 \text{ м}$ )	<b>184325</b>
6.	Проведення пусконаладжувальних робіт і випробувань експериментальної енергетичної установки	<b>12625</b>
7.	Інші витрати ( ~ 5% від витрат за п.п. 1...6)	<b>15907,5</b>
	<b>РАЗОМ</b>	<b>333350,5</b>



### Техніко-економічні показники експлуатації енергетичної установки

Вихідні дані:

1. Номінальна електрична потужність енергетичної установки  $N_e = 60$  кВт, встановлена потужність обладнання власних потреб  $N_{вп} = 20$  кВт.

2. Продуктивність тепломеханічного блоку енергетичної установки  $Q = 761$  кВт.

3. Коефіцієнт, що враховує енергетичні втрати при транспортуванні та розподілі енергоносіїв  $K_n = 0,1$ .

4. Число годин використання обладнання енергетичної установки в номінальному режимі  $\tau = 3700$  год протягом року.

5. Тарифи на енергоносії з урахуванням ПДВ:

- електроенергія  $T_e = 0,2$  грн./кВт-год;

- теплота  $T_t = 54,97$  грн./Гкал.

6. Ставка податку на прибуток  $H_{пр} = 30\%$ .

7. Питома витрата умовного палива на вироблення енергоносіїв:

- для електроенергії  $B_n = 0,35$  кг у.п./кВт-год;

- для теплоти  $B_n = 0,145$  кг у.п./кВт-год = 168,2 т у.п./Гкал.

Річні виробничі витрати на обслуговування енергетичної установки в с. Медведівка наведено в таблиці 6.17.

Таблиця 6.17. Річні виробничі витрати на обслуговування енергетичної установки в с. Медведівка

№ зп	Найменування статей	Розміри витрат, грн.
1	Заробітня плата обслуговуючого персоналу з нарахуваннями	16604,4
2	Амортизація	20472,2
3	Поточний ремонт	3070,4
4	Інші витрати	4014,75
	РАЗОМ,	44162,25
	у тому числі:	
	- на виробництво теплоти	40763,6
	- на вироблення електроенергії	3398,65

При прийнятих вихідних даних техніко-економічні показники експлуатації енергетичної установки наступні:

1. Річний виробіток електроенергії 222 МВт-год/рік
  2. Річне виробництво теплоти 2815,7 МВт-год/рік
  3. Електроенергія, відпущена споживачам 133,2 МВт-год/рік
  4. Теплота, відпущена споживачам 2534,1 МВт-год/рік
  5. Собівартість електроенергії, виробленої енергетичною установкою
- на клеммах генератора 15,3 грн./МВт-год або 0,0164 грн/кВт-год;
- те ж з урахуванням споживання

на власні потреби	21,7 грн./МВт-год або 0,0232 грн/кВт-год;
- те ж з урахуванням втрат при розподілі і транспортуванні	24,1 грн./МВт-год або 0,258 грн/кВт-год
6. Собівартість теплоти, - отриманої на станції	14,5 грн./МВт-год або 16,8 грн./Гкал
- відпущеної споживачеві	16,08 грн./МВт-год або 18,7 грн./Гкал
7. Капіталовкладення	339552 грн.;
8. Річні виробничі витрати:	
- віднесені до вироблення електроенергії	3634 грн./рік;
- віднесені до теплоти	43589 грн./рік;
9. Дохід від продажу енергоносіїв:	
- електроенергії	32697 грн./рік;
- теплоти	153862 грн./рік;
- всього	191959 грн./рік;
10. Оподатковуваний прибуток	139336 грн./рік;
11. Податки на прибуток	41801 грн./рік;
12. Чистий прибуток	97535 грн./рік;
13. Термін окупності	3,48 роки
14. Економія умовного палива	430,2 т у.п./рік.

Експериментальна геотермальна установка працювала з 2002 року. На теперішній час геотермальне теплопостачання селища не проводиться. Досвід роботи дозволив зробити наступні висновки:

1) Наявність сприятливих гідрогеологічних і геотермічних умов забезпечує можливість створення замкнутої циркуляційної системи за допомогою наявних свердловин №№ 39, 40 і технологічних трубопроводів. Така можливість підтверджена проведеними раніше випробуваннями.

2) Наявність у термальній воді розчиненого природного паливного газу дозволяє реалізувати комбіновану схему енергетичної установки, яка призначена для виробництва теплоти в тепломеханічному блоці і вироблення електроенергії в електромеханічному блоці енергоустановки.

3) Продуктивність установки по теплоті (761 кВт) покриває базове навантаження системи теплопостачання с. Медведівка. Потужність енергетичної установки (60 кВт) достатня для електропостачання групи зовнішніх споживачів, а також для забезпечення власних потреб циркуляційної системи. Така автономність, тобто незалежність роботи енергетичної установки від зовнішніх джерел електропостачання є істотною перевагою запропонованої схеми.

4) Енергетична установка характеризується досить високими техніко-економічними та експлуатаційними показниками:

- собівартість вироблених електроенергії і теплоти значно нижче тарифів на зазначені енергоносії;

- питомі капіталовкладення на одиницю потужності в реконструкцію установки невеликі і становлять для електромеханічного блоку 540 грн./кВт, для тепломеханічного блоку з урахуванням будівництва теплових мереж – 432 грн./кВт;

- за рахунок роботи енергетичної установки досягається економія органічного палива більше 400 т у.п. на рік;

- термін окупності капіталовкладень у реконструкцію геотермального модуля (без обліку витрат на будівництво теплових мереж) становить 2 роки, тобто 2 опалювальних сезони.

5) Реалізація реконструкції Медведівського геотермального теплового пункту за схемою комбінованої енергетичної установки дозволить вирішити актуальну та найважливішу задачу тепло- і електропостачання соціально-важливих об'єктів комунально-побутового і культурного призначення с. Медведівка, значна частина населення якого протягом тривалого часу належною мірою не забезпечується теплотою в опалювальний період.

Газовий сепаратор, встановлений на геотермальному тепловому пункті в с. Медведівка, показано на рис. 6.24.

Газопоршневий двигун з електрогенератором та газовий сепаратор, встановлений на геотермальному тепловому пункті в с. Медведівка, показано на рис. 6.25.

Мережевий та підживлюючий насоси, встановлені на геотермальному тепловому пункті в с. Медведівка, показано на рис. 6.26.

Пластинчастий теплообмінник, встановлений на геотермальному тепловому пункті в с. Медведівка, показано на рис. 6.27.

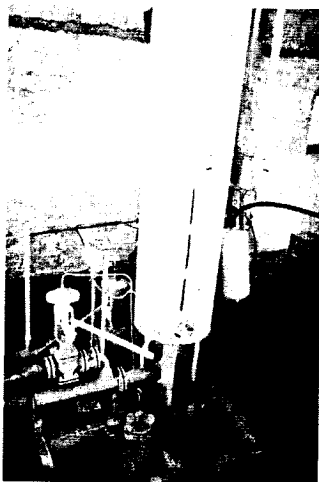


Рис. 6.24. Газовий сепаратор, встановлений на геотермальному тепловому пункті в с. Медведівка

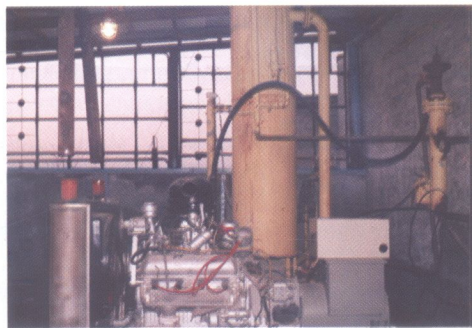


Рис. 6.25. Газопоршневий двигун з електрогенератором та газовий сепаратор, встановлений на геотермальному тепловому пункті в с. Медведівка

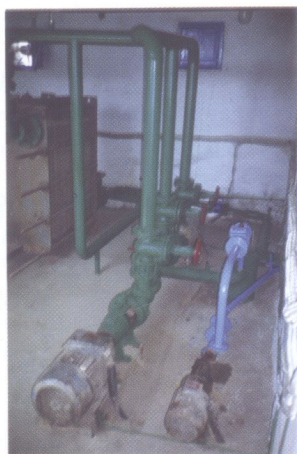


Рис. 6.26. Мережевий та підживлюючий насоси, встановлені на геотермальному тепловому пункті в с. Медведівка

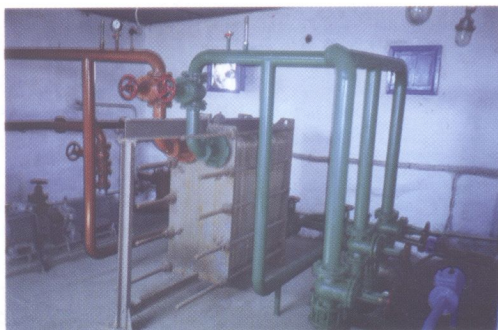


Рис. 6.27. Пластинчастий теплообмінник, встановлений на геотермальному тепловому пункті в с. Медведівка

## 6.5.2 Геотермальний тепловий пункт на базі Косинського родовища термальних вод Закарпатської області

Підземні мінеральні води, що виводяться із свердловини №16-Т Косинського родовища Закарпатської області, мають температуру на гирлі свердловини 50,0-55,0°C, загальну мінералізацію – 9,13-9,22 г/дм<sup>3</sup>, і це дає підстави класифікувати їх як води середньої мінералізації, термальні.

Вміст нормованих компонентів та сполук не перевищує гранично допустимих концентрацій для мінеральних лікувальних вод. Згідно з ГОСТ 42.10-02-96 підземні води, які виводяться свердловиною №16-Т Косинського родовища, належать до категорії лікувальних.

Свердловина № 16-Т має глибину 1190 м, дебіт 397 м<sup>3</sup>/добу при пониженні 15 м.

Зараз вода із свердловини №16-Т використовується для оздоровчолікувального басейну. Оздоровчий комплекс функціонує з 1 квітня по 1 листопада, тобто 6 весняно-літніх і один осінній місяців.

Температура термальної води свердловини №16-Т дозволяє використовувати її при застосуванні проміжного теплообмінника для системи гарячого водопостачання, а при використанні теплового насоса – і для опалення в осінньо-зимовий період.

В межах Косинського геотермального родовища на термальні води пробурено п'ять пошукових свердловин. Схема розміщення зазначених свердловин наведена на рис. 6.28.

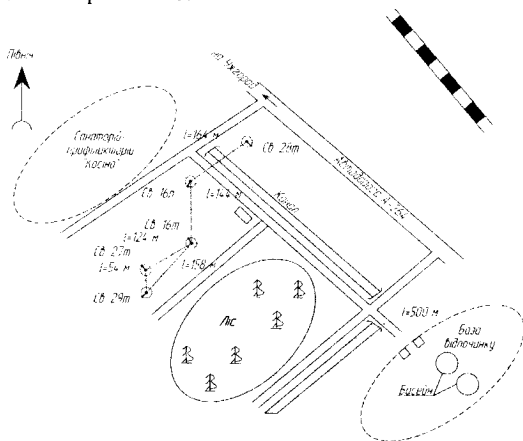


Рис. 6.28. Схема розміщення свердловин Косинського геотермального родовища

Геотермальна теплофікаційна установка потужністю до 250 кВт із примусовим видобуванням теплоносія на базі Косинського родовища гідротерм Закарпатської області збудована в 1998 році. Установка призначена для використання теплоти термальних вод для опалення та гарячого водопостачання

жилих, комунально-побутових і сільськогосподарських об'єктів санаторію "Косино" та відбору охолодженої термальної води для цілей бальнеології.

Ділянка, що відведена під прибудову установки до котельної, розташована на вільних землях території санаторію "Косино".

Санаторій "Косино" розташований поблизу північно-східного підніжжя г. Косини на абсолютній відмітці 110-115 м. З обласним та районним центром він з'єднаний шосейною дорогою та залізницею.

Для господарсько-питного водопостачання використовується одна свердловина, пробурена на водоносний горизонт відкладень онокської свити, крім того, є одна резервна свердловина.

**Технічні дані геотермальної теплофікаційної установки в санаторії "Косино":**

1. Теплопродуктивність установки 0,25 МВт.
2. Витрати термальної води та водозабірної свердловини 20-35 м<sup>3</sup>/год.
3. Температура термальної води на гирлі водозабірної свердловини 50-60°C.
4. Статичний рівень термальної води на гирлі водозабірної свердловини №16Т від поверхні 6,38 м.
5. Динамічний рівень термальної води на гирлі водозабірної свердловини 140 м.
6. Температура термальної води, що закачується в нагнітальну свердловину, не менше 40°C.
7. Гідродинамічний тиск термальної води, що закачується в нагнітальну свердловину №16П, не більше 1,0 МПа.
8. Водневий показник термальної води рН – від 7 до 8,5.
9. Витрати мережевої води 20-35 м<sup>3</sup>/л.
10. Температура мережевої води на виході з блоку теплообмінників, не менше 45°C.
11. Статичний тиск мережевої води в мережах, не більше 0,4 МПа.
12. Потужність електрообладнання, не більше 30 кВт.

**Склад геотермальної теплофікаційної установки в санаторії "Косино"**

До складу установки входять: блок очистки, блок контролю параметрів теплоносія, теплообмінник пластинчатий РО.3-20-2к, блок циркуляційний гарячого водопостачання, бак акумуляторний гарячого водопостачання, ділянка вимірювальна, шафа керування, запірно-регулююча арматура, контрольно-вимірювальні прилади та з'єднувальні трубопроводи.

Вентиляція передбачена приточно-витяжна.

Витрати термальної води при аварійному зливі (утворення протікання, розривання труб, заміна арматури) з обладнання і труб циркуляційної мережі поверхневого комплексу становить не більше 5 м<sup>3</sup> протягом 30 хвилин в дренажний канал.

Закачування термальної води у водоносний пласт здійснюється відповідно до вимог якості термальної води в геотермальних циркуляційних системах.

Викиди забруднюючих речовин в атмосферу відсутні.

Відведення термальної води з трубопроводів передбачене самопливне до дренажного каналу, в нижніх точках, у місцях приєднання трас до трубопроводів обв'язки оголовка свердловини.

Обладнання гирла свердловин обмежується сітчастою огорожею та металевою знімною кришкою.

Теплотраса геотермального теплоносія виготовлена з поліпропіленової труби, з попередньою теплоізоляцією пінополіуретаном, що значно зменшує температурні втрати при транспортуванні. Теплотраса відпрацьованого теплоносія виготовлена також з поліпропіленової труби, але без теплоізоляції.

Гідроциклон термальної води, встановлений на геотермальній теплофікаційній установці на базі Косинського родовища гідротерм, показано на рис. 6.29.

Геотермальний теплообмінник та насосне обладнання, встановлені на геотермальній теплофікаційній установці на базі Косинського родовища гідротерм, показані на рис. 6.30, використання термальної води для цілей бальнеології – на рис. 6.31.



Рис. 6.29. Гідроциклон термальної води, встановлений на геотермальній теплофікаційній установці на базі Косинського родовища гідротерм



Рис. 6.30. Геотермальний теплообмінник та насосне обладнання, встановлені на геотермальній теплофікаційній установці на базі Косинського родовища гідротерм



Рис. 6.31. Використання термальної води для бальнеології на базі санаторію "Косино"

### 6.5.3 Перспективи освоєння геотермальної енергії в Україні

Залучення до паливно-енергетичного комплексу України розвіданих родовищ геотермальних вод і, в першу чергу, існуючих на цих родовищах свердловин, дозволить створити геотермальні теплогенеруючі установки сумарною тепловою потужністю 200 МВт (з них 140 МВт на основі існуючих свердловин). Паралельно необхідно почати геологорозвідувальні роботи для введення в розробку нових нерозвіданих геотермальних родовищ, а також роботи зі створення геотермальних енергогенеруючих установок на вироблених нафтогазових родовищах. Використання геотермальної енергії та побічних продуктів проводиться для видобутку електроенергії, тепло- і холодопостачання промислових, житлових і сільськогосподарських об'єктів, вилучення хімічних речовин і сполук та в бальнеології.

Перспективним напрямом енергозберігаючої технологічної політики України, що дозволить забезпечити значну економію традиційного палива, є використання геотермальної енергії для опалення, водопостачання і кондиціонування повітря в житлових та громадських будинках і спорудах у містах і сільській місцевості, а також технологічне використання глибинного тепла Землі в різних галузях промисловості та сільського господарства.

Перспективні напрями використання геотермальної енергії в Україні наведені в таблиці 6.18.

Таблиця 6.18. Перспективні напрями використання геотермальної енергії в Україні

№ з/п	Напрямок використання	%
1.	Опалення комунальних приміщень	37
2.	Гаряче водопостачання та опалення комунальних приміщень з використанням теплових pomp	16
3.	Технології агропромислового комплексу (включаючи тепличні господарства, технології сушіння агропродукції та аквакультури)	28
4.	Бальнеологія та термальні басейни загального призначення	10
5.	Промислове використання	9
	<b>ВСЬОГО</b>	<b>100</b>



Практичне освоєння геотермальних ресурсів та ресурсів газоміщуючих геотермальних вод потужностей базується на наступній технічній концепції:

- для розвитку геотермальної енергетики не потрібно створювати нову галузь енергетичного машинобудування (як це було з атомною енергетикою). Устаткування для геотермальних установок і систем теплопостачання можуть виготовити існуючі заводи і, в першу чергу, підприємства, що підлягають конверсії;

- для розвідки і освоєння геотермальних родовищ слід частково переорієнтувати існуючі геологорозвідувальні та нафтовидобувні організації (завантаження яких постійно знижується через виснаження запасів нафти і газу), що не вимагає створення нової матеріально-виробничої бази;

- системи розробки всіх типів геотермальних родовищ базуються на технології геотермальних циркуляційних систем, яка забезпечує інтенсивне видобування теплоти надр при постійному поповненні запасів природного теплоносія, а також виключає шкідливий вплив високомінералізованих вод на земельні угіддя і водний басейн;

- усі типи геотермальних установок будуть виготовлені в пакетно-модульному виконанні, повністю заводського виробництва і комплектації;

- створений на сьогодні типо-розмірний ряд геотермальних установок забезпечить їх масове впровадження і одержання оптимальної для кожного конкретного споживача потужності;

- при розробці основного і допоміжного устаткування планується досягнути кращих світових показників за питомими витратами конструкційних і будівельних матеріалів; все устаткування вже зараз перевірене на надійність при роботі на високомінералізованій термальній воді;

- за рахунок повної автоматизації технологічних процесів, високої надійності устаткування і централізованого обслуговування буде забезпечено скорочення обслуговуючого персоналу, а в багатьох випадках – безлюдна експлуатація геотермальних енергоустановок.

Видобування геотермальної енергії здійснюється через свердловини, пробурені в зону знаходження геотермальної води або пари. Найбільш поширеним на теперішній час є фонтанне видобування термальної води і пари із зворотним закачуванням у підземний пласт.

Енергетичне використання геотермальних ресурсів залежить від температури геотермальних теплоносіїв. Більшість геотермальних електростанцій використовують фонтанні поклади води з температурою 140-300°C, які знаходяться на глибинах від 500 до 1000 м.

Геотермальних родовищ такого типу в Україні не виявлено. Найбільшу температуру зафіксовано на геотермальних родовищах Криму (Тарханкутська площа) і Закарпатті (Залужська площа), де на глибинах 4000-5000 м вона становить 200-230°C. За економічними показниками ГеоТЕС із використанням теплоти цих родовищ поступається традиційним електростанціям. Виробництво електроенергії можливо при більш низьких температурах геотермального теплоносія (100-140°C) з використанням двоконтурних (бінарних) схем.

В якості робочого тіла використовують легкокиплячі сполуки (бутан, фенол, пентан та інші).

Освоєння технічно-досяжного потенціалу геотермальних ресурсів України пропонується із залученням до паливно-енергетичного комплексу України розвіданих родовищ геотермальних вод, і в першу чергу, існуючих на цих родовищах свердловин, а також проведенням роботи зі створення геотермальних енергогенеруючих установок на виведенні із експлуатації родовищ нафти і газу.

Виробництво електроенергії передбачається на геотермальних родовищах із наявності газомістких вод та на обводнених газових родовищах.

Кількість геотермальних установок для теплопостачання визначається з урахуванням особливостей геотермальних ресурсів, а саме практичною недоцільністю транспортування теплоти на великі відстані.

У таблиці 6.19 наведені прогнозні базові показники використання геотермальної енергії в Україні до 2030 року, викладені окремо для електроенергетики і виробництва теплової енергії [8].

Таблиця 6.19. Прогнозні базові показники використання геотермальної енергії в Україні до 2030 року

№ з/п	Прогнозні показники розвитку геотермальної енергетики	Одиниці виміру	Рівень розвитку геотермальної енергетики по роках				Всього
			2015	2020	2025	2030	
<b>Геотермальна енергетика з урахуванням супутнього газу</b>							
<b>1.</b>	<b>Енергетичні показники</b>						
1.1	Встановлена потужність	МВт	100	660	2050	5100	
1.2	Річне виробництво електроенергії	млн кВт·год/рік	840	12360	43145	113412	169757
1.3	Річна економія умовного палива	млн т у.п./рік	0,34	4,45	15,55	40,83	61,1
1.4	Обсяги заміщення природного газу	млн м <sup>3</sup>	0,3	3,9	13,5	35,5	53,1
<b>2.</b>	<b>Економічні показники</b>						
2.1	Питомі капіталовкладення	тис. грн./кВт	17,2	18,2	19,3	20,5	75,2
2.2	Обсяги фінансування	млн грн.	1720	10192	26827	62525	101264
<b>3.</b>	<b>Екологічні показники</b>						
3.1	Обсяги зменшення викидів діоксиду вуглецю	тис. т	0,5	8	28	73,5	110,0
<b>Геотермальна енергетика теплова</b>							
<b>1.</b>	<b>Енергетичні показники</b>						
1.1	Встановлена потужність	МВт	100	300	900	2000	
1.2	Річне виробництво електроенергії	млн кВт·год/рік	843	4282	12383	30359	47867
1.3	Річна економія умовного палива	млн т у.п./рік	0,11	0,53	1,52	3,75	5,9
1.4	Обсяги заміщення природного газу	млн м <sup>3</sup>	0,09	0,5	1,4	3,2	5,1
<b>2.</b>	<b>Економічні показники</b>						
2.1	Питомі капіталовкладення	тис. грн./кВт	7,2	7,6	8,1	8,6	31,5
2.2	Обсяги фінансування	млн грн.	720	1520	4860	9460	16560
<b>3.</b>	<b>Екологічні показники</b>						
3.1	Обсяги зменшення викидів діоксиду вуглецю	тис. т	0,18	1	2,7	6,7	10,6

Головною проблемою є необхідність обмеження по відстані розташування споживачів. Для ефективної експлуатації геотермальних установок відстань повинна не перевищувати 5-10 км.

З урахуванням цих показників були визначені кількісні показники потужностей. Крім того було враховано, що одна свердловина може забезпечити 2-5 МВт теплової енергії. Кількість свердловин було визначено за фактичними даними наявності пробурених свердловин.

Електрична потужність геотермальної електростанції з використанням супутнього газу визначалась із наявності фактичних даних по газонасиченості термальних вод, яка може складати на території України від 2-10 м<sup>3</sup> газу на 1 м<sup>3</sup> води.

Передбачається, що для виробітку електроенергії будуть застосовані газотурбінні електростанції НВО "Заря" (м. Миколаїв) та інших вітчизняних виробників газотурбінних та газопоршневих електростанцій.

Капіталовкладення при виробництві електроенергії при розробці геотермальних родовищ складається з вартості газотурбінної або газопоршневої електростанції, вартості системи підготовки газу, теплообмінного обладнання, а також вартості ремонту пробурених свердловин, або буріння нових свердловин.

Вартість газотурбінної електростанції виробництва НВП "Заря" (м. Миколаїв) становить в середньому 4,0 тис. грн./кВт, вартість іншого вищенаведеного обладнання близько 2,0 тис. грн./кВт, вартість ремонту або буріння свердловин неможливо визначити, тому що це залежить від конкретних геологічних умов. Прийнято на основі аналізу досвіду ремонту свердловин на теперішній час 11,2 тис. грн./кВт. На період з 2020 по 2030 прийнято зростання на 6% за п'ятирічку.

Капіталовкладення при виробництві теплоти складаються з витрат на наземний комплекс (сепаратор, теплообмінники, нагнітальний і мережевий насоси), визначені на основі досвіду роботи геотермальних систем опалення в АР Крим і становлять 1,1 тис. грн./кВт, та витрат на буріння або ремонт свердловин і складає 6,1 тис. грн./кВт станом на 2011-2015 рр. На період з 2016 по 2030 р. прийнято зростання на 6% за п'ятирічку.

Питомі капіталовкладення зростають з 17,2 тис. грн./кВт в 2015 р. до 20,5 тис. грн./кВт в 2030 р. через збільшення вартості обладнання і введення в експлуатацію нових свердловин [8].

Таким чином, розвиток геотермальної енергетики має для України важливе значення в першу чергу завдяки наявності значних ресурсів геотермальної енергії. Виходячи з особливостей застосування ГеоТЕС, подальша стратегія розвитку геотермальної енергетики України полягає в наступному:

- ◆ першочерговий розвиток найбільш підготовлених до практичної реалізації технологій геотермального теплопостачання населених пунктів та сільськогосподарських об'єктів;

- ◆ часткове переорієнтування науково-технічної бази існуючих геологорозвідувальних та нафтодобувних організацій, завантаження яких знижено внаслідок виснаження в Україні запасів нафти та газу;

◆ промисловий розвиток геотермальної електроенергетики та підземного акумулювання проводити після створення та апробації демонстраційних установок та з урахуванням особливостей родовищ і обладнання;

◆ розвиток мережі невеликих ГеоТЕС з одиничною потужністю 0,05-5 МВт;

◆ створення достатньо великих ГеоТЕС на базі високотемпературних геотермальних родовищ з температурою більше 150°C і одиничною потужністю блоків 10-50 МВт;

◆ створення комбінованих електростанцій із використанням як теплоти геотермальних вод, так і теплоти, що отримується в результаті спалювання органічних видів палива (нафти, газу, вугілля);

◆ створення комбінованих енерготехнологічних вузлів для отримання електроенергії, теплоти та цінних компонентів, що містяться в геотермальних теплоносіях.

З точки зору екології негативний вплив на оточуюче середовище при експлуатації геотермальних родовищ значно менший, ніж при застосуванні традиційних енергосистем. Геотермальні електростанції викидають дуже мало сірки, викиди азоту зовсім відсутні. Викидів CO<sub>2</sub> на сучасних геотермальних станціях мінімальна кількість або вони взагалі відсутні. Типові геотермальні станції викидають близько 0,45 кг CO<sub>2</sub> на 1 МВт·год, тоді як відповідно на електростанціях на природному газі викиди CO<sub>2</sub> становлять 464 кг, на електростанціях на нафті – 720 кг, на вугільних ТЕС – 819 кг. Технологія безпечного використання геотермальних вод високорозвинена і надійно перевірена. Стічну воду від електростанцій повертають у резервуар, що дозволяє підтримувати у ньому тиск, під дією якого гаряча вода подається із виробленої робочої свердловини. Від підземних вод технологічна геотермальна вода ізольована трубопроводом, вмонтованим у свердловину [52].

Розроблені на даний час новітні технології дозволяють звести до мінімуму негативний вплив, що виникає при експлуатації геотермальних джерел енергії. Видобування геотермальної енергії шляхом створення геотермальних циркуляційних систем передбачає замкнений цикл геотермального теплоносія і виробництво тепла без процесу спалювання, тому геотермальні джерела енергії практично не впливають на оточуюче природне середовище.

## *Контрольні запитання*

1. Опишіть основні етапи розвитку геотермальної енергетики.
2. Наведіть класифікацію геотермальних ресурсів.
3. Наведіть основні характеристики та питомі енергетичні показники геотермальної енергії.
4. Як виконується оцінка технічно-досяжних геотермальних ресурсів?
5. Наведіть співвідношення, яким пов'язана продуктивність свердловин по теплу з її продуктивністю по воді.
6. Визначте середньомісячний та середньорічний тепловий енергетичний потенціал та можливі обсяги заощадження органічного палива геотермального джерела енергії, з якого видобувається 500 м<sup>3</sup>/добу термальної води з температурою 70°C (кінцева температура становить 25°C).
7. Якою є ресурсна база геотермальної енергетики України? Назвіть найбільш перспективні райони та їх енергетичний потенціал.
8. Наведіть головні напрями теплоенергетичного використання геотермальних ресурсів у залежності від їх температурного рівня.
9. Надайте основні схеми отримання електроенергії на геотермальних електростанціях та особливості застосування ГеоТЕС.
10. Опишіть особливості фонтанної та насосної геотермальних систем.
11. На які основні групи поділяються установки для виробництва електроенергії в геотермальних перетворювачах?
12. Надайте принципову схему роботи ГеоТЕС за прямим пароводяним циклом.
13. Надайте принципову схему геотермального опалення і гарячого водопостачання із доставкою теплоносія за рахунок природного напору.
14. Надайте принципову схему відкритої однотрубною геотермальною системою гарячого водопостачання.
15. Надайте принципову схему закритої однотрубною геотермальною системою гарячого водопостачання.
16. Наведіть приклади використання геотермальної енергії в Україні.
17. Якими є перспективи розвитку геотермальної енергетики України?

## РОЗДІЛ 7 ЕНЕРГЕТИКА ДОВКІЛЛЯ

До природних джерел теплоти довкілля належать атмосферне повітря, води річок, морів, верхнього шару ґрунту та ґрунтові води, до вторинних джерел теплоти довкілля відносяться поверхневі стічні води.

Біля поверхні Землі температура ґрунту та гірських порід визначається балансом теплової енергії, що надходить від Сонця, та тепловим випромінюванням земної поверхні. Роль термостабілізатора відіграє атмосфера Землі. Глибина проникнення добових коливань температури ґрунту становить від 35 до 100 см залежно від його властивостей та географічних умов. У середніх широтах глибина проникнення річних коливань температури складає 8-24 м. Вікові зміни температури поширюються до глибин більше 50 м і можуть зберігатися тисячі років. Теплова енергія, що надійшла від Сонця, акумулюється в шарі ґрунту та гірських порід на глибинах до нейтрального шару. Шар ґрунту між глибиною промерзання та нейтральним шаром може розглядатися як природний сезонний акумулятор теплової енергії, причому енергія, відведена у зимовий період, буде відновлюватися в теплий період року. Це стосується і ґрунтових вод, що насичують шар ґрунту та осадових порід [6].

### 7.1 Напрями та стан використання енергії довкілля

Енергія сонячного випромінювання, тепло надр Землі та енергія спожитих паливно-енергетичних ресурсів після виконання корисної роботи розсіюється у навколишньому природному середовищі у вигляді низькопотенціальної теплоти. Температурний рівень цієї теплоти не перевищує 20-30°C, що робить неможливим її пряме повторне використання для задоволення існуючих потреб. Підвищення температурного рівня низькопотенціальної теплоти може здійснюватися за допомогою теплових насосів (ТН) за рахунок використання механічної (електричної) енергії, при цьому на 1 кВт·год затраченої електроенергії може вироблятися у 3,5-4,5 рази більше теплоти з параметрами, достатніми для теплопостачання.

Джерелами низькопотенціальної теплоти, що забезпечують енергетично ефективну та економічно доцільну роботу теплонасосних установок, можуть бути [17]:

- ґрунтова вода, яка зберігає протягом року постійну температуру на рівні плюс 8-12°C;
- підземний ґрунт на глибині від 2 до 50 м при температурі плюс 10-14°C;
- морська вода з мінімальною температурою в зимовий період плюс 5-8°C;
- технічна вода систем охолодження ТЕС, АЕС, промислових та інших енергоустановок;
- стічні води очисних споруд населених пунктів та ін.;
- атмосферне повітря.

Теплова енергія ґрунту і ґрунтових вод може використовуватися для обігріву та вентиляції приміщень. Відбір теплової енергії від ґрунту можна здійснювати за допомогою ґрунтових теплообмінників різних типів.

Температура теплоносія в ґрунтовому теплообміннику становить від мінус 5-7 до плюс 10-12°C. За допомогою теплових насосів ця енергія може використовуватися для виробництва теплоносія з температурою до 40-70°C. Довід провідних країн свідчить, що енергію ґрунту найчастіше використовують у теплонасосних установках потужністю до 70-100 кВт, які обслуговують окремі невеликі будівлі, головним чином садибні житлові будинки. В умовах України це можуть бути індивідуальні садибні будинки міст і сіл [6, 8].

Застосування теплових насосів є найбільш перспективним у комбінованих схемах спільно з іншими технологіями використання відновлюваних джерел енергії (сонячні, вітрові, біоенергетичні) та в локальних системах. Так, ґрунтові теплові насоси тепловою потужністю до 16 кВт (ККД до 6%) застосовуються для опалювання будівель і кондиціонування.

Технічні можливості використання теплових насосів існували з 20-х–30-х років ХХ століття, проте умови економічно-доцільного їх використання склалися тільки в 70-і роки минулого століття. Масове виробництво та використання теплових насосів здійснюється у США, Японії, Німеччині, Франції, Швеції, Данії, Австрії, Румунії, Канаді та інших країнах. Теплові насоси широко використовуються у житлово-комунальному господарстві та промисловості. Найбільш вражаючі масштаби застосування теплових насосів у Швеції, де ще в 1992 році діяло 240 тис. теплонасосних установок загальною потужністю 2920 МВт, які покривали 20% потреби в тепловій енергії, забезпечуючи зменшення споживання нафтопродуктів у системах теплопостачання на 1,2 млн тонн щорічно.

У багатьох розвинених країнах використання теплових насосів є одним із ефективних напрямів політики енергозбереження. Значне поширення мають теплові насоси у локальних системах опалення США (600 тис.), Канади (136 тис.), Швеції (200 тис.), Німеччини (40 тис.), Японії та інших країн, їх потужність для комунального і виробничого теплопостачання і надалі буде швидко зростати [17].

Теплонасосна система теплохолодопостачання, що працює з використанням низькопотенціальних ресурсів теплоти доквілля, є однією з найбільш енергетично ефективних технологій теплопостачання. Переваги теплонасосних установок порівняно з традиційними системами пов'язані не тільки зі значними скороченнями витрат первинних енергоносіїв та екологічною чистотою, але й з можливістю підвищення ступеня автономності систем життєзабезпечення будівель. Теплонасосні системи встановлюються в громадських будівлях, приватних будинках і на промислових об'єктах. Застосування теплових насосів для опалення показало, що навіть газові котельні не в змозі економічно конкурувати з тепловими насосами, які, до того ж, вигідніші з погляду екології. В результаті теплонасосні установки стали стрімко витісняти інші способи теплопостачання.

Виробництво теплових насосів у кожній країні орієнтоване в першу чергу на задоволення потреб свого внутрішнього ринку. У США, Японії та деяких інших країнах найбільш поширені повітряно-повітряні реверсивні теплові насосні установки, призначені для опалення і літнього кондиціонування

повітря, тоді як у Європі переважають водо-водяні і водо-повітряні. У Швеції та інших скандинавських країнах наявність дешевої електроенергії і широке використання систем централізованого тепlopостачання привели до розвитку крупних теплонасосних установок. У Нідерландах, Данії та інших країнах цього регіону найдоступнішим видом палива є газ, і тому швидко розвиваються теплові насоси з приводом від газового двигуна і абсорбційні [8].

У США 37% потреб у теплі забезпечується тепловими насосами. Щорічне виробництво геотермальних теплових насосів складає близько 1 млн. При будівництві нових громадських будівель використовуються виключно геотермальні теплові насоси. Ця норма була закріплена Федеральним законодавством США. В даний час експлуатуються мільйони теплонасосних установок, з них більше половини – в житлово-комунальному секторі. Понад усе поширені реверсивні повітряно-повітряні теплонасосні установки з електроприводом для цілорічного кондиціонування повітря в приміщеннях. Випускають теплові установки більше 50 фірм, 30% новобудівель типу котеджів оснащуються теплонасосними установками [8].

Швидкими темпами розвиваються системи тепlopостачання житлових і громадських будівель із джерелом низькопотенційної та високопотенційної теплоти (ДНТ, ДВТ) типу ґрунт-вода. Розроблені високоефективні технології і технічні засоби відбору теплоти ґрунту. Діє ефективна система штрафів (за викид CO<sub>2</sub> при спалюванні палива) і заохочень за використання ДНТ для тепlopостачання.

У Швеції з початку 80-х років розвиток теплонасосних установок відбувається дуже інтенсивно. У цій країні характерне використання крупних установок тепловою потужністю більше 30 МВт. Джерелом низькопотенційної теплоти є в основному очищені стічні води, морська вода і скидна вода промислових підприємств. Серед цих теплонасосних установок найбільші розташовані в містах Мальме (40 МВт), Упсала (39 МВт) і Еребру (42 МВт). У Швеції 70% потреб у теплі забезпечується тепловими насосами. У Стокгольмі 30% всього опалення міста забезпечується геотермальними тепловими насосами загальною потужністю 320 МВт за рахунок використання в якості ДНТ води Балтійського моря. Ця установка, що розташована на баржах біля берега, охолоджує взимку морську воду від 4 до 2°C. Собівартість теплоти від цієї установки на 20% нижча за собівартість теплоти від котельних [8].

У Німеччині в експлуатації знаходяться сотні тисяч теплонасосних установок, які використовуються у водяних, а також у повітряних системах опалення і кондиціонування. Переважають теплові насоси з електроприводом. Крім того, застосовують сотні теплонасосних установок великої потужності з приводом від дизельних і газових двигунів. Джерелами теплоти служить повітря (зовнішнє і витяжне), ґрунт, вода та ін. Великі теплові насосні установки працюють, як правило, в системах централізованого тепlopостачання. Побудовано декілька десятків абсорбційних теплових насосів тепловою потужністю до 4 МВт. У даний час в Німеччині виділяється найкрупніша серед розвинених країн державна дотація з бюджету: за 1 кВт теплової потужності введеного в експлуатацію теплового насоса виплачується



400 марок. І це при тому, що за виробництвом економічних індивідуальних котлів на рідкому і газоподібному паливі для централізованого та індивідуального теплопостачання Німеччина займає одне з перших місць у світі. На сьогодні в Німеччині щорічно встановлюють 10 000 теплових насосів.

У Швейцарії перші теплонасосні установки були побудовані ще в 30-х роках. Зараз в експлуатації знаходяться десятки тисяч теплонасосних установок в основному невеликої теплової потужності. Побудовані великі установки для роботи в системах централізованого теплопостачання. Найбільшою з них є установка в місті Лозанні тепловою потужністю 7,0 МВт з електроприводом. Швейцарською національною програмою енергозбереження передбачається за три найближчі роки втричі збільшити виробництво теплоти тепловими насосами. Для реалізації цієї програми виділяються значні дотації.

У Японії щорічно виробляється близько 3 млн теплових насосів різної потужності. У Росії 0,1% потреб у теплі забезпечується тепловими насосами.

Загальний об'єм продажу ТН, що випускаються у світі, складає 125 млрд доларів США, що перевищує світовий об'єм продажів озброєння в 3 рази.

Структура діючого парку теплових насосів за тепловими потужностями в різних країнах дуже розрізняється. Якщо для Японії середня потужність теплового насоса не перевищує 10 кВт, то в Швеції вона наближається до 100 кВт [8].

Теплова потужність світового парку теплових насосів за мінімальною оцінкою складає 250 тис. МВт, річне виробництво теплоти – 1 млрд Гкал, що відповідає заміненню органічного палива в об'ємі до 80 млн тонн умовного палива. Світовий досвід показує, що енергетичні та екологічні проблеми приводять до необхідності широкого застосування теплових насосів.

За прогнозами Світового Енергетичного Комітету до 2020 року частка геотермальних теплових насосів у теплопостачанні (комунальному і виробничому) в розвинених країнах складе 75% [8]. Цей прогноз успішно підтверджується. В даний час у світі працює близько 20 млн теплових pomp різної потужності – від декількох кіловат до сотень мегават.

Використання тепла верхніх шарів землі із застосуванням геотермальних технологій і теплових насосних установок для підвищення температурного потенціалу геотермального теплоносія дозволяє забезпечити теплом окремі будівлі і значно розширити економію палива за рахунок геотермальних джерел. Застосування теплових насосів дозволяє використовувати в якості теплоджерела верхні шари землі, а також поверхневі, ґрунтові та підземні води.

Досвід експлуатації мільйонів теплонасосних установок у різних країнах світу підтверджує, що на сьогоднішній день вони є альтернативою енерговитратним теплогенераторам, що традиційно використовуються у децентралізованих системах тепло- і холодопостачання житлово-комунального сектора. За допомогою теплових насосів можна використовувати енергію навколишнього простору, що існує повсюди, перш за все в цілях опалювання приміщень. Проте ефективне використання теплових насосів передбачає облік доцільних умов експлуатації, пов'язаних з температурним полем джерел енергії.

## 7.2 Енергетичні ресурси доквілля України

Енергетичні ресурси доквілля України включають у себе використання теплової енергії повітря, ґрунту та ґрунтових вод, а також низькопотенціальної теплової енергії стічних вод.

При визначенні кількісних показників споживання низькотемпературних теплових ресурсів у геокліматичних умовах різних регіонів України необхідно враховувати, що інтенсивна експлуатація може привести до зниження температури ґрунтового масиву та їх швидкого виснаження. Необхідно підтримувати такий рівень використання енергії доквілля, який дозволив би експлуатувати джерело енергетичних ресурсів без шкоди для навколишнього середовища. Для кожного регіону України існує певна максимальна інтенсивність видобування геотермальної енергії, яку можна підтримувати тривалий час.

Для розрахунку теоретично-можливих ресурсів низькопотенціальної 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. Можливість заморожування ґрунту та ґрунтових вод не враховується.

У поселеннях для влаштування ґрунтових теплообмінників можуть використовуватися земельні ділянки, не зайняті дорогами та забудовою. Теоретичні ресурси теплової енергії ґрунту та ґрунтових вод розраховані виходячи з того, що на садибі площею 0,04-0,06 га розташований будинок площею забудови 50-120 м<sup>2</sup> та допоміжні будівлі площею 75% від розміру житлового будинку. В Україні експлуатується 9,3 млн садибних будинків із загальною площею 515,8 млн м<sup>2</sup>. Для їх тепlopостачання можна було б влаштувати ґрунтові теплообмінники з теоретичним запасом теплової енергії біля 64,5 тис. т у.п. на рік. Це і є теоретично-можливі ресурси теплової енергії ґрунту та ґрунтових вод, що значно перевищують потреби енергії для опалення садибних житлових будинків [6].

Глибина занурення систем видобування теплових ресурсів верхніх шарів ґрунту, тобто ґрунтових теплообмінників чи свердловин, як правило, повинна бути нижча рівня кореневої системи рослин.

Теплофізичні властивості ґрунтів приймаються для окремих областей, виходячи з переважаючого типу ґрунтів та підстилаючих порід з урахуванням можливого зволоження в геологічних та кліматичних умовах відповідних областей.

Загальний річний технічно-досяжний енергетичний потенціал енергії доквілля в Україні є еквівалентним 18 млн т у.п., а його використання дозволяє заощадити біля 15,6 млрд м<sup>3</sup> природного газу. Енергетичний потенціал верхнього шару ґрунту, розрахований з урахуванням глибини свердловин 100 м, щільності

будівництва, щільності населеного пункту і теплофізичних властивостей підземних шарів землі, наведений у таблиці 7.1 та на рис. 7.1 [7, 8].

Таблиця 7.1. Енергетичний потенціал верхнього шару ґрунту в Україні

Область		Технічно- досяжний, тис. т у.п./рік	Економічно- доцільний, тис. т у.п./рік
1.	АР Крим	530,00	60,00
2.	Вінницька	120,00	10,00
3.	Волинська	170,00	20,00
4.	Дніпропетровська	1050,00	120,00
5.	Донецька	1320,00	150,00
6.	Житомирська	170,00	20,00
7.	Закарпатська	80,00	10,00
8.	Запорізька	540,00	60,00
9.	Івано-Франківська	170,00	20,00
10.	Київська	1000,00	130,00
11.	Кіровоградська	270,00	30,00
12.	Луганська	660,00	70,00
13.	Львівська	270,00	30,00
14.	Миколаївська	170,00	20,00
15.	Одеська	330,00	40,00
16.	Полтавська	330,00	40,00
17.	Рівненська	90,00	10,00
18.	Сумська	20,00	10,00
19.	Тернопільська	90,00	10,00
20.	Харківська	720,00	80,00
21.	Херсонська	140,00	20,00
22.	Хмельницька	170,00	20,00
23.	Черкаська	240,00	30,00
24.	Чернівецька	170,00	20,00
25.	Чернігівська	170,00	20,00
<b>Всього</b>		<b>8990,00</b>	<b>1040,00</b>



Рис. 7.1. Енергетичний потенціал верхнього шару ґрунту в Україні

Енергетичний потенціал повітря, розрахований із врахуванням площі відповідного міста, теплофізичних властивостей повітря, перепаду температур та середньої швидкості повітря для певної місцевості, наведений у таблиці 7.2 та на рис. 7.2 [7, 8].

Таблиця 7.2. Енергетичний потенціал повітря в Україні

Область		Технічно-досяжний, тис. т у.п./рік	Економічно- доцільний, тис. т у.п./рік
1.	АР Крим	400,00	200,00
2.	Вінницька	100,00	50,00
3.	Волинська	120,00	60,00
4.	Дніпропетровська	1200,00	400,00
5.	Донецька	1470,00	490,00
6.	Житомирська	120,00	60,00
7.	Закарпатська	80,00	40,00
8.	Запорізька	500,00	200,00
9.	Івано-Франківська	120,00	60,00
10.	Київська	1230,00	410,00
11.	Кіровоградська	200,00	100,00
12.	Луганська	580,00	230,00
13.	Львівська	250,00	100,00
14.	Миколаївська	180,00	70,00
15.	Одеська	330,00	130,00
16.	Полтавська	300,00	120,00
17.	Рівненська	80,00	40,00
18.	Сумська	180,00	90,00
19.	Тернопільська	60,00	30,00
20.	Харківська	810,00	270,00
21.	Херсонська	100,00	50,00
22.	Хмельницька	120,00	60,00
23.	Черкаська	160,00	80,00
24.	Чернівецька	160,00	80,00
25.	Чернігівська	160,00	80,00
<b>Всього</b>		<b>9010,00</b>	<b>3480,00</b>

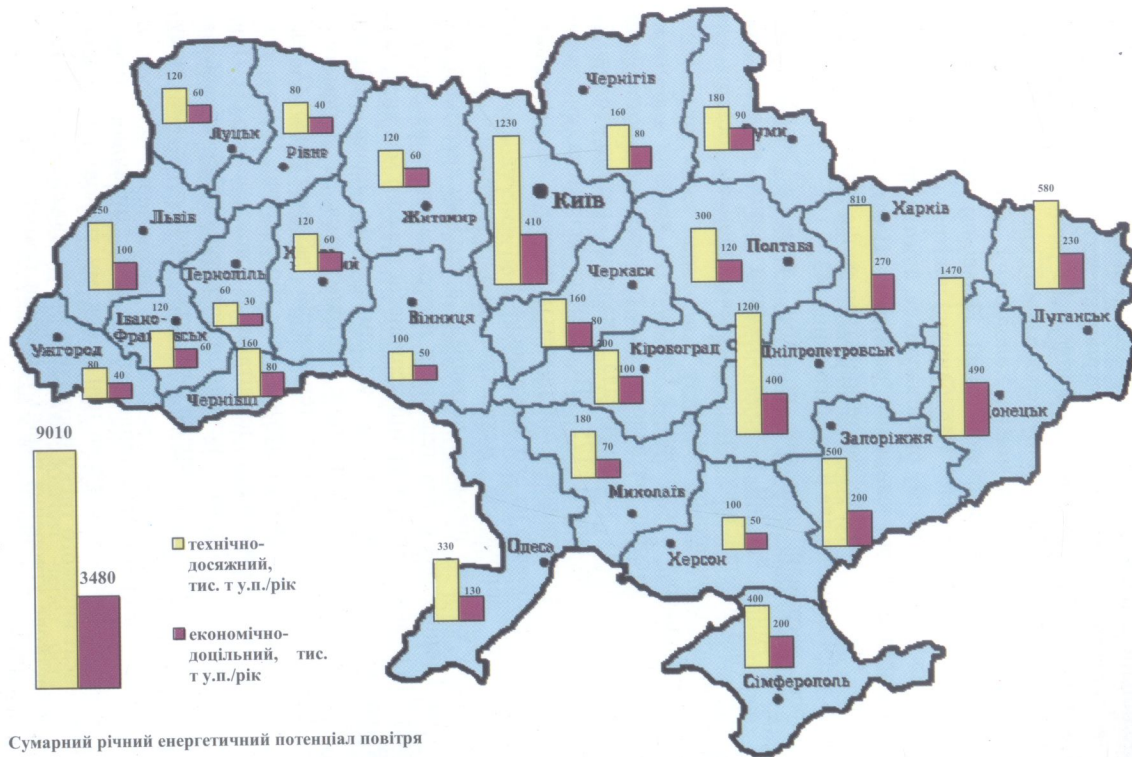


Рис. 7.2. Енергетичний потенціал повітря в Україні

### 7.3 Теплонасосні установки

Принцип дії теплового насоса відомий більше 100 років. Винахід теплового насоса належить лордові Кельвіну. Термодинамічний тепловий насос (ТН) ідентичний холодильній машині. Принципова відмінність теплового насоса від холодильника полягає в тому, що холодильник призначений для охолодження, а тепловий насос – для нагрівання газу, води та інших теплоносіїв. Принцип дії теплового насоса впливає з робіт та опису циклу Карно, опублікованого в 1824 р. Практичну теплонасосну систему створив лорд Кельвін у 1852 р. Він показав, як можна холодильну машину ефективно використовувати для опалення. Запропонований Кельвіном тепловий насос використовує повітря як робоче тіло. Навколишнє повітря засмоктується в циліндр, розширюється і завдяки цьому охолоджується, а потім проходить через теплообмінник, де нагрівається зовнішнім повітрям. Після стискання до атмосферного тиску повітря, нагріте до температури вище навколишньої, з циліндра надходить у приміщення для його обігрівання [43].

Теплові насоси одержали швидкий розвиток лише в 20-30-і роки ХХ століття, коли в Англії в 1930 р. була створена перша теплонасосна установка Холдейна, що використовувала тепло навколишнього повітря для опалення і гарячого водопостачання будинків.

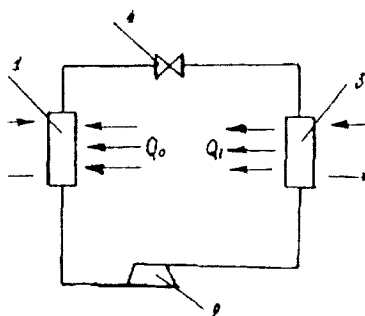
Перша велика теплонасосна установка в Європі була введена в дію в м. Цюрих у 1938-1939 р., в якій використовувалося тепло річкової води, ротаційний компресор і холодоагент. Вона забезпечувала опалення ратуші водою із температурою 60°C при потужності 175 кВт і була оснащена системою акумулювання тепла з електронагрівачем для покриття пікового навантаження. У літні місяці установка працювала на охолодження [43].

Теплові насоси за допомогою механічної або електричної енергії трансформують теплову енергію низького потенціалу в теплову енергію більш високих параметрів. Принципова схема теплового насоса наведена на рис. 7.3 [42]. У випарнику (1) низькотемпературний теплоносієй (фреон) має тиск, при якому температура кипіння його нижча за температуру навколишнього середовища – води або повітря. Цей тиск підтримується за допомогою компресора (2). Під час пароутворення теплоносієй забирає тепло  $Q_0$  від середовища, яке має більшу температуру (грунту, води або повітря), і поступає в компресор, де пари фреону стискаються і нагнітаються у конденсатор (3). При цьому витрачається робота  $A_1$ . Під час стискання температура і тиск теплоносієй підвищуються, після чого тепло  $Q_1$  передається середовищу, яке має вищу температуру, ніж вода або повітря.

Тепло передається вторинному теплоносією, який циркулює через конденсатор, де завдяки відведенню тепла при високому тиску теплоносієй конденсується. Конденсат високого тиску проходить через дросельний вентиль (4), де відбувається часткове утворення пари і зниження температури та тиску до їх значення у випарнику.

Такі цикли у теплонасосній установці постійно відтворюються. Ефективність ТНУ характеризується відношенням тепла  $Q_1$ , отриманого при

температурі  $T$ , до затраченої механічної роботи  $A_1$ , яке прийнято називати коефіцієнтом перетворення  $K_n = Q_1/A_1$ . Він завжди більший від одиниці, оскільки в процесі виконується рівність:  $Q_1 = Q_0 + A_1$  [42].



1 – випарник; 2 – компресор; 3 – конденсатор; 4 – дросельний вентиль.

Рис. 7.3. Принципова схема теплового насоса

Тепловий насос здійснює передачу внутрішньої енергії від енергоносія з низькою температурою до енергоносія з вищою температурою. Оскільки за другим основним законом термодинаміки тепла енергія без яких-небудь зовнішніх дій може переходити тільки з високого температурного рівня на нижчий, для здійснення теплонасосного циклу необхідно використовувати приводну енергію. Тому процес передачі енергії в напрямі, протилежному природному температурному натиску, здійснюється в круговому циклі.

Енергоносії, що поставляють теплову енергію з низькою температурою для здійснення теплонасосного циклу, називають джерелами теплоти. Вони віддають теплову енергію шляхом теплопередачі, конвекції і випромінювання. Енергоносії, що сприймають у теплонасосному циклі теплову енергію підвищеного потенціалу, називають приймачами тепла. Вони сприймають теплову енергію шляхом теплопередачі, конвекції і випромінювання. Енергоносієм, що служить джерелом теплоти, поступає у випарник, де випаровується рідкий холодоагент. Теплота випаровування, необхідна для цього, відбирається від джерела тепла, оскільки випаровування холодоагенту відбувається при низькій температурі.

У круговому циклі пари холодоагенту, що випарувалися, всмоктуються компресором і стискаються до високого тиску. При стисненні їх температура підвищується, що створює можливість віддачі теплової енергії теплоприймачу. Пари холодоагенту при підвищеному тиску поступають у конденсатор, через який протікає енергоносієм, що служить приймачем тепла. Його температура нижча за температуру парів холодоагенту при підвищеному тиску. При конденсації парів виділяється теплова енергія, що сприймається теплоприймачем. З конденсатора рідкий холодоагент через регулюючий вентиль (дросельний клапан) поступає назад у випарник, і круговий цикл замикається. У регулюючому вентилі високий тиск, при якому знаходиться холодоагент на



виході з конденсатора, знижується до тиску у випарнику. Одночасно знижується його температура.

Таким чином, за допомогою теплового насоса можлива передача теплової енергії від джерела теплоти з низькою температурою до приймача теплоти з високою температурою при підводі ззовні механічної енергії для приводу компресора (приводної енергії). Схема холодильної машини і теплового насоса відрізняється тільки призначенням. Теплопродуктивність (теплова потужність) теплового насоса складається із двох складових: теплоти, одержаної випарником від джерела теплоти, і приводної потужності, за допомогою якої одержана теплова енергія піднімається на більш високий температурний рівень.

Одиничні потужності теплових насосів становлять від декількох Вт до декількох МВт; привід компресорів здійснюється як електродвигунами, так і тепловими двигунами внутрішнього згорання.

### 7.3.1 Класифікація теплових насосів

Теплові насоси класифікують за наступними ознаками [42]:

- за принципом роботи;
- за джерелами низькопотенціального тепла;
- за сполученням використовуваного низькопотенціального тепла із нагрітим у теплових насосах середовищем;

• за видами затрачуваної енергії.

*За принципом роботи* теплові насоси поділяються на:

- парокompresійні теплові насоси;
- теплові насоси абсорбційного типу;
- гібридні теплові насоси;
- термоелектричні теплові насоси.

*За джерелами низькопотенціального тепла* теплові насоси поділяються на такі, що працюють від:

- зовнішнього повітря;
- поверхневих вод (ріка, море, озеро);
- підземних вод;
- ґрунтів;
- сонячної енергії;
- низькопотенціального тепла штучного походження (скидні води, тепло вентиляційних систем, нагріті води або інші рідини технологічного процесу та ін.).

*За сполученням використовуваного низькопотенціального тепла із середовищем, що нагрівається в теплових насосах*, розрізняють наступні варіанти:

- повітря-повітря;
- повітря-вода;
- ґрунт-вода;
- ґрунт-повітря;
- вода-повітря;
- вода-вода.

*За видами затрачуваної енергії* розрізняють теплові насоси, що використовують електроенергію (найчастіше), паливо того або іншого виду, вторинні джерела енергії.

У світовій практиці для перетворення низькопотенціальної теплоти найбільше поширення одержали парокompресійні теплові насоси з електричним приводом і сорбційні – з тепловим приводом.

У тепловому абсорбційному насосі механічний компресор замінений термічним у вигляді додаткового циркуляційного контуру розчину з генератором (кип'ятильником) і абсорбером. Замість електричної приводної енергії, яка підводиться до компресійних теплових насосів із електроприводом, до генератора підводять теплову енергію. Для обох процесів використовуються за допомогою випарника джерела енергії у вигляді відпрацьованої теплоти або енергії навколишнього середовища.

Зазвичай у процесі перетворення енергія навколишнього середовища є кінцевим етапом процесу. Енергія, що виділяється при спалюванні твердого палива або в ядерних реакторах, проходить велике число перетворень, поки приймає прийнятну для споживача форму, повністю використовується і практично завжди переходить в енергію навколишнього середовища.

Теплові насоси вимагають абсолютно іншого теоретичного підходу. Тут на початку процесу як джерело теплоти разом із приводною енергією використовується також і енергія навколишнього середовища.

У 1824 р. Карно вперше використовував термодинамічний цикл для опису процесу, і цей цикл залишається фундаментальною основою для порівняння з ним і оцінки ефективності теплових насосів. Тепловий насос можна розглядати як обернену теплову машину. Теплова машина одержує тепло від високотемпературного джерела і скидає його при низькій температурі, віддаючи корисну роботу. Тепловий насос вимагає витрати роботи для отримання тепла при низькій температурі і віддачі його при вищій. Цикл Карно відображає робочий процес ідеальної теплової машини, що працює в заданому інтервалі температур. Цикл Карно стосовно теплового насоса (рис. 7.4) складається з таких процесів [17,25, 69]:

- ізотермічний процес  $DC$  підведення теплоти  $Q_{DC}$  ( $Q_H$ ) на низькому температурному рівні  $T_H$ , що відповідає умовам теплообміну з навколишнім середовищем;

- ізоентропічне стискання  $CB$ , у процесі якого до робочого тіла підводиться робота  $W_{CB}$ ;

- ізотермічний процес  $BA$  відведення теплоти  $Q_{BA}$  ( $Q_B$ ) на високому температурному рівні  $T_B$ , що відповідає умовам теплообміну з середовищем, що нагрівається;

- ізоентропічне розширення  $AD$ , в процесі якого робоче тіло повертає енергію  $W_{AD}$ , внаслідок чого до компресора подається зовнішня енергія  $W$ , яка дорівнює різниці енергій  $W_{CB}$  і  $W_{AD}$ .

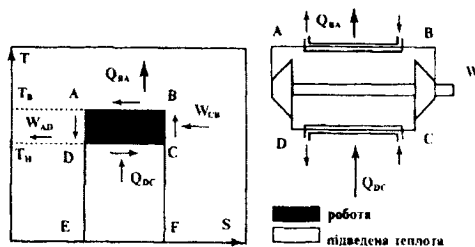


Рис. 7.4. Цикл Карно та схема ідеального теплового насоса

Відношення корисної теплоти, відведеної в процесі ВА, до витраченої роботи називають коефіцієнтом перетворення  $K_n$  теплового насоса (для зворотного циклу Карно):

$$K_n = \frac{Q_{BA}}{W} = \frac{T_B}{T_B - T_H}. \quad (7.1)$$

Практичний інтерес з точки зору енергозбереження становить коефіцієнт використання палива  $K_{en}$ , який є відношенням корисної енергії на виході установки  $Q_B$  до кількості енергії, що міститься в первинному паливі, яке використано для роботи теплового насоса  $Q_{наст}$ :

$$k_{en} = \frac{Q_B}{Q_{наст}}. \quad (7.2)$$

Чим вищий коефіцієнт використання палива, тим ефективніше використання теплового насоса. Відносно теплових генераторів (котлів) цей коефіцієнт характеризує ККД теплового генератора.

### 7.3.2 Конструкції теплових насосів

**Парокомпресійні теплові насоси.** Конструкція парокомпресійного теплового насоса включає два теплообмінні апарати – випарник, у якому відбувається випаровування рідкого холодильного агенту за рахунок підведення теплоти при невисокому тиску від середовища з низьким потенціалом, і конденсатор, у якому відбувається конденсація пароподібного холодильного агенту при підвищеному тиску за рахунок віддачі теплоти теплоприймачу. Оскільки випарник і конденсатор мають різний тиск холодильного агенту, то для відсмоктування з випарника передбачається використання компресора, призначеного для стискання парів холодильного агенту до тиску конденсації. Зниження тиску конденсату, який надходить із конденсатора у випарник, забезпечує дросельний вентиль, при проходженні через який тиск і температура холодильного агенту знижуються з частковим випаровуванням холодильного агенту без підведення теплоти ззовні. Компресійний паро-рідинний тепловий насос складається з чотирьох основних елементів: компресора, конденсатора, випарника й терморегулюючого вентиля. Контур теплового насоса

заповнений легкокиплячим холодильним агентом, для якого температура навколишнього середовища є настільки високою, що у випарнику починається кипіння рідкого холодоагенту [25, 69]. Привід компресора здійснюється за рахунок стороннього джерела енергії, яким найчастіше є електрична енергія.

Принципову схему парокомпресійного теплового насоса показано на рис. 7.5 [69].

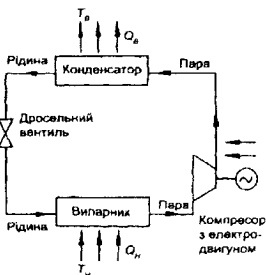


Рис. 7.5. Схема парокомпресійного теплового насоса

Рівняння теплового балансу парокомпресійного теплового насоса має вигляд [69]:

$$Q_B = Q_H + W, \quad (7.3)$$

де  $Q_B$  — енергія, що передається від конденсатора до робочого середовища високого потенціалу;

$Q_H$  — енергія середовища низького потенціалу, що передається випарнику;

$W$  — механічна енергія, затрачена компресором на стискання холодильного агента.

**Теплові насоси абсорбційного типу.** Одним із основних недоліків теплових насосів парокомпресійного типу є значна споживча потужність компресора; при цьому немає суттєвої різниці у використанні як приводу компресора електричного двигуна чи двигуна внутрішнього згорання. Зменшення впливу цього недоліка має місце в тепловому насосі абсорбційного типу, принципову схему якого зображено на рис. 7.6 [25, 69].

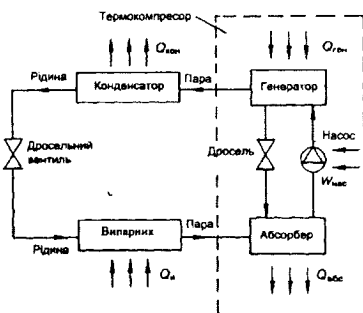


Рис. 7.6. Принципова схема теплового насоса абсорбційного типу

Основна відмінність абсорбційного теплового насоса від парокомпресійного полягає у відсутності компресора, замість чого використовується термокомпресор, який складається з рідинного насоса, дросельного вентиля і двох теплообмінних апаратів – абсорбера та генератора. Абсорбер виконує функції всмоктувального трубопроводу, відсмоктуючи холодильний агент із випарника теплового насоса і підтримуючи у випарнику низький тиск. В абсорбері, який охолоджується зовнішнім теплоносієм, відбувається поглинання холодильного агенту (аміак  $\text{NH}_3$ ) абсорбентом (водою) і перекачування утвореного насиченого водно-аміачного розчину насосом до генератора. Генератор, у який подається теплота від зовнішнього джерела, виконує функції нагнітального трубопроводу компресора, де відбувається випарювання холодильного агенту з абсорбенту і постійне підживлення конденсатора теплового насоса холодильним агентом при високому тиску [69].

Порівняння сумарних витрат енергії на підтримання різниці тиску між випарником і конденсатором абсорбційного теплового насоса із витратами енергії на привід компресора в парокомпресійному теплому насосі показує, що вони будуть практично однаковими в одному холодильному агенті та при однаковому інтервалі температур. Однак абсорбційний тепловий насос більш значною мірою використовує теплову енергію низького потенціалу в порівнянні з електричною енергією парокомпресійного теплового насоса (електрична енергія для роботи насоса значно менша, ніж для роботи компресора). Енергобаланс теплового насоса абсорбційного типу має вираз [69]:

$$Q_{\text{кон}} + Q_{\text{абс}} = Q_n + Q_{\text{ген}} + W_{\text{нас}}, \quad (7.4)$$

де  $Q_{\text{кон}}$  – теплота, що відводиться від конденсатора;

$Q_{\text{абс}}$  – теплота, що відводиться від абсорбера;

$Q_n$  – теплота низького потенціалу, що підводиться до випарника;

$Q_{\text{ген}}$  – теплота низького потенціалу, що підводиться до генератора;

$W_{\text{нас}}$  – електрична енергія, що підводиться до насоса.

Таким чином, порівняння за рівних умов використання абсорбційного і парокомпресійного теплових насосів за коефіцієнтом використання первинного палива дає перевагу абсорбційному теплому насосу.

**Гібридні (компресійно-резорбційні) теплові насоси.** Компресійно-резорбційні теплові насоси – це гібридні теплові насоси, в яких використовуються переваги парокомпресійних та абсорбційних насосів і які є найбільш перспективними для децентралізованого теплопостачання. Під поняттям резорбції розуміється процес абсорбції при високому тиску. Принципову схему компресійно-резорбційного насоса подано на рис. 7.7 [69].

У випарнику компресійно-резорбційного теплового насоса при низькому тиску і підведенні низькопотенційної теплоти  $Q_n$  відбувається випарювання аміаку із насиченого водно-аміачного розчину. Низький тиск у випарювачі підтримується за рахунок постійного відсмоктування із нього парів аміаку компресором, до якого підводиться енергія  $W_k$ . Двокомпонентна пара із дуже високою концентрацією аміаку (до 99%) стискається компресором і нагнітається під тиском у конденсатор-резорбер. Випарений у випарнику слабкий водно-

аміачний розчин нагнітається насосом у резорбер через теплообмінник, де нагрівається зустрічним потоком насиченого міцного розчину. При резорбції парів аміаку в резорбері виділяється теплота  $Q_{рез}$ . Насичений міцний розчин із резорбера охолоджується в теплообміннику, дроселюється і надходить у випарник.

Енергетичний баланс компресійно-резорбційного теплового насоса визначається за виразом [69]:

$$Q_{рез} = Q_в + W_к + W_{нас}. \quad (7.5)$$

При однакових показниках питомих теплових потоків коефіцієнт перетворення компресійно-резорбційного теплового насоса перевищує аналогічний показник парокомпресійного теплового насоса на 9-21% [69].

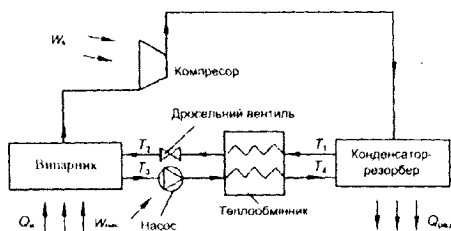


Рис. 7.7. Принципова схема гібридного компресійно-резорбційного теплового насоса

**Термоелектричні теплові насоси.** Для теплових насосів також можна застосовувати термоелектричний метод, використовуючи відкритий у 1834 р. ефект Пельтьє, який полягає в тому, що в місцях з'єднання двох різних електричних провідників при проходженні постійного струму виникає термопара, причому залежно від напрямку струму відбувається нагрів або охолодження. Фізичний процес роботи термоелектричного теплового насоса обґрунтував Іоффе, виходячи з передумови, що вільні електрони в провідниках із різних матеріалів мають різну енергію при однаковій температурі. При проходженні струму електрони із високою енергією переходять з одного провідника в інший, де енергія електронів нижча. Частина власної підвищеної енергії передається на наявні електрони, у зв'язку з чим підвищується температура в місцях спайки. Зворотній процес протікає у холодному з'єднанні. Сам по собі ефект Пельтьє є зворотнім процесом. Термопари можуть різними способами об'єднуватися в термоелектричні батареї. Для виготовлення таких батарей потрібна складна технологія, при цьому важливо витримати паралельність у плані, щоб досягти високої теплопровідності з'єднань із будівельними конструкціями, що виконують роль теплопередавачів.

Якщо взяти напівпровідниковий пристрій, конструкцію якого показано на рис. 7.8, то при пропусканні постійного струму через пристрій на переході  $n-p$  пристрою виділяється теплота, а на переході  $p-n$  — поглинається. З цього виходить, що зміною напрямку постійного струму і його величини можна регулювати величину отриманої теплоти або відповідного охолодження [69].

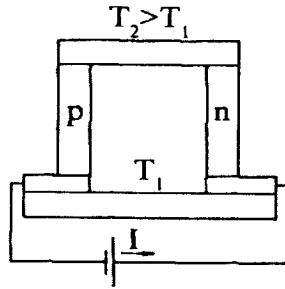


Рис. 7.8. Принцип роботи термоелектричного теплового насоса

Таким чином, тепловий насос в одній частині виділяє, а в іншій – поглинає теплоту за рахунок електричної енергії. Якщо змінити напрям струму, то насос працюватиме у зворотному режимі, тобто частини, в яких відбувається виділення і поглинання теплоти, поміняються місцями. Такі теплові насоси можна успішно використовувати для терморегуляції житлових та інших приміщень. Взимку насоси нагрівають повітря в приміщенні та охолоджують його на вулиці, а влітку, навпаки, охолоджують повітря в приміщенні та нагрівають на вулиці.

Термоелектричні теплові насоси мають наступні переваги:

- відсутні механічні рухомі деталі;
- немає зносу;
- теоретично не потрібний догляд;
- тривалі терміни служби;
- простота переходу із режиму нагріву на режим охолодження шляхом перемикання полюсів;
- безшумність у роботі.

Разом із тим, термоелектричні теплові насоси мають досить серйозні недоліки:

- значно нижчий коефіцієнт перетворення, ніж у компресійних теплових насосів;
- висока вартість матеріалу напівпровідників;
- необхідність застосування дорогих випрямлячів;
- висока теплопровідність у відключеному положенні.

### 7.3.3 Напрями використання теплових насосів

Теплові насоси дозволяють одночасно вирішувати такі проблеми, як енергозбереження, зменшення ендегенного впливу на довкілля, економія енергетичних ресурсів і поліпшення умов роботи теплоенергетичних виробництв.

Джерелами низькопотенційної теплоти, які забезпечують енергетично ефективну та економічно доцільну роботу теплонасосних установок, можуть бути [69]:

- ґрунтова вода, яка зберігає протягом року постійну температуру на рівні

плюс 8 - плюс 12°C;

- підземний ґрунт на глибині від 2 до 50 м при температурі плюс 10 – плюс 14°C;

- морська вода з мінімальною температурою в зимовий період плюс 5 – плюс 8°C;

- зовнішнє повітря з температурою в зимовий період до мінус 3 – мінус 5°C;

- технічна вода систем охолодження установок;

- скидні промислові низькотемпературні стоки і повітряні викиди підприємств;

- стічна вода очисних споруд населених пунктів;

- теплота молока на молочно-тваринних фермах тощо.

До переваг теплових насосів можна віднести:

- зменшення витрат на транспортування палива;

- зниження капіталовкладень у теплові мережі;

- зниження витрат на експлуатацію теплових мереж;

- можливість повної автоматизації систем теплопостачання.

Однією з найважливіших особливостей теплонасосних установок є їх універсальність відносно виду використаної енергії (електричної, теплової). Це дозволяє оптимізувати паливний баланс енергетичного джерела шляхом заміщення більш дефіцитних енергоресурсів менш дефіцитними.

Ще однією перевагою теплонасосних установок є широкий діапазон потужностей (від частки кіловат до десятків тисяч кіловат), який перекриває потужності будь-яких існуючих теплових джерел, у тому числі малих і середніх ТЕЦ.

Установку теплового насоса необхідно розглядати як комплексне рішення завдання з енергозбереження. З одного боку, це установка в будинку енергозберігаючої системи, з іншого – це зниження тепловтрат будинку до рівня, при якому для опалення будинку досить 50 Вт/м<sup>2</sup>. Тільки за таких умов проект у цілому вважається енергозберігаючим і в більшості країн забезпечується підтримкою державного фінансування. Тому таке стимулювання приводить до активного застосування теплових насосів. Якщо джерелом тепла служить термальна вода або охолоджувальна вода промислових печей, конденсаторів турбін та інших виробничих агрегатів, то енергетичний ефект роботи теплового насоса збільшується [69].

Використання теплонасосних установок перспективне в комбінованих схемах у сполученні з іншими технологіями використання відновлюваних джерел енергії (сонячної, вітрової, біоенергії), оскільки дозволяє оптимізувати параметри поєднаних систем і досягати найвищих економічних показників. Використання теплонасосних установок робить значний внесок в економію невідновлюваних енергоресурсів з допомогою технологій альтернативної енергетики.

Теплонасосні установки використовуються в різних галузях: опалення, гаряче водопостачання, кондиціонування повітря, одночасне охолодження одних об'єктів та нагрівання інших тощо.

До впровадження опалювальних установок з тепловими насосами необхідний інший підхід, ніж до звичайних опалювальних систем, де існуюча



енергія перетвориться в необхідну корисну енергію. Теплові насоси повинні бути включені в потоки енергії як усередині, так і поза будівлею. Через це збільшується число необхідних складових частин.

Для ефективної реалізації теплонасосного циклу разом із тепловими насосами необхідно використовувати периферійне устаткування, тобто всі агрегати, які необхідні, щоб підключити до джерел енергії та забезпечити довготривале, економічне і технологічне з'єднання з теплоспоживачами. Призначення периферійного устаткування теплових насосів полягає у забезпеченні технологічних умов його підключення до загальної системи. Тому разом зі звичайними теплообмінниками доводиться застосовувати спеціальне обладнання як з боку джерела теплоти, так і з боку теплоспоживача. Важливим елементом периферійного устаткування теплових насосів є обчислювальна техніка.

Можливості джерел утворення теплоти і потреби теплоспоживачів не завжди збігаються за часом. Тому для забезпечення економічної експлуатації теплонасосних установок необхідно використовувати акумулятори, які вирівнюють попит і виробництво теплоти у часі. Теплові акумулятори відносяться до периферійного устаткування теплонасосних установок і служать для тимчасового підключення джерел і споживачів теплоти, що сприяє підвищенню економічності системи.

Всі агрегати поєднуються самими різними способами в єдину опалювальну систему з тепловими насосами або в холодильно-нагрівальну систему. Лише при взаємозв'язаному режимі експлуатації всіх агрегатів за допомогою відповідної системи управління, що використовує оптимізаційні пристрої на базі мікроелектроніки, можна одержати таку економію первинної енергії, яка не тільки дасть народногосподарський ефект, але й забезпечить економічність роботи підприємства.

Установка для використання теплового джерела – це агрегат для відбору теплоти від джерела і транспортування теплоносія до холодної сторони теплового насоса; установка реалізації теплоти складається з агрегату для транспортування теплоносія від гарячої сторони теплового насоса до споживачів тепла (теплообмінник системи опалювання, пристрої для підготовки технічної води, підігріву води в плавальних басейнах і т. д.) і розподілу тепла між ними; до складу установки входить також різне допоміжне устаткування. Теплонасосна установка складається із агрегату, що використовує джерело тепла, і агрегату, який здійснює теплонасосний цикл. Опалювальна система з тепловим насосом складається з теплонасосної установки і установки, що реалізує тепло.

Застосування теплових насосів перспективне в комбінованих схемах у поєднанні з іншими технологіями використання відновлюваних джерел енергії (сонячні, вітрові, біоенергетичні) і в локальних системах. Так, ґрунтові теплові насоси із тепловою потужністю до 16 кВт (ККД до 6%) застосовуються для опалювання будівель і кондиціонування. Тепловий насос для опалювання будівель показано на рис. 7.9 [17].

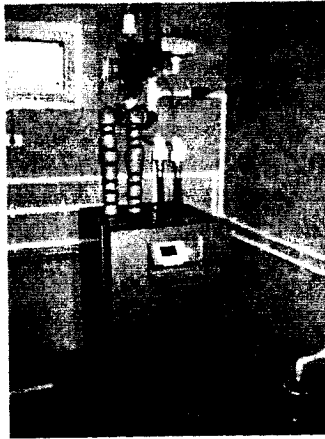
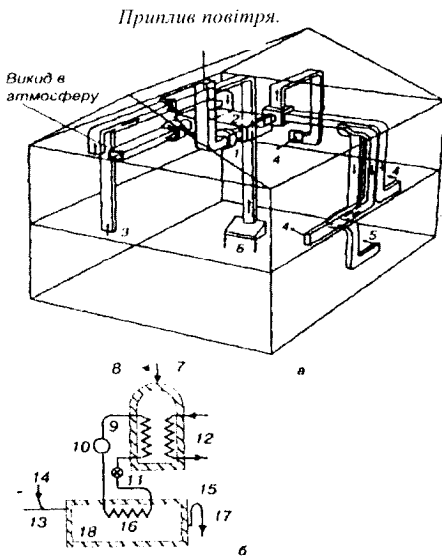


Рис. 7.9. Тепловий насос для опалювання будівель

Схему утилізації теплоти вихідного повітря будинку теплообмінником і тепловим насосом для опалення і гарячого водопостачання показано на рис. 7.10 [69]. Наведена система утилізації теплоти "повітря-повітря" разом із тепловим насосом дозволяє звести до мінімуму споживання енергії на опалення та гаряче водопостачання.



- а - теплообмінник;**
- б - тепловий насос;**
- 1 - вентилятор; 2 - теплообмінник;
- 3 - відхід повітря з туалету;
- 4 - подача повітря в спальню;
- 5 - відхід повітря з кухні;
- 7 - гаряче водопостачання;
- 8 - система гарячої води;
- 9 - конденсатор теплового насоса;
- 10 - тепловий насос потужністю 300 Вт;
- 11 - бак гарячої води;
- 12 - нагрівання від газового котла, який вмикається при температурі скидного бака нижче 10°C, і бака гарячої води нижче 60°C;
- 13 - скидання з миючих машин;
- 14 - скидання з ванни;
- 15 - вентиляційне повітря;
- 16 - випаровувач теплового насоса;
- 17 - скидання; 18 - бак 350 л.

Рис. 7.10. Схема будинку з використанням скидної теплової енергії

Використання теплонасосних установок може бути перспективним для утилізації теплових викидів низькопотенціальної теплоти на ТЕЦ, що досягається використанням охолоджувальної технічної води в якості джерела енергії для теплового насоса в обхід градусирні.

Застосування теплонасосних установок є доцільним у місцях, де існуючі системи теплопостачання перевантажені, а будівництво додаткових котельнь неможливе. Використання теплонасосних установок може бути перспективним для утилізації теплових викидів низькопотенціальної теплоти на ТЕЦ, що досягається використанням охолоджувальної технічної води в якості джерела енергії для теплового насоса в обхід градусирні.

Застосування теплонасосних установок є доцільним у місцях, де існуючі системи теплопостачання перевантажені, а будівництво додаткових котельнь неможливе.

Теплонасосні установки малої теплової потужності (1-15 кВт) можуть бути ефективно використані для індивідуального теплопостачання споживачів у сільській місцевості (індивідуальні будинки, котеджі, фермерські господарства тощо).

У сільськогосподарському виробництві основні сфери використання теплових насосів – первинне оброблення молока і теплопостачання стійлових приміщень. Так, теплові насоси можуть підігрівати воду на фермах, використовуючи теплоту молока. Молоко з-під корови, що має температуру 37-38°C, має бути охолоджене перед відправкою на молокозавод до 4°C. Якщо охолоджувати його за допомогою теплового насоса, то вода, що виходить із насоса, матиме температуру 50-60° С, що є прийнятним для використання у виробничому процесі фермерського господарства. На молочних фермах значна частка енерговитрат (до 50 %) припадає на привід компресорів холодильних машин, призначених для охолодження свіжовидоєного молока і нагрівання води для санітарно-технологічних потреб. Поєднання потреб у теплоті й холоді створює сприятливі умови для використання теплових насосів [69].

Рівень ефективності використання теплових насосів значною мірою залежить від наявності джерела теплоти низького потенціалу, яке може бути вибраним для широкого застосування однотипних теплових насосів у регіоні: теплота ґрунту, ґрунтових вод, води природних водоймищ тощо. Однак у багатьох випадках застосування теплових насосів визначається локальними умовами конкретного споживача: наявністю місцевого джерела теплоти низького потенціалу, особливостями використання виробленої теплоти, особливостями місцевого енергопостачання та ін. В такому разі теплопостачання за допомогою теплових насосів цілком може вписатися в наявну централізовану систему міста або селища.

Теплонасосна установка дозволяє отримати на 1 кВт затраченої потужності 3-7 кВт теплової потужності або 15-25 кВт потужності по охолодженню на виході. Система виключно довговічна (служить від 25 до 50 років), не потребує особливого догляду [69].

Якщо тепловий насос споживає електричну енергію, що виробляється на ТЕС, то відбувається подвійне перетворення енергії: теплота – електроенергія – теплота. Для визначення доцільності перетворення з точки зору палива необхідно знати числові значення коефіцієнтів, які характеризують ефективність роботи теплового насоса і котельної установки, а саме [69]:

- $\eta_c$  – ККД теплової установки, що виробляє електроенергію;
- $\eta_k$  – ККД котельної установки для тепlopостачання;
- $k_n$  – коефіцієнт перетворення теплового насоса;
- $\eta_{e.m.}$  – коефіцієнт, який враховує втрати електроенергії у трансформаторі та мережі;
- $\eta_{m.m.}$  – коефіцієнт, який враховує втрати у тепловій мережі.

Коефіцієнт економії палива при подвійному перетворенні енергії визначається за виразом [69]:

$$K = \eta_c \cdot k_n \cdot \eta_{e.m.} / (\eta_k \cdot \eta_{m.m.}). \quad (7.6)$$

Якщо  $K > 1$ , то тепловий насос дає економію палива, якщо  $K < 1$ , то перевитрагу палива.

#### 7.4. Перспективи освоєння енергії доквілля із використанням теплових насосів в Україні

Сферами використання теплових насосів в Україні можуть бути: створення в енергетиці теплонасосних станцій потужністю 20-100 МВт для тепlopостачання міст, теплонасосних станцій та об'єктних теплонасосних установок потужністю від 1 до 20 МВт у комунальному господарстві, систем обігріву та гарячого водопостачання окремих будинків у населених пунктах, технологічний нагрів та гаряче водопостачання в промисловості та сільському господарстві, комбіноване виробництво холоду і теплової енергії в переробній промисловості та сільському господарстві.

Аналіз зарубіжного досвіду, попереднє опрацювання схем використання теплових насосів у різних галузях економіки України та проведені оцінки їх енергетичної, економічної та екологічної ефективності свідчать, що такі системи можуть бути дієвим засобом зменшення імпорту енергоносіїв (природного газу, нафти і нафтопродуктів). В умовах обмежених ресурсів природного газу використання побутових теплових насосів для обігріву будинків може розглядатись як альтернатива газифікації.

Оскільки потреба в теплоті за часом не завжди відповідає кількості теплової енергії, що є в навколишньому середовищі і доставляється від високотемпературних джерел, доцільно для зменшення невідповідності застосовувати низькотемпературні акумулятори. Використання таких акумуляторів дозволяє при відносно невеликих втратах теплової енергії створити високотемпературне теплове джерело, яке можна використовувати з високим коефіцієнтом перетворення в необхідний момент і забезпечити періодичний режим експлуатації під час пікових навантажень.

Для поліпшення умов використання енергії навколишнього середовища із застосуванням теплових насосів рекомендується:

- використовувати місцеві високотемпературні джерела енергії наприклад, ґрунтові та поверхневі води, ґрунт на певній глибині;
- використовувати зовнішні високотемпературні потоки енергії перед вирівнюванням їх температури з температурою навколишнього середовища (наприклад, сонячну радіацію за допомогою колекторів і абсорберів, відпрацьовану теплоту за допомогою теплообмінників); акумулювати і періодично використовувати високотемпературні джерела енергії навколишнього середовища в низькотемпературних акумуляторах (наприклад, ґрунтових акумуляторів, акумуляторів скидної води).

В Україні немає широкого застосування теплонасосних установок. Відомі поодинокі випадки їх успішного застосування, наприклад, теплонасосна установка 1,5 МВт, що встановлена на підприємстві "Краматорськ-міжрайтепломережа", теплонасосна установка в пансіонаті "Дружба" (м. Ялта) теплопродуктивністю 2,8 МВт, теплонасосна установка в банку "Ажіо" теплопродуктивністю 250 кВт, теплонасосна установка на насосній станції "Баварія" (м. Харків) теплопродуктивністю 200 кВт, теплонасосна установка теплопродуктивністю 125 кВт в теплицях м. Донецька, а також у кафе "Три версти" в Київській області та декількох кафе та офісних приміщеннях у м. Києві, показали техніко-економічну доцільність їх використання.

В Україні при теперішніх економічних умовах використовувати теплові насоси для опалення садибних будинків економічно доцільно лише при заміщенні використання відносно дорогого рідкого палива або електроенергії. Крім того в негазифікованих поселеннях для заможних сімей, котрі прагнуть створити комфортні умови проживання в своєму домі, доцільним і вигідним може стати використання теплових насосів замість опалювальних котлів, які споживають вугілля, торф або їх брикети. При існуючому співвідношенні цін на паливо та електроенергію заміщення котлів зі споживанням природного газу або дров на електроприводні теплові насоси є економічно недоцільним.

Геотермальні ТНУ використовують тепло верхніх шарів землі у вигляді поверхневих, ґрунтових і артезіанських вод, а також тепло гірських порід і термальних вод. Ґрунтові і артезіанські води виявлені практично на всій території України, вони мають температуру більше, ніж 10°C, що дозволяє ефективно використовувати їх у ГТНУ.

На підставі аналізу вітчизняного і зарубіжного досвіду експлуатації теплонасосних установок можна зробити висновки, що застосування підземних акумуляторів тепла для роботи ГТНУ значно знижують собівартість тепла, що виробляється, і складає в середньому 90 грн. за 1 Гкал при використанні акумуляторів теплоти. Питомі капіталовкладення становлять 4-5 тис. грн. за 1 кВт станом на 2010 рік [8].

Головними проблемами, що перешкоджають широкому використанню теплових насосів в Україні, є:

- 1) висока ціна теплових насосів європейських і американських виробників;
- 2) відсутність потужного вітчизняного виробника теплових насосів;
- 3) відсутність потужних центрів по встановленню та сервісному обслуговуванню теплових насосів;
- 4) температура теплоносія теплових насосів ( $55-60^{\circ}\text{C}$ ) не забезпечує безпосереднє їх застосування в існуючих системах опалення.

Для вирішення цих проблем пропонується наступне:

- 1) на першому етапі широкого впровадження теплових насосів використовувати покупні теплові насоси з одночасною розробкою будівельних проектів із застосуванням систем низькотемпературного опалення;
- 2) організація і налагодження вітчизняного виробництва теплових насосів і широкої мережі сервісного обслуговування;
- 3) підвищення ефективності роботи теплових насосів за рахунок застосування акумуляторів теплоти.

В добових акумуляторах найчастіше використовується теплота за рахунок електроенергії за нічним тарифом. Накопичення теплоти в акумуляторі відбувається з використанням теплового насоса, або безпосередньо за рахунок електроенергії. Теплота від добових акумуляторів використовується для теплоспоживання в пікові періоди електронавантаження в електричних мережах.

Сезонні акумулятори тепла використовуються в неопалювальний сезон за рахунок тепла від сонця, теплоти від електронагрівачів або теплових насосів за нічним тарифом на електроенергію, теплоти від сміттєспалювальних заводів та інших джерел.

Введення потужностей теплових насосів в Україні на перших етапах буде орієнтоване на обладнання іноземного виробництва; до 2015 р. енергетичний потенціал доквілля і стічних вод України дозволяє ввести до 4300 МВт теплонасосних установок. За період із 2016 до 2030 р., згідно з розрахунками фахівців Інституту відновлюваної енергетики НАН України, буде введено 36500 МВт теплонасосних установок. За даними, викладеними в "Енергетичній стратегії України на період до 2030 року", планується введення 51000 МВт теплонасосних установок [8].

Коефіцієнт перетворення теплонасосних установок у залежності від їх типу і початкової температури може складати в середньому від 2 до 4. Враховуючи енергетичний потенціал доквілля, кількість виробленої теплоти за рахунок його використання збільшується із 37510 млн кВт-год в 2015 році до 556061 млн кВт-год у 2030 році.

Кількісні показники виробництва енергії з використанням теплових насосів наведені в таблиці 7.3 [8].

На підставі фактичних даних щодо вартості теплових насосів, які використовуються на теперішній час в Україні, питомі капіталовкладення на 2015 рік становлять 4 тис. грн./кВт. До 2030 р. вони будуть зростати до 4,7 тис. грн./кВт. Вартість використання теплових насосів розраховано виходячи з

питомих показників і введеної потужності і становить у 2015 р. 17200 млн грн. До 2030 р. вона зросте до 98700 млн грн.

Тепловий насос широко використовується в усіх розвинених країнах світу і підтвердив свої високі екологічні показники.

Високі екологічні показники теплонасосних установок дають змогу скоротити викиди діоксиду вуглецю з 8,31 тис. т в 2015 р. до 123,2 тис. т. 2030 р. [8].

Таблиця 7.3. Прогнозні базові показники використання енергії доквілля і застосуванням теплонасосних систем в Україні до 2030 року

№ з/п	Прогнозні показники розвитку енергетики доквілля	Одиниці виміру	Рівень розвитку енергетики доквілля по роках				Всього
			2015	2020	2025	2030	
<b>1.</b>	<b>Енергетичні показники</b>						
1.1	Встановлена потужність	МВт	4300	9750	15300	36500	
1.2	Річне виробництво теплоти	млн кВт·год/рік	37510	151365	261817	556061	1006755
1.3	Річна економія палива	млн. т у.п./рік	4,61	18,62	32,2	68,43	123,8
1.4	Обсяги заміщення природного газу	млн м <sup>3</sup>	4,02	16,21	28,1	59,4	107,7
<b>2.</b>	<b>Економічні показники</b>						
2.1	Питомі капіталовкладення	тис. грн./кВт	4	4,2	4,5	4,7	17,4
2.2	Обсяги фінансування	млн грн.	17200	22890	25875	98700	164665
<b>3.</b>	<b>Екологічні показники</b>						
3.1	Обсяги зменшення викидів CO <sub>2</sub>	тис. т	8,31	33,47	58	123,2	222,9

Враховуючи наявний науково-технічний і виробничий потенціал України та актуальність проблеми зменшення споживання палива в місцевих системах теплопостачання, основними завданнями щодо широкого використання теплових насосів слід вважати такі:

- завершення розробки та освоєння виробництва теплових насосів виробничого та побутового призначення;
- розробку нормативних документів щодо використання теплових насосів у системах теплопостачання;
- створення демонстраційних систем теплопостачання в комунальному господарстві та енергетиці;
- створення теплонасосних систем теплозабезпечення технологічних процесів у промисловості;
- створення економічних умов, що стимулюють використання теплових насосів.

Підприємства та організації України мають достатній потенціал для науково-технічного забезпечення створення та організації виробництва теплових насосів. Провідними в цій сфері є ВАТ "Нікмас" ("ВНДІКомпресормаш", м. Суми), АТ "Рефма" (м. Мелітополь), Одеська державна академія холоду, Інститут технічної теплофізики НАН України (м. Київ), ЦНДПІ "Тайфун" (м. Миколаїв), НДІ "Кондиціонер" (м. Харків).

Практичний досвід створення систем теплопостачання з використанням теплових насосів мають Кримська філія ДержНДІПКПТ "Енергоперспектива", інститути КиївЗНДІЕП, ПІНЕІ Академії будівництва України, Інститут

технічної теплофізики НАН України, ДНДІ НЕЕ, УНДІ МЕСГ, НВП "Інсолар" та інші організації.

Виробництво компресійних теплонасосних кондиціонерів потужністю до 3 кВт можуть освоїти НВО "Тайфун" (м. Миколаїв), ВО "Кристал" та ВО "Кондиціонер" (м. Харків). Виробництво побутових теплових насосів потужністю до 30 кВт з герметичними компресорами можна освоїти у НВО "Тайфун" (м. Миколаїв). АТ "Рефма" (Мелітопольський завод холодильного машинобудування) в даний час за замовленнями випускає окремі типи теплових насосів потужністю до 60 кВт, які оснащуються безсаліниковими компресорами. З використанням наявних виробничих потужностей можлива організація виробництва теплових насосів виробничого призначення тепловою потужністю від 10 до 200 кВт в обсягах до 10-15 тис. штук на рік. Теплонасосні установки потужністю 0,2-5 МВт можуть випускатися ВО "Одеса-холодмаш" або Коростенським заводом хімічного машинобудування, який уже має певний досвід створення потужних теплових насосів з імпортованими гвинтовими компресорами. Виробництво унікальних теплових насосів потужністю 5-25 МВт можна освоїти на Сумському машинобудівному заводі.

Абсорбційні термотрансформатори тепловою потужністю 80 кВт виробляє за замовленнями споживачів дослідний завод Інституту технічної теплофізики НАН України. За розробками Інституту на Коростенському та Павлоградському заводах хімічного машинобудування можна освоїти виробництво абсорбційних теплових насосів потужністю 1 МВт і більше.

Крім існуючих підприємств холодильного машинобудування Україна має достатні потужності високотехнологічних виробництв, придатних для організації випуску теплових насосів не тільки для внутрішніх потреб, але й для експорту. Підприємства військово-промислового комплексу можуть освоїти виробництво необхідного спеціального устаткування та засобів автоматизації для теплових насосів і теплонасосних систем тепlopостачання.

У найближчі роки необхідно розробити та освоїти виробництво побутових теплонасосних установок класу "повітря-вода" для нагріву 0,3-1 м<sup>3</sup> гарячої води за добу. Потреба в таких установках оцінюється у 2-3 млн штук. Для оснащення систем опалення односімейних житлових будинків необхідна розробка та освоєння виробництва побутових теплових насосів тепловою потужністю від 3 до 30 кВт класу "повітря-вода", "вода-вода", "вода-повітря". У південних областях України, де необхідне кондиціонування приміщень, можуть одержати розповсюдження опалювально-охолоджуючі теплові насоси – реверсивні кондиціонери потужністю 1-20 кВт.

Для тепlopостачання невеликих підприємств, баз відпочинку, санаторіїв, лікарень, шкіл, адміністративних будинків у негазифікованих районах України будуть використовуватися теплонасосні установки тепловою потужністю від 20 до 110 кВт, які можуть бути створені на основі базових елементів холодильної техніки, що випускаються промисловістю України. Потреба в таких установках становить до 100 тис. штук. Для забезпечення ефективного використання теплових насосів необхідно відпрацювати допоміжне обладна-



ння, розробити раціональні режими експлуатації теплових насосів і традиційних теплогенеруючих установок, що будуть знаходитися у резерві.

Застосування теплових насосів дозволяє суттєво поліпшити стан оточуючого середовища за рахунок відсутності паливної складової у процесі отримання теплової енергії, а також за рахунок утилізації теплових відходів виробництв, що, в свою чергу знижує теплове навантаження на біосферу.

Відсутність шкідливих викидів у процесі роботи теплових насосів забезпечує екологічно чистий метод опалення і кондиціонування приміщень.

Економічна ефективність теплонасосних установок, які споживають електроенергію та економлять паливо, тим вища, чим дешевша електроенергія і дорожче паливо.

Техніко-економічний аналіз, на основі якого можна зробити висновок відносно переваги тієї або іншої системи теплопостачання, повинен базуватися на співставленні двох факторів: одноразових капітальних витрат і поточних витрат. Теплонасосні системи опалення стають рентабельними, якщо витрати на електричну енергію в них приблизно дорівнюють витратам на паливо в котельних установках.

Використання теплонасосних установок дозволить практично вдвоє знизити витрату палива на потреби теплопостачання, знизити теплове забруднення довкілля, отримати можливість вирівнювання графіків електричного навантаження як споживачів-регуляторів. При цьому також створюються можливості подальшої експлуатації морально застарілих ТЕЦ при зменшенні в них питомих витрат палива.

### ***Контрольні запитання***

1. Назвіть природні джерела теплоти довкілля.
2. Наведіть джерела та показники енергетичного потенціалу довкілля України.
3. Наведіть принципову схему теплового насоса.
4. Опишіть цикл Карно, принцип дії та схему ідеального теплового насоса.
5. Опишіть принцип дії теплового насоса.
6. Наведіть класифікацію теплових насосів.
7. Опишіть принцип дії абсорбційного теплового насоса.
8. Опишіть принцип дії компресійного теплового насоса.
9. Опишіть принцип дії гібридного теплового насоса.
10. Опишіть принцип дії термоелектричного теплового насоса.
11. Наведіть перспективні напрями застосування теплових насосів.

## **РОЗДІЛ 8. МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ОСВОЄННЯ ЕНЕРГІЇ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ**

Однією з причин обмеженого використання відновлюваних джерел енергії є дискретність енергетичних потоків – періодичність надходження та змінність енергетичного потенціалу, що до останнього часу спричиняло значні ускладнення в багатьох випадках їх використання і не відповідало сучасним вимогам щодо енергопостачання споживачів. Крім того, в процесі широкомасштабного впровадження обладнання відновлюваної енергетики постає проблема створення регулюючих потужностей на основі традиційних енергосистем для забезпечення стабільного енергопостачання в періоди відсутності енергії ВДЕ. Безумовно, в деяких випадках така необхідність є цілком виправданою, однак у даний час в рамках відновлюваної енергетики існує цілий ряд технічних засобів та методів вирішення проблеми, в тому числі за рахунок використання акумуляторів електричної та теплової енергії.

Високі техніко-економічні показники застосування відновлюваних джерел енергії, стабільні робочі параметри енергетичного обладнання та стабільне енергопостачання споживачів досягаються при комбінованому виробленні теплової та електричної енергії, комплексному її акумуляуванні та при поєднанні ВДЕ як між собою, так і з технікою та технологіями традиційної енергетики. Створення ефективних комбінованих енергосистем з комплексним використанням різних акумуляторів енергії дозволяє підвищувати ефективність енерговикористання ВДЕ на 30-50%, поліпшує параметри виробленої енергії та забезпечує стабільність енергопостачання споживачів. Сучасні технології та обладнання, а також прийоми раціонального використання ВДЕ, ґрунтовані на комплексному використанні різних видів ВДЕ і акумуляторів енергії, фактично ліквідували перешкоди щодо їх широкомасштабного впровадження [1, 72].

### **8.1 Комбіновані енергосистем на основі відновлюваних джерел енергії**

Основними завданнями при створенні комбінованих енергосистем на основі ВДЕ є забезпечення їх надійними акумуляторами енергії та створення ефективного допоміжного обладнання для зниження флуктуацій параметрів енергосистем і підтримання необхідних робочих параметрів, а також створення обладнання для автоматичного управління режимами їх роботи.

Оптимальне співвідношення окремих елементів у комбінованих енергетичних системах (КЕС) на основі ВДЕ визначається з урахуванням багатьох факторів, що впливають на роботу таких енергосистем.

Використання відновлюваних джерел енергії в конкретних КЕС на основі ВДЕ обумовлюється наступними факторами:

- ◆ рівнем забезпечення регіону (району, міста тощо) традиційними і відновлюваними джерелами енергії з урахуванням їх потенціалу;
- ◆ кліматометеорологічними умовами;
- ◆ структурою систем енергопостачання та енерговикористання;
- ◆ вимогами до якості електричної та теплової енергії;

- ◆ типом та параметрами навантаження;
- ◆ вимогами до погодинного графіка енергопостачання;
- ◆ економічними та екологічними факторами [6, 73].

Комбіновані енергетичні системи для житлових та промислових об'єктів при компоновці, відповідній даній кліматичній зоні, та при врахуванні всіх вищенаведених факторів достатньо ефективно в експлуатації по всій території України. При визначенні оптимальних складових та потужності енергетичного обладнання, що входить до складу різних КЕС, встановлено, що в середній та північній географічних зонах України недоцільно прагнути їх повної автономності – деяку частку енергопостачання (недостатню кількість енергії, виробленої енергоустановками на основі ВДЕ) більш доцільно компенсувати не збільшенням потужності енергетичного обладнання, а використанням традиційного палива. Для південних областей України, при застосуванні пасивного теплового акумулювання в літній час, можна досягти повної автономності таких об'єктів [72, 73].

Науково-технічними проблемами створення та дослідження комбінованих енергосистем на основі ВДЕ в Україні займаються вже більше 25 років – у Відділенні комплексних енергетичних систем на основі ВДЕ – з 1980 по 1987 рік при Київському політехнічному інституті, з 1987 по 2003 рік – в Інституті електродинаміки НАН України, з 2004 року – в Інституті відновлюваної енергетики НАН України. Ряд науково-технічних закладів та галузевих інститутів займаються окремими проблемами акумулювання енергії НВДЕ – наприклад, проблемами створення систем зберігання водню та використання його в автотранспорті займаються в Харківському Інституті проблем машинобудування НАН України.

Найбільш ефективним впровадженням комбінованих енергосистем на основі НВДЕ на найближчу перспективу є застосування їх у сільсько-подарських комплексах, індивідуальних фермерських господарствах, індивідуальних житлових та садових будинках, у пансіонатах, дитячих таборих та на віддалених від електромережі об'єктах (житла пастухів, військові об'єкти, окремі населені пункти та ін.).

На даному етапі першочерговою задачею є створення і впровадження вже розроблених комбінованих енергосистем у різних кліматичних зонах України з використанням рекомендацій, розроблених у результаті аналізу попередніх досліджень, проведення натурних досліджень, напрацювання і отримання конкретних результатів з метою визначення оптимальних технічних показників та режимів роботи енергетичних пристроїв, що входять до складу КЕС та всього комплексу в цілому.

У багатьох зарубіжних країнах розроблені та реалізуються національні програми щодо акумулювання теплової та електричної енергії, направлені на покращення експлуатаційних характеристик енергетичного обладнання на основі ВДЕ. Завдяки застосуванню надійних і ефективних систем акумулювання енергії підвищується стійкість енергосистем на основі ВДЕ, при цьому забезпечується не тільки стабільне і безперебійне енергопостачання

споживачів, але й підвищується коефіцієнт використання енергетичного обладнання за рахунок накопичення пікової та низькопотенціальної енергії, яка не може бути використана споживачем без відповідних перетворень.

У сучасній відновлюваній енергетиці все більше уваги приділяється якісним показникам енергії. При цьому великого значення набуває використання акумуляторів енергії, що забезпечують вирішення цілого ряду проблем накопичення, зберігання та перетворення енергії ВДЕ. Таким чином, актуальною стає проблема розробки і створення високоефективних засобів для акумулювання електричної та теплової енергії.

## 8.2 Акумулятори енергії відновлюваних джерел

Основними функціями акумуляторів енергії в енергосистемах на основі ВДЕ є:

- ◆ забезпечення безперервного енергопостачання споживачів за рахунок накопичення надлишкової енергії та подальшого її використання в періоди відсутності енергії або недостатнього енергозабезпечення;
- ◆ забезпечення оптимального режиму роботи джерел енергії і споживачів за рахунок вирівнювання коливань в енергосистемі;
- ◆ підвищення потенціалу енергії до необхідної якості при накопиченні низькопотенціальної енергії;
- ◆ перетворення енергії одного виду в інший, залежно від потреб споживачів.

Існує багато різновидів накопичувачів енергії. За призначенням вони поділяються на автономні та стаціонарні, за улаштуванням та видом накопичуваної енергії – на механічні, теплові, електричні та індуктивні.

За своєю природою акумулятори енергії можна розділити на два основних класи: хімічні та фізичні (рис. 8.1) [1, 6, 72]. Перші накопичують енергію за рахунок хімічних реакцій, другі – за рахунок фізичних явищ. Певною мірою до накопичувачів енергії можуть належати і природні енергоресурси, рослини та продукти харчування – усі вони є носіями енергії.

Акумулятори енергії за характером роботи поділяються на зворотні та незворотні. До зворотних або вторинних джерел належать накопичувачі, які здатні більше одного разу приймати і віддавати енергію. Якісні показники таких акумуляторів енергії визначаються кількістю можливих заряд-розрядних циклів. До незворотних (первинних) належать накопичувачі разового застосування, тобто вони здатні виконувати тільки один енергетичний цикл заряду-розряду. На рис. 8.1 від накопичувачів одноразового використання стрілка до виду енергії проходить в одному напрямі. Стрілки з подвійним напрямом позначають зворотні накопичувачі енергії, заряд і розряд накопичувача проходить вказаним видом енергії.

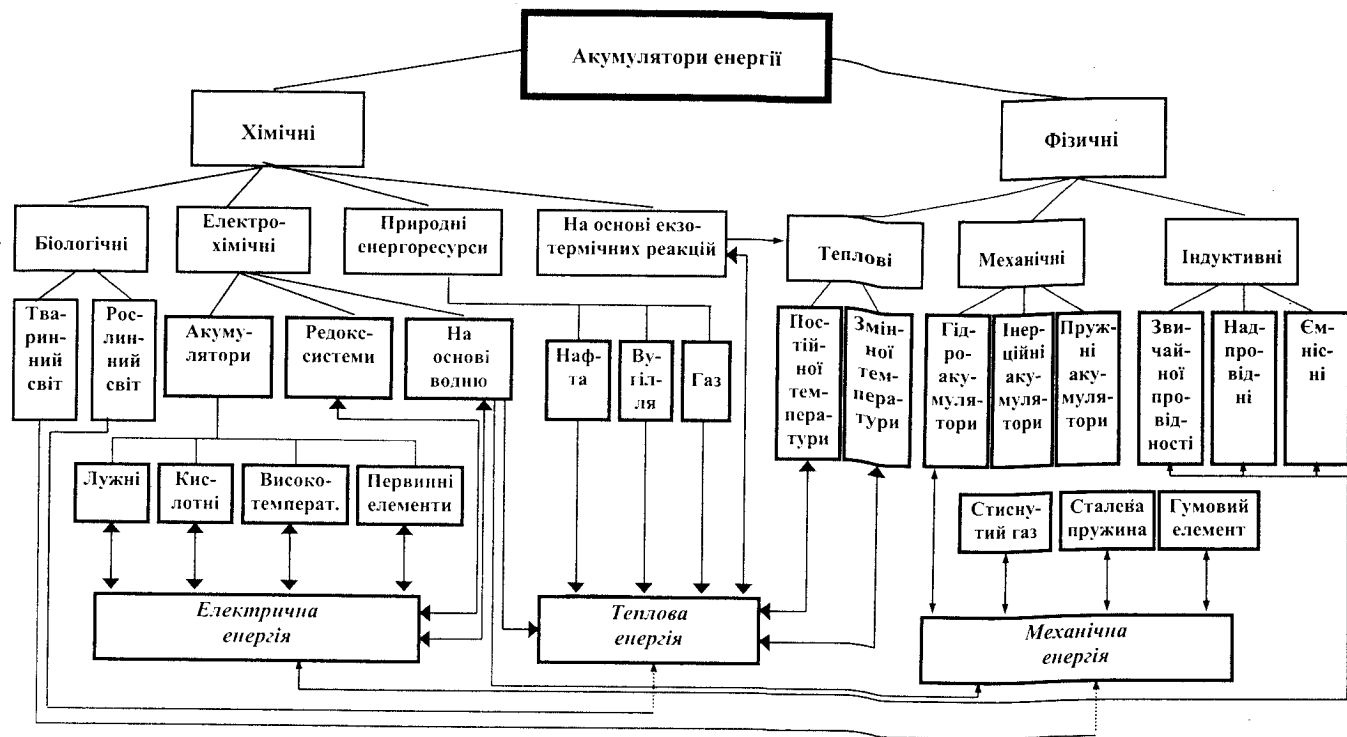


Рис. 8.1. Класифікація акумуляторів енергії

При виборі накопичувачів енергії для конкретної енергетичної системи необхідно в однаковій мірі враховувати енергетичні та експлуатаційні показники як обладнання на основі відновлюваних джерел і споживачів енергії, так і накопичувачів енергії. До основних характеристик належать: питома потужність, питома енергія, питома вартість накопичувача енергії, термін заряду-розряду, термін служби, ККД, саморозряд, безпека, простота обслуговування, вид виробленої та споживаної енергії.

У таблицях 8.1 та 8.2 наведені характеристики накопичувачів енергії та області їх ефективного застосування [1, 6]. Як видно, найбільш реальним на даний час для вітрової та сонячної енергетики є застосування електрохімічних і теплових акумуляторів енергії, а також систем акумуляування на основі водню. Механічні (інерційні) акумулятори енергії мають високі робочі характеристики, але їх застосування поки що обмежене рядом невирішених технічних проблем – підбір матеріалів, створення високоякісних підшипників, перетворення механічної енергії в інші види, висока вартість та інше.

Серед багатьох типів акумуляторів, що можуть бути використані в різних технічних системах, для застосування у відновлюваній енергетиці обираються такі, що за своїми властивостями та характеристиками найбільш придатні до роботи з обладнанням на основі ВДЕ.

Таблиця 8.1. Характеристики накопичувачів енергії

Акумулятори енергії	Питома енергія				Питома потужність, Вт/кг	ККД, %
	Теоретична		Реалізована			
	Вт·год/кг	Вт·год/л	Вт·год/кг	Вт·год/л		
Гідроакумулятори	0,27	0,27	0,2	0,2	0,5	65-75
Стиснене повітря (ступінь стиснення 66)	100	8	65-75	5-16	100	65-75
Маховики	10-570	160-1250	30-390	20-70	$7 \cdot 10^4$	70-85
Свинцеві акумулятори	70	740	26-50	30-70	100	50
Високотемпературні акумулятори	600-900	2000	100-220	70-180	220	70-80
Акумулятори з новими електролітами	480	2000	130	36-110	130	60-75
Акумуляуючі системи з ЕХГ	$3,7 \cdot 10^3$	$10^3$	$1,8 \cdot 10^3$	100	100	45
Редокс-системи	836	$2 \cdot 10^3$	5-15	18-72	3	60-75
Ємнісні акумулятори	4	10	$2 \cdot 10^{-4}$	$8 \cdot 10^{-2}$	$10^5 - 10^8$	30
Індуктивні акумулятори	4	0,1-0,4	0,1-0,4	2,8	$10^5$	25
Магнітні акумулятори	-	$2 \cdot 10^3$	-	-	$10^9$	25
Надпровідні акумулятори	20	50	$10^{-3}$	3-11	$5 \cdot 10^6$	80-95

Таблиця 8.2. Области застосування акумуляторів енергії

Області використання	Накопичувачі									
	Механічні			Хімічні				Індуктивні		
	гідро-акум.	стиснутий газ	інерційні	теплові акум.	ЕХ акумулятори	водневі ЕХГ	редокс системи	ємнісні	звич. провідн.	надпровідні
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Енергетика і транспорт</b>										
Електроенергетика	+	+	+	+	+	+	+	-	-	+
Електромобілі	-	-	+	-	+	+	-	-	-	-
Сонячна енергетика	-	-	+	+	+	+	+	-	-	-
Вітроенергетика	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-
Системи гарантованого живлення	-	-	+	-	+	+	-	-	-	-
<b>Наукові дослідження</b>										
Термоядерний синтез	-	-	+	-	+	-	-	+	+	+
Фізика плазми	-	-	+	-	+	-	-	+	+	+
Прискорювачі	-	-	+	-	+	-	-	+	+	+
Лазери	-	-	+	-	+	-	-	+	+	+
Аеродинаміка та астрофізика	-	-	+	-	+	-	-	+	+	+
Інші наукові дослідження (сейсмічні, магнітні тощо)	-	-	+	-	+	-	-	+	+	+
<b>Електротехнологія</b>										
Зварювання	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-
Електрогідравлічна обробка металів	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-
Магнітно-імпульсна обробка металів	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-
Електроіскрова обробка металів	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-
Електрохімічна обробка металів	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-
Ударні машини та інструмент, дроблення	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-
<b>Інші застосування</b>										
Радіолокація	-	-	-	-	+	-	-	+	+	-
Імпульс джерела світла	-	-	-	-	+	-	-	+	+	-
Телекомунікація	-	-	+	-	+	-	-	+	+	-
Атомна енергетика	-	-	+	+	+	+	-	-	-	-

## 8.2.1 Системи акумулювання електричної енергії

Системи акумулювання електричної енергії призначені для накопичення і зберігання електричної енергії, отриманої на об'єктах відновлюваної енергетики, та позапікової енергії промислової електромережі на об'єктах традиційної енергетики з подальшим електроживленням споживачів.

У світі зараз ведуться активні наукові пошуки шляхів удосконалення вже відомих та розробки нових акумуляторів енергії.

Науково-дослідні роботи щодо покращення характеристик електрохімічних лужних акумуляторів, що використовуються для акумулювання електричної енергії відновлюваних джерел, та оптимізації режимів їх експлуатації виконувались науковцями ІВЕ НАН України спільно зі спеціалістами технічного університету м. Брно [74]. В рамках цієї програми вирішувались наступні питання: вибір ефективних акумуляторів; оптимізація режимів заряду акумуляторів; розробка засобів та пристроїв для підтримки оптимальних режимів і умов експлуатації акумуляторів при роботі в енергосистемах з електрогенеруючим обладнанням на основі відновлюваних джерел енергії; розробка інструментів і методів експрес-аналізу стану окремих акумуляторів у ході тривалої експлуатації.

При роботі з електрогенеруючим обладнанням на основі ВДЕ системи акумулювання електричної енергії, працюючи в режимі постійного підзаряду, вивірюють добові коливання, що виникають у процесі експлуатації, і забезпечують стабільне живлення споживачів електроенергії. При роботі з промисловою електромережею системи акумулювання електричної енергії накопичують позапікову електроенергію в нічний час і забезпечують електроживлення споживачів у періоди відключення від неї.

Система акумулювання електричної енергії при застосуванні в комбінованих енергосистемах повинна відповідати таким вимогам:

- забезпечувати стабільне електроживлення споживачів електроенергії незалежно від періодичності роботи відновлюваних джерел енергії та в періоди відключення промислової електромережі;

- мати оптимальну енергоємність, що залежить від потреб енергосистеми в кожному конкретному випадку і забезпечується набором акумуляторів з послідовним або паралельним підключенням;

- забезпечувати необхідну робочу напругу та автоматичне регулювання режимами роботи.

Вибір марки електрохімічних акумуляторів проводиться на основі аналізу їх технічних характеристик, які повинні забезпечувати ефективну роботу систем акумулювання з енергетичним обладнанням на основі відновлюваних джерел енергії. Найбільш прийнятними для роботи в таких енергосистемах у даний час є лужні нікель-кадмієві акумулятори вітчизняного виробництва – за якісними показниками і терміном служби вони мають значні переваги в порівнянні з кислотними акумуляторами, що компенсує їх вищу вартість. Однак, у певних випадках цілком виправданим є застосування кислотних



свинцевих, зокрема, герметичних акумуляторів в енергосистемах на основі відновлюваних джерел енергії [1].

При визначенні енергоємності акумуляторної батареї необхідно орієнтуватися на створення резервного запасу електроенергії для стабільного живлення споживачів; розрахунки проводяться або уточнюються в кожному окремому випадку. Необхідна енергоємність забезпечується набором певної кількості акумуляторів у певному їх підключенні – послідовному чи паралельному.

На даний час майже всі енергетичні системи на основі ВДЕ комплектуються свинцевими або лужними акумуляторними батареями, які випускаються промисловими підприємствами.

Два варіанти стандартної системи акумуляювання електричної енергії на основі кислотних та лужних акумуляторів, розробленої для резервного живлення споживачів електроенергії на об'єктах відновлюваної та традиційної енергетики представлено нижче [1, 74]:

– акумуляторна батарея на основі лужних нікель-кадмієвих акумуляторів 5НК-80, що складається з п'яти послідовно з'єднаних елементів із напругою 1,2 В кожний. Блок із двох акумуляторних батарей забезпечує при розряді робочу напругу 12 В, номінальна ємність становить 80 А·год. Номінальна ємність  $C_{10}$  визначається при розряді струмом, що дорівнює  $0,1C_{10}$ ; енергоємність – 960 Вт·год;

– акумуляторна батарея на основі кислотних свинцевих акумуляторів, що складається з шести послідовно з'єднаних елементів з напругою 2 В кожний; така батарея забезпечує при розряді робочу напругу 12 В, номінальна ємність становить 55 А·год при 20-годинному режимі розряду, енергоємність – 660 Вт·год.

Для забезпечення необхідних параметрів електроенергії в схему системи акумуляювання електричної енергії включається зарядний випрямляч.

Визначено, що вказані вище акумуляторні батареї протягом 3-5 годин забезпечують нормальний робочий режим роботи споживачів електроенергії (телевізор, три електролампи, радіоприймач) із загальним набором потужності 200 Вт.

У результаті лабораторних досліджень електрохімічних акумуляторів визначено оптимальні режими роботи акумуляторних батарей із обладнанням відновлюваної енергетики та встановлено обмеження по верхній та нижній межі заряду та розряду акумуляторів при автоматизованому керуванні режимами роботи енергосистем. Для забезпечення оптимальних режимів експлуатації системи акумуляювання електричної енергії визначено величини граничних напруг, у межах яких необхідно проводити цикли заряду-розряду електрохімічних акумуляторів [1, 74]: для лужних акумуляторів верхня межа – 16,5 В, нижня – 12 В; для кислотних акумуляторів верхня межа – 14,5 В, нижня – 12 В.

Ці характеристики були використані при розробці приладу автоматизованого керування режимами роботи системи акумуляювання електричної

енергії типу "Пауза", що виконує такі функції: підключає акумулятори до зарядного пристрою, якщо напруга на акумуляторах нижча норми; відключає акумуляторну батарею від зарядного пристрою при досягненні заданої величини напруги (верхньої межі); при відсутності електроенергії в електромережі підключає споживачів на живлення від системи акумуляування електроенергії; при появі електроенергії в мережі відключає споживачів від системи акумуляування електричної енергії. Універсальний прилад "Пауза У", який має більш широкі функції та призначений для контролю і управління процесом заряду акумуляторів, як лужних, так і кислотних, від відновлюваних джерел енергії, таких як вітроустановка і фотобатарея, або від мережі змінного струму (~220 В, 50 Гц) [6, 74].

Перелік об'єктів, на яких рекомендовано застосування систем акумуляування електричної енергії для резервного електроживлення споживачів, представлено нижче.

1. Електрогенеруюче обладнання відновлюваної енергетики: вітроелектричні установки і вітроелектростанції; сонячні фотоелектричні перетворювачі.

2. Промислові об'єкти: відділення зв'язку (телефон, телеграф, електронна пошта); дизель-генераторні станції; комп'ютеризовані установи; об'єкти з безперервним технологічним циклом; автотранспортні господарства; міський електротранспорт; нафто- і газопроводи (системи катодного захисту і радіозв'язку); сільськогосподарські об'єкти (пасовища, літні табори, ферми); житлово-комунальні господарства.

3. Об'єкти відпочинку: дитячі табори; пансіонати, санаторії; дачні будинки.

4. Житлові об'єкти: сільські будинки; міські будівлі; фермерські господарства.

5. Військові об'єкти.

6. Медичні установи: відділення невідкладної допомоги; хірургічні відділення; реанімаційні відділення; пологові будинки.

## 8.2.2 Системи акумуляування теплової енергії

Однією з актуальних проблем відновлюваної енергетики є проблема акумуляування теплової енергії, в першу чергу, в сонячній теплоенергетиці; теплові акумулятори також ефективно використовуються в комплексі з вітроелектричними агрегатами, фотобатареями та в традиційній енергетиці для зняття пікових навантажень.

Теплове акумуляування – це фізичні або хімічні процеси, за допомогою яких відбувається накопичення тепла в тепловому акумуляторі енергії. Тепловими акумуляторами (ТА) називають пристрої, які забезпечують зворотні процеси накопичення, зберігання та віддачі теплової енергії відповідно до потреб споживача.

Акумуляування тепла в різних енергосистемах проводиться з метою забезпечення потреб опалення та гарячого водопостачання.

Акумуляування тепла в будь-якій водонагрівальній системі дозволяє пристосувати її до умов попиту на гарячу воду, що змінюється протягом доби. Застосування різних засобів для накопичення енергії при використанні

сонячних енергетичних установок дозволяє також подолати проблему, пов'язану з нерівномірною інтенсивністю сонячної енергії протягом доби. Навіть в умовах безхмарного неба необхідну кількість енергії при відповідній температурі рідини можна отримати тільки протягом кількох годин до і після полудня. Наприклад, сонячні енергетичні установки, що призначені для опалення приміщень, підтримують температуру теплоносія на рівні 60°C лише близько трьох годин на добу. Оскільки в подібних системах періоди споживання і отримання енергії не співпадають, то очевидно, що накопичувати її необхідно в одні періоди доби, а використовувати – в інші.

Практична реалізація різних типів теплових акумуляторів пов'язана в першу чергу з визначенням їх оптимальних робочих характеристик, з вибором недорогих і ефективних конструкційних матеріалів і теплоакumuлюючих середовищ. Ефективність теплового акумулятора за інших рівних умов визначається масою та об'ємом теплоакumuлюючого матеріалу (ТАМ), необхідного для забезпечення заданих параметрів процесу [1, 74].

Класифікація теплових акумуляторів проводиться за кількома головними ознаками:

- ◆ за природою акумулявання:
  - ◇ теплоємнісні (ТЄА),
  - ◇ акумулятори з фазовим переходом (АФП),
  - ◇ термохімічні акумулятори (ТХА);
- ◆ за рівнем робочих температур:
  - ◇ низькотемпературні (до 100°C) ТА,
  - ◇ середньотемпературні (від 100 до 400°C) ТА,
  - ◇ високотемпературні (вище 400°C) ТА;
- ◆ за тривалістю періоду заряду-розряду ТА:
  - ◇ короткострокові (до 3-х діб),
  - ◇ середньострокові (до 1 місяця),
  - ◇ міжсезонні (до 1 півріччя).

Вибір та конструювання теплових акумуляторів проводиться з урахуванням потреб і параметрів енергосистеми та споживача теплової енергії. Як правило, у відновлюваній енергетиці використовуються короткострокові або середньострокові низькотемпературні теплоємнісні акумулятори або акумулятори з фазовим переходом.

З огляду на акумуляуюче і теплообмінне середовище, застосоване в теплому акумуляторі, можна визначити такі основні різновиди теплового акумулявання:

- ◆ пряме акумулявання теплової енергії – акумуляуючим і теплообмінним є одне й теж середовище; акумуляуюче середовище може бути твердим, рідким, газоподібним або двофазним (рідина + газ);
- ◆ непряме акумулявання – енергія акумуляується тільки через теплообмін (наприклад, теплопровідністю через стінки резервуару) або в результаті масообміну спеціального теплообмінного середовища (в рідкому, двофазному або газоподібному стані). Акумуляуюче середовище може бути твердим, рідким

або газоподібним, процес може протікати без фазового переходу або з фазовим переходом ("тверде тіло – тверде тіло", "тверде тіло – рідина", "рідина – пара");

♦ напівпряме акумулювання – процес проходить як у другому випадку, за виключенням того, що акумулююча сміть теплообмінного середовища відіграє значну роль;

♦ сорбційне акумулювання – в цьому випадку використовується здатність деяких акумулюючих середовищ абсорбувати гази з виділенням або поглинанням тепла при десорбції газу. Передача енергії може відбуватися безпосередньо в формі тепла або за допомогою газу [1, 75].

Широкий спектр проблем при застосуванні акумуляторів тепла і велика різноманітність методів акумулювання приводять до використання різних технічних рішень, причому для кожного конкретного випадку впровадження ТА в енергетичну систему на основі відновлюваних джерел енергії необхідно проводити детальні дослідження і розрахунки.

Акумулювання тепла за рахунок теплоємності найменш ефективне; в даному випадку досить низька теплоємність багатьох теплоакumuлюючих матеріалів (ТАМ) повинна компенсуватися використанням їх значних об'ємів; розряд акумуляторів характеризується змінною температурою. Ці акумулятори ще називаються теплоємнісі (ТСА), тому що їх робота базується на використанні теплоємнісних характеристик різних твердих і рідких речовин.

Акумулятори, які використовують теплові ефекти зворотних фазових переходів (АФП), характеризуються більш високою густиною тепла при малому об'ємі теплоакumuлюючих матеріалів і практично постійною температурою розряду. Метод характеризується наступними недоліками: по-перше, вартість ТАМів із фазовим переходом вище вартості традиційних теплоємнісних матеріалів (каміння, вода, гравій); по-друге, теплообмін в АФП потребує наявності розвиненої поверхні теплопередачі, що значно збільшує їх вартість. Тому при виборі ТАМів повинна враховуватися не тільки їх вартість, але й вартість пристрою АФП із урахуванням доступності хімікатів та конструкційних матеріалів.

Густина енергії в акумуляторах, які використовують зворотні хімічні реакції (так звані термохімічні акумулятори – ТХА), вища за густина енергії в АФП і значно вища, ніж в ТСА. Принцип роботи ТХА оснований на акумулюванні енергії, що поглинається і звільняється при розриві та створенні молекулярних зв'язків у повністю зворотних хімічних реакціях. При створенні ТХА є значні труднощі, обумовлені невеликим числом дешевих хімічних сполук і виділенням у процесі хімічних реакцій газів [1, 34, 76].

Таким чином, на практиці широко використовуються теплоємнісі акумулятори та акумулятори з фазовим переходом. Їх можна рекомендувати для будь-яких процесів, як для промисловості з використанням значних об'ємів, так і в індивідуальних господарствах і технологічних процесах. Акумулятори ТХА можуть бути рекомендовані лише в певних випадках із використанням безпечних технологій [1, 76].

Для створення ефективних теплових акумуляторів необхідне вирішення таких першочергових завдань:

– розроблення теплоакумуючих матеріалів з високими питомими енергетичними характеристиками, великим ресурсом роботи і широким діапазоном робочих температур;

– вибір конструкційних матеріалів з високими теплотехнічними і корозійностійкими характеристиками;

– створення оптимальних конструкцій ТА залежно від функціонального призначення, джерела енергії та потреб споживачів.

При виборі робочих речовин для теплових акумуляторів необхідно враховувати енергетичні та експлуатаційні характеристики як джерела енергії, так і самого акумулятора. Основними робочими характеристиками ТАМів є: питома енергія, робочий діапазон температур, стабільність і безпека в роботі, низька корозійна агресивність, недефіцитність і невисока вартість. При використанні гідратів звертають увагу на їх здатність прислудувати і втрачати молекулу води при нагріванні та охолодженні.

Залежно від ряду факторів, теплової акумулятор може мати постійні або змінні показники маси, об'єму і тиску.

Постійна маси ( $dm_{ак} = 0$ ) – як правило, для випадку непрямого акумулявання, однак є можливою і для прямого акумулявання, якщо переміщувана частина маси після охолодження (розряд ТА) або нагріву (заряд ТА) повністю повертається в акумулятор.

Змінна маси ( $dm_{ак} \neq 0$ ) – завжди у випадку прямого акумулявання.

Постійний об'єм ( $dV_{ак} = 0$ ) – для випадку акумулявання в закритих (або з малими змінами об'єму) резервуарах.

Змінний об'єм ( $dV_{ак} \neq 0$ ) – для випадку акумулявання в умовах атмосферного тиску або зі спеціальним компресійним обладнанням.

Всі варіанти практичного застосування ТА можна розбити на наступні основні групи:

– пасивне акумулявання, тобто пряме акумулявання теплової енергії безпосередньо конструкціями будівель;

– активне акумулявання – це акумулявання теплової енергії за допомогою спеціальних пристроїв, які накопичують, зберігають і віддають енергію;

– комбіноване активне та пасивне акумулявання.

Пасивне акумулявання знаходить застосування в основному в сонячній енергетиці та деяких технологічних процесах, активне акумулявання – в різних енергосистемах традиційної та відновлюваної енергетики. Найбільш ефективними при відповідній розробці можуть бути комбіновані системи акумулявання теплової енергії.

У ряді зарубіжних країн вже розроблені та реалізуються національні програми щодо акумулявання теплової енергії. Вони направлені на економію енергії та заміну дефіцитного органічного палива за рахунок освоєння технологій акумулявання тепла та холоду для їх зберігання протягом певного часу і подальшого використання. Основний об'єм науково-технічних розробок

на даний час припадає на акумулятори тепла з фазовим переходом та теплоємнісні акумулятори. Незважаючи на значні технологічні труднощі, проводяться наукові розробки в напрямку створення ефективних хімічних акумуляторів тепла.

### 8.2.2.1 Акумулювання тепла з використанням фазового переходу

Під акумулюванням на основі теплоти фазового переходу в більшості випадків розуміють акумулювання теплоти плавлення. Часто в доповнення до теплоти фазового переходу пропонують використовувати теплоту нагріву (внутрішню енергію) рідини або твердої фази. Це збільшує ємність акумулятора, але позбавляє можливості використовувати переваги теплопостачання при постійній температурі.

Системи акумулювання теплової енергії, основані на використанні теплоти фазового переходу, активно досліджуються, але багато з них у даний час знаходяться ще на стадії розробки та впровадження. Їх головними перевагами є висока теплоємність, постійна робоча температура та низький тиск; недоліками – досить низька стабільність більшості ТАМів з фазовим переходом та ускладнення конструкції теплового акумулятора, необхідність вирішення проблеми теплообміну з акумулюючим середовищем.

В останній час у тепловому акумулюванні в інтервалі температур до 100°C для теплоакумулюючих матеріалів з фазовим переходом зазвичай пропонують використання кристалогідратів. Однак кристалогідрати мають у своєму складі воду, внаслідок чого є недостатньо стабільними – максимальним для кристалогідратів є 50 робочих циклів заряду-розряду. При подальшій експлуатації змінюються їх фізико-хімічні та теплофізичні характеристики, що призводить до виходу з ладу теплового акумулятора, в якому вони застосовуються [74].

Акумулятор на основі теплоти фазового переходу відноситься до систем із постійним тиском та масою; зміни об'єму ТАМів з фазовим переходом, що відбуваються в процесі проведення циклів плавлення-затвердіння, як правило, досить незначні.

У таблиці 8.3 представлено ряд теплоакумулюючих матеріалів, здатних накопичувати тепло за рахунок фазових переходів, та їх основні теплофізичні та енергетичні характеристики. Основні теплофізичні та енергетичні характеристики ТАМів-кристалогідратів наведено в таблиці 8.4. Поняття "питома енергія" – це питома енергосмність на одиницю маси або об'єму, що включає теплоту фазового переходу і теплоту, накопичену за рахунок теплоємності до досягнення температури плавлення [1, 6, 74].

Таблиця 8.3. Характеристики теплоакумуючих матеріалів з фазовим переходом

Теплоакумуючий матеріал	Температура фазового переходу, °С	Питома енергія, Вт·год/кг	Теплоакумуючий матеріал	Температура фазового переходу, °С	Питома енергія, Вт·год/кг
H <sub>2</sub> O (плавлення)	0	93	LiF(67%)·MgF <sub>2</sub> (33%)	746	380
CaCl <sub>2</sub> (41%)·MgCl <sub>2</sub> (10%)·H <sub>2</sub> O(49%)	25	49	NaCl	800	160
Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> ·4H <sub>2</sub> O	42	39	NaF(75%)·MgF <sub>2</sub> (25%)	832	234
NH <sub>2</sub> CONH <sub>2</sub> (46%)·NH <sub>4</sub> NO <sub>3</sub> (54%)	46	48	LiF	850	290
Mg(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> ·6H <sub>2</sub> OAl(NO <sub>3</sub> ) <sub>3</sub> ·9H <sub>2</sub> O	61	41	NaF	1000	220
CH <sub>3</sub> CONH <sub>2</sub> (17%)·C <sub>17</sub> H <sub>35</sub> COOH(83%)	65	61	Mg <sub>2</sub> Si	1106	230
Na <sub>3</sub> PO <sub>4</sub> ·12H <sub>2</sub> O	73	64	MgF <sub>2</sub>	1263	255
NH <sub>4</sub> SCN	88	12	Br	1282	420
H <sub>2</sub> O (випаровування)	100	630	CoSi <sub>2</sub>	1327	240
NaNO <sub>3</sub> (7%)·NaNO <sub>2</sub> (40%)·KNO <sub>3</sub> (53%)	140	160	3BeO/2CaO	1417	260
NaOH	320	375	Si	1427	495
LiF(44%)·NaF(12%)·KF(40%)·MgF <sub>2</sub> (4%)	444	447	TiSi <sub>2</sub>	1545	310
NaCl/CaCl <sub>2</sub>	500	200	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> /2BeO/4TiO <sub>2</sub>	1618	275
Li <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	575	58	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> /4BeO/4MgO	1645	400
Al	660	111	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> /4BeO/MgO	1760	425
LiH	686	744	3BeO/2MgO	1880	580

Таблиця 8.4. Характеристики кристалогідратів

Речовина	Хімічна формула речовини	Температура плавлення, °C	Теплота ієння		Густина, кг/м <sup>3</sup>
			Вт·год/кг	Вт·год/кг	
1. Натрій ацетат	Na <sub>2</sub> C <sub>2</sub> H <sub>3</sub> O <sub>2</sub> ·3H <sub>2</sub> O	58	212,4	75,67	1450
2. Галун алюмоамонійний	NH <sub>4</sub> Al(SO <sub>4</sub> ) <sub>2</sub> ·12H <sub>2</sub> O	93,5	285,8	79,39	1640
3. Галун алюмокалієвий	KAl(SO <sub>4</sub> ) <sub>2</sub> ·12H <sub>2</sub> O	92	254,3	70,64	1750
4. Калій-натрій виннокислий	KNaC <sub>4</sub> H <sub>4</sub> O <sub>6</sub> ·4H <sub>2</sub> O	70-80	181,4	50,39	1790
5. Кобальт азотнокислий	Co(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> ·6H <sub>2</sub> O	бл.55	122,3	33,97	1870
6. Натрій борнокислий (тетраборат)	Na <sub>2</sub> B <sub>4</sub> O <sub>7</sub> ·10H <sub>2</sub> O	84	71,6	19,89	2520
7. Магній сірчанокислий	MgSO <sub>4</sub> ·7H <sub>2</sub> O	бл.55	41,5	11,53	1680
8. Алюміній азотнокислий	Al(NO <sub>3</sub> ) <sub>3</sub> ·7H <sub>2</sub> O	70	155,03	43,06	-
9. Магній азотнокислий	Mg(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> ·6H <sub>2</sub> O	95	160,1	44,47	1500
10. Нікель азотнокислий	Ni(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> ·6H <sub>2</sub> O	55,6	152,5	42,36	2050
11. Натрій тіосульфат	Na <sub>2</sub> S <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ·5H <sub>2</sub> O	47,8-48,9	209,5	58,19	1690
12. Натрій сірчанокислий (глау-берова сіль)	Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> ·10H <sub>2</sub> O	32,2	251,4	59,83	1554
13. Натрій вуглекислий	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> ·10H <sub>2</sub> O	22-36,1	247,6	68,78	1442
14. Натрій фосфорнокислий двозаміщений	Na <sub>2</sub> HPO <sub>4</sub> ·12H <sub>2</sub> O	34,4	279,9	77,75	1520
15. Хлорид заліза	FeCl <sub>3</sub> ·6H <sub>2</sub> O	36,0	223,3	62,03	1600
16. Кальцій хлористий	CaCl <sub>2</sub> ·6H <sub>2</sub> O	28,9-38,9	174,3	48,42	1634

Основні характеристики ТАМів-органічних сполук представлені в таблиці 8.5 [1].

Таблиця 8.5. Характеристики ТАМів-органічних сполук

Речовина	Температура плавлення, °C	Теплота плавлення		Густина, кг/м <sup>3</sup>
		10 <sup>3</sup> Дж/кг	Вт год/кг	
Міристинова кислота, C <sub>14</sub>	58	203,6	56,56	962,2
Маргаринава кислота, C <sub>17</sub>	68	216,6	60,17	857,8
Стеаринова кислота, C <sub>18</sub>	70	181,8	50,5	847,0
Парафін високоплавкий, C <sub>32</sub>	73	212,0	58,89	781,4
Церезинова фракція	70-80	165,1	45,86	870,0
Парафін, C <sub>24</sub>	~51,1	141,2	39,22	778,6
Парафін, C <sub>14</sub> -C <sub>16</sub>	51,6	150,8	41,89	764-777

Ефективне акумулююче середовище на основі фазового переходу повинне мати наступні властивості:

- висока ентальпія фазового переходу та густина;
- зручна для експлуатаційних умов температура плавлення;
- висока теплоємність у твердій та рідкій фазах;
- висока теплопровідність у твердій та рідкій фазах;



- відсутність тенденції до розшарування теплоакумуючого матеріалу, його температурна стабільність;
- відсутність можливості переохолодження при затвердінні та перегріву при плавленні;
- низьке термічне розширення та незначні зміни об'єму при плавленні;
- слабка хімічна активність, що дозволяє використовувати недорогі конструкційні матеріали для виготовлення теплових акумуляторів та допоміжного обладнання;
- безпека (відсутність отруйних парів, а також небезпечних реакцій з робочим або теплообмінним середовищем);
- великий ресурс роботи.

При нагріванні гідратних солей від кімнатної температури до температури плавлення втрата ваги зразків за рахунок втрати молекул води становить 1-2,5%. Проводяться роботи в напрямку стабілізації фізико-хімічних характеристик кристалогідратів та збільшення строку служби – в основному за рахунок стабілізуючих домішок. Для теплових акумуляторів, які використовують приховану теплоту плавлення, запропоновано спосіб стимулювання кристалізації, суть якого полягає в формуванні та захваті кристалічних зародків під тиском із подальшим їх контактуванням з рідкою фазою [35].

У якості теплоакуючих матеріалів з фазовим переходом використовуються як моноскладові, так і поліскладові матеріали.

Застосування бінарних систем у якості теплоакуючих матеріалів може забезпечити деякі переваги:

- точку плавлення можна вибрати зміною кількісного співвідношення солей у суміші;
- висока густина енергії може бути досягнута навіть при низьких температурах плавлення;
- високовартісні речовини з високими теплоакуючими властивостями можуть бути використані в суміші з дешевими, при цьому теплоємність залишається майже незмінною.

Бінарні системи при їх використанні в теплових акумуляторах повинні плавитись та затвердівати аналогічно гомогенній чистій речовині. Цій умові відповідають два типи спеціальних складів сумішей – евтектична і дистектична.

Евтектичний склад суміші ТАМів представлений самою нижньою точкою на діаграмах плавлення; навіть при невеликому відхиленні складу суміші від евтектичного спостерігається підвищення температури плавлення. Дистектичний склад – це суміш зі стехіометричним складом, що створює змішану фазу (хімічний склад); суміш такого складу поводить майже як чиста речовина.

Теоретичні та експериментальні дослідження показали перспективність використання ТАМів на основі фазового переходу, які не мають у своєму складі кристалізаційної води. Запропоновано цілий ряд нових ефективних теплоакуючих матеріалів з високими енергетичними показниками та

широким діапазоном робочих температур, основою яких є евтектичні суміші нітратів лужних металів. До складу нових теплоакумуючих матеріалів входять подвійні та потрійні евтектичні суміші нітратів лужних металів із добавками ацетаміду (АА) або карбаміду (КА) в різному процентному співвідношенні. Основні робочі фізико-хімічні та енергетичні характеристики нових теплоакумуючих матеріалів на основі евтектичних сумішей нітратів лужних металів наведені в таблиці 8.6. Фізико-хімічні та енергетичні характеристики теплоакумуючих речовин (температура плавлення, теплота фазового переходу, питома теплоємність, теплопровідність) та корозійна стійкість конструкційних матеріалів для ТА визначались відповідно до стандартних методик [72,74].

Нітрати солей, що входять до складу евтектичних сумішей, мають термічну стійкість, достатньо високу при застосуванні в низькотемпературних системах акумуляції, які, в основному, використовуються у відновлюваній енергетиці. Так нітрат літію ( $\text{LiNO}_3$ ) починає розкладатися при температурах вище  $600^\circ\text{C}$ , нітрат натрію ( $\text{NaNO}_3$ ) і нітрат калію ( $\text{KNO}_3$ ) – при температурах вище  $400^\circ\text{C}$ . Температура розкладу карбаміду дещо нижча –  $150^\circ\text{C}$ , однак у системах акумуляції з робочою температурою до  $100^\circ\text{C}$  його застосування вважається цілком прийнятним.

Таблиця 8.6. Характеристики теплоакумуючих матеріалів на основі евтектичних сумішей нітратів лужних металів

№ пп	ТАМ, склад і процентне масове співвідношення	Темпе- ратура плав- лення, $^\circ\text{C}$	Пито- ма вага, $\text{г/см}^3$	Тепло- ємність до фазового переходу, $\text{Вт}\cdot\text{год/кг}$	Теплота фазового переходу, $\text{Вт}\cdot\text{год/кг}$	Питома енергія	
						$\text{Вт}\cdot\text{год/кг}$	$\text{Вт}\cdot\text{год/л}$
1.	$\text{K}_2\text{NaLi/NO}_3+\text{KA}(20\%-80\%)$	87	1,46	19,1	43,2	62,3	90,9
2.	$\text{K}_2\text{NaLi/NO}_3+\text{KA}(50\%-50\%)$	30	1,68	4,7	40,4	45,1	75,9
3.	$\text{K}_2\text{NaLi/NO}_3+\text{KA}(30\%-70\%)$	78	1,58	29,9	40,3	70,2	110,9
4.	$\text{K}_2\text{NaLi/NO}_3+\text{KA}(40\%-60\%)$	63	1,71	22,6	47,0	69,6	119
5.	$\text{K}_2\text{NaLi/NO}_3+\text{AA}(30\%-70\%)$	48	1,48	13,5	56,1	59,6	103,2
6.	$\text{K}_2\text{NaLi/NO}_3+\text{AA}(40\%-60\%)$	33	1,34	5,0	43,3	48,3	64,7
7.	$\text{K}_2\text{Na/NO}_3+\text{AA}(13\%-87\%)$	28	1,32	0,9	43,8	44,7	59
8.	$\text{K}_2\text{Na/NO}_3+\text{KA}(15\%-85\%)$	115	1,49	35,4	31,4	66,8	99,5
9.	$\text{NaNO}_3+\text{NaNO}_2+\text{KNO}_3(40\%+7\%+53\%)$	90	1,26	15,8	36,6	52,4	118,4
10.	$\text{K}_2\text{Na}_2\text{NH}_4\text{NO}_3+\text{KA}(80\%-20\%)$	75	1,51	18,1	45,2	60,4	91,2
11.	$\text{K}_2\text{Na}_2\text{NH}_4\text{NO}_3+\text{KA}(60\%-40\%)$	35	1,64	4,9	41,3	44,2	72,4
12.	$\text{K}_2\text{Na}_2\text{NH}_4\text{NO}_3+\text{KA}(50\%-50\%)$	45	1,43	12,8	54,8	65,4	93,5
13.	$\text{K}_2\text{Na}_2\text{NH}_4\text{NO}_3+\text{KA}(20\%-80\%)$	100	1,47	34,6	30,2	62,8	92,4
14.	$\text{K}_2\text{Na}_2\text{NH}_4\text{NO}_3+\text{AA}(70\%-30\%)$	84	1,45	18,9	40,1	69,2	100,3
15.	$\text{K}_2\text{Na}_2\text{NH}_4\text{NO}_3+\text{AA}(40\%-60\%)$	51	1,46	13,8	56,5	70,1	102,3
16.	$\text{K}_2\text{Na}_2\text{NH}_4\text{NO}_3+\text{AA}(20\%-80\%)$	60	1,68	21,5	48,6	77,4	111,5

На основі нітратних солей лужних металів розроблені також суміші для акумуляції холоду. В результаті експериментальних досліджень отримано достатньо ефективні матеріали для акумуляторів холоду, основні робочі характеристики яких представлено в таблиці 8.7 [74].

Таблиця 8.7. Характеристики матеріалів для акумуляторів холоду

№п/п	Склад суміші солей і карбаміду	Температура кристалізації, °С	Питома холодоємність, Вт·год/кг·°С	Холодоємність фазового переходу	
				Вт·год/кг	Вт·год/л
1.	K,Na,NH <sub>4</sub> /NO <sub>3</sub> +КА (60:40)	-18	0,68	19,9	34
		-16	0,43	12,7	21,7
		-16	0,37	11	18,9
		-25	0,26	9,3	15,9
2	K,Na,NH <sub>4</sub> /NO <sub>3</sub> +КА (70:30)	-18	0,36	12	19,2

Як видно, теплоакумуючі матеріали, створені на основі евтектичних сумішей солей лужних металів, мають високі енергетичні характеристики, достатній діапазон робочих температур. Визначення стабільності ТАМів проводилось виконанням циклів "плавлення-кристалізація", практично всі запропоновані ТАМи витримали більше 5000 циклів заряду-розряду, при цьому змін їх фізико-хімічних характеристик не спостерігалось [74].

З метою вибору конструкційних матеріалів для побудови теплових акумуляторів були проведені дослідження корозійної стійкості ряду матеріалів (сталі СТ-3 та 15-ХН, сплави алюмінію – Д16Т, АМТ-7М, АМЦ та міді – МО) в умовах, що моделювали робочі цикли заряду-розряду теплових акумуляторів. Результати досліджень корозійної стійкості найбільш прийнятних для виготовлення теплових акумуляторів конструкційних матеріалів у запропонованих теплоакумуючих середовищах представлені в таблиці 8.8 [74].

Таблиця 8.8. Характеристики корозійної стійкості конструкційних матеріалів для теплових акумуляторів

Теплоакумуюче (корозійне) середовище, % склад	Марка зразків	Ваговий показник корозії г/м <sup>2</sup> ·год	Глибинний показник корозії, мм/год	Характеристика мегалу	Бал
1. K,Na,Li/NO <sub>3</sub> -карбамід (40:60)	МО	0,0030	0,003	Стійкий	4
	Д16Т	0,015	0,005	Стійкий	5
	АМТ-7М	0,016	0,055	Стійкий	5
	АМЦ	0,0216	0,070	Стійкий	5
	СТ-3	0,0035	0,004	Вельми стійкий	2
	15-ХН	0,0014	0,002	Вельми стійкий	2
2. K,Na,Li/NO <sub>3</sub> -ацетамід (20:80)	МО	0,058	0,057	Стійкий	5
	Д16Т	0,0042	0,014	Стійкий	4
	АМТ-7М	0,0125	0,042	Стійкий	4
	АМЦ	0,0266	0,089	Стійкий	5
	СТ-3	0,0076	0,009	Вельми стійкий	3
	15-ХН	0,0042	0,005	Вельми стійкий	2
3. K,Na,Li/NO <sub>3</sub> -ацетамід (30:70)	МО	0,0509	0,049	Стійкий	4
	Д16Т	0,005	0,016	Стійкий	4
	АМТ-7М	0,0091	0,031	Стійкий	4
	АМЦ	0,0192	0,064	Стійкий	5
	СТ-3	0,0088	0,10	Вельми стійкий	3
	15-ХН	0,0048	0,005	Вельми стійкий	3

Досліджувані конструкційні матеріали достатньо стійкі в розплавах теплоакумуючих сумішей. Найбільш доступним, дешевим і при цьому достатньо стійким є СТ-3. В апаратурному оформленні можуть бути використані мідь, алюміній та їх сплави.

Проведено експериментальні дослідження, направлені на розробку теплоакумуючих матеріалів з використанням солей вітчизняного виробництва, більш дешевих, ніж попередні і з відповідними їм фізико-хімічними та енергетичними характеристиками. Результати досліджень у галузі теплового акумулювання були використані при розробці та створенні ряду теплових акумуляторів та систем акумулювання теплової енергії.

### 8.2.2.2 Низькотемпературне акумулювання

Акумулювання з використанням енергії фазового переходу (заморожування води при 0°C) є ефективним методом низькотемпературного акумулювання.

Розроблено різні системи акумулювання із заморожуванням води, що застосовуються в багатьох державах. Акумулювання енергії через лід особливо вигідне в кліматичних зонах, де навантаження на охолодження в літній час можна порівняти з навантаженням на обігрівання взимку, що припускає річне циклування, тобто ефективно подвійне використання системи акумулювання.

В США розроблено енергетичну систему з річним циклом. Тепловий насос забезпечує теплопостачання будинку від водяного резервуара смістю 70 м<sup>3</sup>. Взимку вода замерзає, акумулюючи холод, що використовується для охолодження влітку. Після того, як весь лід розтане, тепловий насос працює в нічний час, відводячи тепло через зовнішній теплообмінник і наморожує лід для потреб наступного дня. В цьому режимі акумулятор працює як короткостроковий акумулятор холоду. В місцевостях із холодним кліматом, де потреби в теплі перевищують потреби в охолодженні, для системи теплового акумулювання енергії ТАЕ необхідне додаткове джерело тепла, наприклад, у вигляді простих сонячних панелей, що працюють при низькій температурі. Гаряча вода для домашніх потреб виробляється в охолоджувачі пари, що виходить із компресора системи. За допомогою такого пристрою можна забезпечити температуру води, що перевищує температуру конденсації охолоджувача [1, 6]. Експерименти показали, що річна економія електроенергії при використанні описаної системи досягає 50% в порівнянні з системою обігрівання електроенергією взимку і електричним кондиціонуванням влітку.

## 8.3 Воднева енергетика

Важливим напрямом розвитку відновлюваної енергетики є воднева енергетика, яка займається вирішенням проблем, пов'язаних із застосуванням водню як енергоносія і акумулюючого середовища. Для комбінованих енергосистем на основі НВДЕ водень як енергоносіє дає можливість створювати довготривалі міжсезонні запаси енергії.

Поняття "воднева енергетика" або "воднева технологія", що застосовується для позначення нової області техніки і природних наук, яка виникла на стику хімії, хімічної технології, фізики, енергетики і машинобудування, з'явилося у середині 70-х років нашого століття. Воднева енергетика розглядає цілий комплекс питань, пов'язаних з отриманням, зберіганням і використанням водню для цілей енергетики. Воднева енергетика також розглядає застосування водню в абсолютно новій області – в якості енергоносія у системах з автономним енергозабезпеченням. Передбачається, що в майбутньому такі системи, основані на використанні енергії відновлюваних джерел (сонця, вітру і т.п.), відіграватимуть помітну роль загалом в енергетичному балансі країни. Основним видам відновлюваних джерел енергії властиві періодичність у роботі та зміна величини потенціалу енергії залежно від часу доби і року. Ця непостійність знижує енергетичну ефективність джерел, тому при використанні енергії відновлюваних джерел необхідний енергоносіє, зручний для зберігання, транспортування і використання. Розвиток водневої енергетики передбачає побудову ефективної та економічної інфраструктури постачання споживачів воднем, що використовується в якості енергоносія. Виробництво водню з метою акумуляції і транспортування енергії представляється ефективним рішенням проблеми стабільного енергопостачання від відновлюваних джерел.

Як показують прогнози, очікується рівновага між вартістю водню, одержаного за рахунок, наприклад, енергії Сонця, та сучасними закупівельними цінами на водень, що отримувався із вуглеводневої сировини. Відповідно до прогнозів, економічна вартість переходу на водень вже на початку 21 століття не буде надзвичайно високою, якщо враховувати екологічні фактори. Сучасні дослідження показують, що водень може перекрити до 85% всіх енергетичних потреб в секторі індустрії і 92% потреб побутового сектора і сектора індивідуальних споживачів. Він може замінити природний газ для побутових потреб, бензин – у двигунах внутрішнього згоряння, спеціальні види пального – в ракетній техніці, ацетилен – у процесах зварювання металів, кокс – у металургійних процесах, метан – у паливних елементах [1].

Відомо, що водень легко горить або окислюється: при взаємодії його з киснем або фтором на одиницю ваги виділяється в 3,5 рази більше тепла, ніж при згорянні органічних речовин, наприклад, вугілля або вуглеводнів, нафти, природного газу [77]. Раніше питання використання вільного молекулярного водню як палива не розглядалося, в першу чергу, тому, що водень не є первинним джерелом енергії – у природі він зустрічається в різних сполуках, домінуючою серед яких є вода.

З енергетичної точки зору водень – єдина альтернатива нафті та природному газу. Це пояснюється такими факторами:

- запаси водню у вигляді води на нашій планеті практично невичерпні;
- водень має високу теплоту згоряння, в кілька разів вищу, ніж у природних газів;
- водень, як паливо, може бути використаний для одержання теплової та електричної енергії, а також у будь-якому типі двигунів;
- водень – екологічно чисте паливо, основним продуктом його згоряння є водяна пара, яка зволожує атмосферу.

В даний час усе ширше розглядається можливість використання водню як енергоносія майбутнього для вирішення важливих енергетичних і екологічних проблем і зменшення ризику, пов'язаного із збагаченням атмосфери вуглекислим газом.

Методи одержання, зберігання, транспортування, розподілу та використання водню достатньо широко вивчені і використовуються в промисловості; основною задачею в даний час є підвищення їх економічності, тобто зниження вартості при використанні різних видів водневих систем у промисловому масштабі.

Таким чином, водень у даний час є найбільш перспективною альтернативою природному паливу. Однак, для того щоб замінити природне паливо водневим, треба навчитися одержувати його не з вуглеводнів нафти і природного газу, а з води – єдиного принципово невичерпного джерела водню із застосуванням у якості первинних відновлюваних джерел енергії. Для комбінованих енергосистем на основі відновлюваних джерел енергії водень, як енергоносіє, дає можливість створювати довготривалі міжсезонні запаси енергії.

Проте недостатньо мати дешеве і економічне джерело водню, повинна бути вирішена проблема його зберігання і транспортування. Необхідно створити нові або, в крайньому випадку, пристосувати наявні енергетичні схеми та установки до водню, який значно відрізняється за теплофізичними параметрами від традиційних видів пального.

Останнім часом проблема застосування водню набула нових практичних контурів. Кризові явища в енергетиці, проблема захисту навколишнього середовища, повітряного басейну і світового океану від безперервного і загрозливого зростання забруднень нафтою та продуктами неповного згорання органічних палив, у першу чергу, рідкого вуглеводневого пального в двигунах внутрішнього згорання і дизельних двигунах автомобілів, стимулюють різке зростання інтересу до можливостей розширення виробництва водню і застосування його в якості палива в різних галузях господарювання та транспорту. Основні сфери заміщення традиційних енергоносіїв водневим паливом показані в таблиці 8.9, різні аспекти та області застосування водню в промисловості, комунальному господарстві і транспорті показані на рис. 8.2 [1, 74].

Таблиця 8.9. Основні сфери використання водневого палива

	Галузь застосування	Заміна енергетичних продуктів
Водень	Побутові потреби	Природний газ
	Автотранспорт	Бензин
	Металургійна промисловість	Кокс
	Зварювальна техніка	Ацетилен
	Паливні елементи	Метан
	Ракетна техніка	Спеціальні види пального

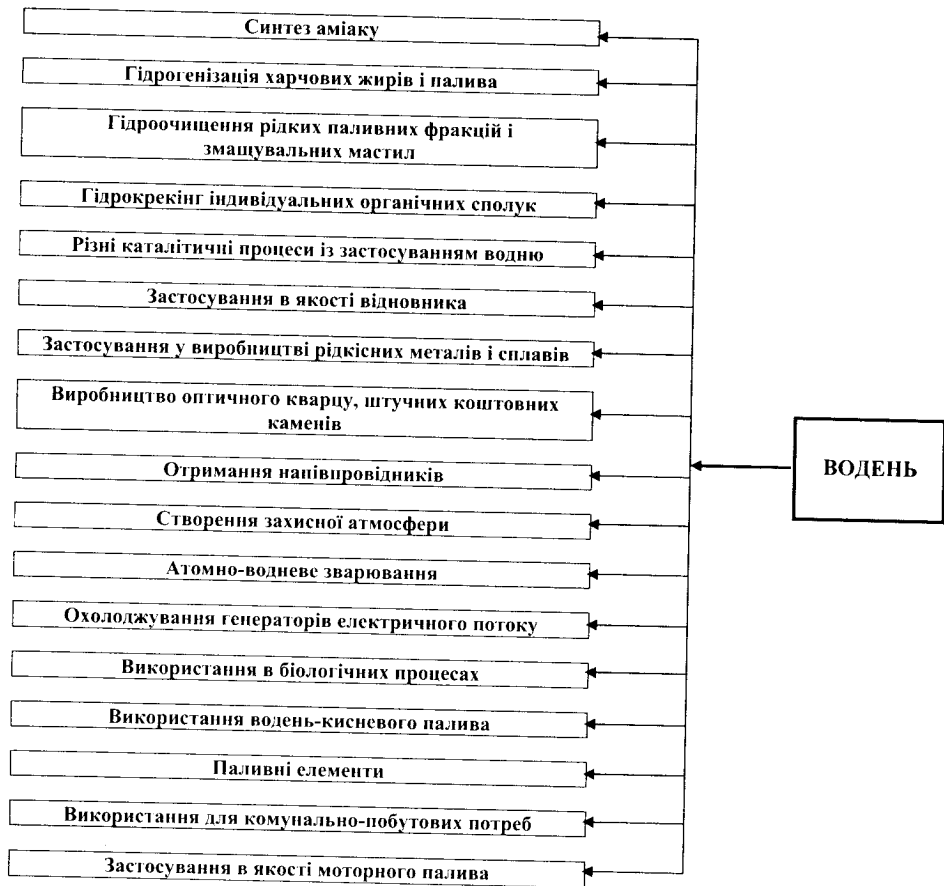


Рис. 8.2. Области застосування водню в промисловості, комунальному господарстві та на транспорті

### 8.3.1 Характеристики водню як енергоносія

У вільному стані та при нормальних умовах водень – безбарвний газ, без запаху та смаку, густиною  $0,084 \text{ кг/м}^3$ , тобто 1 кг водню займає об'єм  $11 \text{ м}^3$ . У таблицях 8.10 та 8.11 наведено основні паливні характеристики водню [6, 76, 77].

Таблиця 8.10. Склад відхідного газу при спалюванні метану і водню

Фор-мула	Спалюваний газ				Склад відхідного газу, $\text{м}^3$			
	Об'єм, $\text{м}^3$	Теплота згоряння		Витрати повітря на повне спалювання газу, $\text{м}^3$	$\text{CO}_2$	$\text{H}_2\text{O}$	$\text{N}_2$	
		$\text{кДж/м}^3$	$\text{кВт}\cdot\text{год/м}^3$					
$\text{CH}_4$	1	38815	10,78	9,52	1	2	7,5	
$\text{H}_2$	1	12770	3,54	2,36	0	1	1,8	

Як видно з наведених у таблиці даних, водень є єдиним паливом, при спалюванні якого не забруднюється оточуюче середовище; за вартістю вироблення та доставки до споживача водень може конкурувати в певних умовах із найбільш поширеними в даний час видами енергії.

Таблиця 8.11. Паливні характеристики водню

Показник	Значення показника
Питома теплота згоряння, кВт·год/кг / кВт·год/м <sup>3</sup>	max min 33,9 / 3,55 33,3 / 3,0
Концентраційні межі займистості, %/об/	4,75
Стехіометричні співвідношення повітря-паливо по масі (21% O <sub>2</sub> , 78% N <sub>2</sub> , 1% Ar)	34,5
Концентраційні межі займистості в кисні %/об/	4-95
Діапазон детонацій, %/об/	в повітрі в кисні 18-60 15-90
Максимальна нормальна швидкість поширення вогню, см/с	259
Температура, К: вогню в повітрі при стехіометричному складі суміші самозагоряння стехіометричної суміші в повітрі	2300 510

Рідкий водень (при температурі 20 К) займає 1/700 об'єму в газоподібному стані. При тиску 80 МПа газоподібний водень практично дорівнює рідкому водню за показником питомого об'ємного енергетичного вмісту і значно поступається рідким паливам. 1 л рідкого водню містить стільки ж енергії, скільки 0,28 бензину, 0,22 дизельного палива або гасу, 0,4 рідкого пропану і 0,54 л метанолу. Проте за питомим масовим енерговмістом рідкий водень, що має вищу теплоту згоряння ( $Q_a = 142,8$  МДж/кг), майже в 3,5 рази перевищує даний показник нафтових видів палива. Це головна причина, за якою рідкий водень використовується як паливо у випадках, де високий енерговміст на одиницю маси має першорядне значення. Різниця між вищою  $Q_a$  і нижчою теплотою згоряння  $Q_n$  складає для водню 18,3, метану 10,4 і бензину 6,4% [6, 79].

### 8.3.2 Виробництво водню

Характер і масштаби проблем при виробництві водню пов'язані з тим, що на даний час отримання основної маси водню (до 95%) проводиться на базі органічної сировини (природного газу і вугілля) із застосуванням парової конверсії метану, парокисневої конверсії, газифікації вугілля і т.д. [1].

Результати вивчення технічних характеристик і технологічних параметрів установок виробництва водню показують, що найбільш прийнятними для вирішення задач у комплексі з відновлюваними джерелами енергії в даний час є електролізні установки, на яких водень отримують методом розкладу води.

Процес виробництва водню електролізом води вигідно відрізняється від інших методів одностадійністю і відносно простим апаратним та технологічним оформленням. Крім того, основною сировиною в даному випадку є вода – найбільш доступне і практично невичерпне джерело. Процес електрохімі-

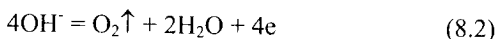


чного розкладу води з використанням лужного розчину описується представленими нижче рівняннями [6, 74].

Катодний процес:



анодний процес:



сумарний процес:



Сумарне рівняння показує, що при електрохімічному розкладі води виділяються водень і кисень у співвідношенні 2:1. Отримані газу мають високий ступінь чистоти, кількість домішок (кисню у водні та водню в кисні) не перевищує 0,1%. Електроліз води застосовується в промисловості, однак економічність і конкурентна здатність методу залежить від наявності дешевої електроенергії. Економіка процесу в основному залежить від вартості електроенергії. Як правило, в промисловості вартість електричної енергії становить приблизно 85% від загальних витрат на виробництво водню [77].

Ресурси сучасної електроенергетики недостатні для виробництва водню з метою подальшого його використання в енергетиці. Воднева енергетика займається пошуками дешевих джерел енергії для виробництва водню, зокрема відновлюваних джерел енергії, а також удосконаленням основаних на електролізі перетворювачів електроенергії у водень і навпаки.

Традиційні електролізні системи для виробництва водню мають енергоспоживання в середньому 4,8 кВт·год/нм<sup>3</sup>, що значно вище теоретичних мінімальних витрат (3 кВт·год/нм<sup>3</sup> водню). Сучасні удосконалені електролізери лужного типу працюють при тиску 3 МПа (30 атм) і споживають 4,3-4,6 кВт·год/нм<sup>3</sup> водню, мембранні, з перегородкою, що проводить протони, та високотемпературні парові споживають 3,2 кВт·год/нм<sup>3</sup> водню. Основною проблемою при створенні удосконалених електролізерів лужного типу, що працюють при температурах 100-120°C і тиску 0,1-0,5 МПа, є створення нових електродних та сепараційних матеріалів, які можуть стабільно функціонувати в лужних розчинах концентрацією 10 М. Як основу електродів використовують нікель Ренея, одержаний за оригінальною технологією [1, 74].

Технічні та енергетичні показники сучасних електролізерів наведено в таблицях 8.12 і 8.13 [77, 78].

Таблиця 8.12. Технічні показники сучасних електролізерів

Показник	Монополярні електролізери	Біполярні електролізери	Електролізери під тиском
Густина струму, А/см <sup>2</sup>	0,1-0,2	0,2-0,4	0,4
Напруга на секції, В	2,04-2,14	1,87-2,10	1,65-1,85
Продуктивність установки, нм <sup>3</sup> Н <sub>2</sub> /год	до 80000	до 200000	до 25000
Потреба в енергії, кВт·год/м <sup>3</sup>	5,0	4,3-4,6	4,5
Температура, К	350-370	350-370	380
Тиск, МПа	0,01-0,1	0,01-0,10	До 3,0

Таблиця 8.13. Енергетичні характеристики електролізерів.

Тип електролізера	Напруга на секції, В	Витрати електроенергії на 1 м <sup>3</sup> Н <sub>2</sub> , кВт·год	Загальний ККД електролізера, %
ФВ-500 (СНГ)	2,2	5,3	55
СЕУ-20 (СНГ)	2,05	4,9	60
Demag (Німеччина)	2,05	4,9	60
	1,88	4,5	65
De Nora (Італія)	2,0	4,9	60
Łorcza (Німеччина)	1,8	4,3	70

Важливим аспектом водневої енергетики є вартість водню, отриманого у процесі електролізу води, що в значній мірі залежить від вартості електроенергії та вартості обладнання для виробництва водню.

У вартість електролізної установки входять:

- електролізер – 55-65% від загальної вартості установки;
- установка випрямлення струму – 25-32%;
- супутні агрегати (насоси, трубопроводи, теплообмінники) – 3-6%;
- монтаж установки – 5-9%.

У сучасній науці пропонують такі нові можливості для підвищення ефективності і здешевлення електролізу води:

- проведення електролізу при підвищених температурах (127-1027°C);
- використання високого тиску;
- активація і збільшення поверхні електродів з метою зниження перенапруги та інтенсифікації процесу електролізу;
- зменшення відстані між електродами до контакту з діафрагмою;
- використання твердих електролітів;
- підвищення густини струму на електродах;
- укрупнення одиничних апаратів.

Використання високотемпературного електролізера HОT-ELLY, в якому використовується водяна пара, значно знижує вартість виробленого водню; процес проводиться при температурі 1000°C і має достатньо високий ККД, що дорівнює ~ 93%. Вже розроблені дослідні агрегати, які напрацювали багато тисяч годин з високою продуктивністю. Аналіз показників сучасного обладнання для електролітичного отримання водню показав, що для застосування у відновлюваній енергетиці найбільш прийнятними є електролізери типу WERDER MODEL (виробник – Італія); технічні характеристики різних типів електролізерів WERDER MODEL надані в таблиці 8.14.

У водневій енергетиці на сучасному рівні її розвитку розглядаються можливості використання в якості первинних джерел енергії сонячної, вітрової та гідроенергії. Розгляд енергетичних систем на основі цих джерел енергії з використанням у якості акумулятора енергії водню показує, що вартість генерування електроенергії в даний час ще достатньо висока, особливо це стосується сонячної енергії. Найбільш ефективним у даному випадку є використання в якості первинних джерел енергії вітрової та гідроенергії, вже

розробляються і випробовуються моделі водневих енергетичних систем, у яких застосовуються ці джерела енергії.

Таблиця 8.14. Характеристики електролізерів WERDER MODEL

Технічні характеристики	P 1.5	P 2.4	M 3.6	M 5.1	M 6.6	G 10.2	G. 12
Погодинне виробництво водню, л/год	1000	1600	2400	3400	4400	6800	7600
Погодинне виробництво кисню, л/год	500	800	1200	1700	2200	3400	3800
Потужність при максимальному виході, кВт	7.4	10.5	16	20	23	38	41
Середня потужність, кВт	5.6	7,9	12	15	17	29	31
Споживання дистильованої води, л/год	0,8	1,2	1,8	2,6	3,5	5,6	6,3
Забезпечення електроенергією, В/Гц	380/50	380/50	380/50	380/50	380/50	380/50	380/50
Габаритні розміри, см	L:94 P:54 H:150	L:94 P:54 H:150	L:94 P:69 H:160	L:94 P:69 H:160	L:94 P:69 H:160	L:93 P:123 H:170	L:93 P:123 H:170
Вага, кг	265	270	340	370	380	620	640

### 8.3.3 Методи зберігання та транспортування водню

Водень, як і більшість газів, може достатньо ефективно зберігатися в будь-якому стані. В даний час використовуються та знаходяться в стадії розробки такі форми зберігання і транспортування водню:

- газоподібний водень (газгольдери, підземні сховища);
- стиснений газоподібний водень (балони, ресивери, підземні сховища);
- зберігання водню у зв'язаному стані у вигляді хімічних сполук та гідридів металів;
- зберігання водню в рідкому стані (криогенна форма).

В таблиці 8.15 надані питомі енергетичні характеристики різних форм зберігання водню [77].

Таблиця 8.15. Енергетичні характеристики різних форм зберігання водню

Спосіб зберігання	Питомий вміст водню		
	кг/м <sup>3</sup>	ГДж/м <sup>3</sup>	кВт·год/м <sup>3</sup>
Газоподібний H <sub>2</sub> , 300 К 10 МПа надл.	7,7	1,09	300
Рідкий H <sub>2</sub> , 20 К	71	9,98	2770
Твердий H <sub>2</sub> , 13 К, 0,007 МПа надл.	86	12,2	3390
Гідриди: LaNiH <sub>6,7</sub>	85	12,0	3330
FeTiH <sub>1,95</sub>	96	13,5	3750
MgNiH <sub>4</sub>	81	11,4	3170
Активне вугілля (криогенно-адсорбційне зберігання при 78 К та 4,2 МПа надл.)	26	3,7	1030

Водень-газ зберігається в балонах (15 МПа), при цьому маса контейнера на 1 кг водню становить 98 кг. Рідкий водень зберігається в Дьюарах по 6,5 кг; маса Дьюара на 1 кг рідкого метану становить 1,3 кг. Маса контейнера на 1 кг газоподібного метану в балонах при 15 МПа становить 11 кг.

Показником порівняння різних методів зберігання водню є густина енергії. Показники різних методів зберігання водню в порівнянні з показниками зберігання еталонних палив показано в таблиці 8.16 [6, 79].

Таблиця 8.16. Характеристики різних методів зберігання водню в порівнянні з показниками зберігання еталонних палив

Паливо	Кількість умовного палива в 1 т палива, т у.п.	Чисте паливо (1 т у.п.)		Паливо (1 т у.п.) + контейнер	
		кг	м <sup>3</sup>	кг	м <sup>3</sup>
Бензин	1,640	610	0,85	690	0,91
Нафта	1,429	705	0,79	790	0,85
Мазут	1,391	720	0,75	800	0,81
Метанол (рідина 0,1 МПа)	0,780	1280	1,61	1360	1,67
Аміак (рідина, 300 К)	0,830	1210	1,77	1930	3,30
Метанол газоподібний 15 МПа, 300 К	1,71	585	5,50	6400	7,80
Метан рідкий, 0,1 МПа	1,71	585	1,40	750	5,60
Водень газоподібний, 15 МПа, 300 К	4,1	244	18,1	23800	25,6
Водень рідкий, 0,1 МПа, 20К	4,1	244	3,5	1860	12,2
Гідриди: MgH <sub>2</sub>		3160	2,25	3640	3,80
MgNiH <sub>2</sub>		6600	4,60	7150	6,30
VH <sub>2</sub>		11750	2,20	12600	3,80
LaNiH <sub>6</sub>		21500	4,00	23350	6,70

### 8.3.4 Застосування водню в якості моторного палива

Важливим завданням при застосуванні водню в якості моторного палива є вибір способу його зберігання на борту автомобіля. Це обумовлено в першу чергу тим, що в певному об'ємі вміщується значно менше водню, ніж інших видів палива (водень найлегший серед хімічних елементів). Так, при кімнатній температурі та нормальному атмосферному тиску водень займає приблизно в три тисячі разів більший об'єм, ніж бензин з таким же енергетичним еквівалентом. Тому для заправки автотранспорту необхідно використовувати такі форми зберігання водню, які можуть забезпечити відповідну кількість енергії – стиснений водень, водень у криогенному стані або водень в наноматеріалах [80].

Найбільш освоєним у даний час є зберігання стисненого під високим тиском газоподібного водню у воднепроникних балонах. Технічно вирішеною є проблема використання стисненого водню, використання сучасних матеріалів гарантує високу надійність водневих балонів. Однак їх застосування значно збільшує масу автомобіля і зменшує корисну площу –

балон з 1 кг стисненого при 70 МПа водню займає в 7,5 разів більше місця, ніж енергетично еквівалентна кількість бензину. Трудність полягає в тому, що необхідні достатньо міцні ємності, що витримують сотні атмосфер і не є проникними для молекул водню. Таким вимогам у значній мірі задовольняє продукція фірм *Quantum*, *Dynatek* і *Nissan*, що поставляють на ринок композитні балони (тришарові вуглецево-волоконні, футеровані зсередини алюмініованим полієфіром), які витримують тиск до 70 МПа. При розгляді теоретичних характеристик (об'ємної і масової щільності водню) таких, а також традиційних сталевих балонів від тиску в ємності встановлено, що зі збільшенням тиску знижується масовий вміст водню, а при досягненні певного значення (80 і 500 МПа для сталевих і композитного балонів) починає зменшуватися і об'ємна щільність водню [80].

Перспективним способом зберігання водню є застосування гідридів металів, однак за масогабаритними показниками цей спосіб навіть при використанні найбільш ефективних гідридів – залізо-титанових та нікель-магнієвих – поки що поступається криогенному методу зберігання (рідкий водень займає значно менше місця). Розвиток криогенних технологій із застосуванням наднизьких температур дозволяє без особливого зменшення корисного об'єму автомобіля зберігати на його борту запас водню, достатній для пробігу 500 км і більше [80].

Таким чином, на даний час ні один із методів зберігання водню (під високим тиском, у рідкому стані, у вигляді гідридів інтерметалічних сполук) не задовольняє вимогам до акумуляторів водню, які були сформульовані Департаментом енергетики США для мобільних систем зберігання, вміст водню повинен бути наступним [80]:

- за масою – не менше 6,5% (мас.);
- за об'ємом – не менше 63 кг/м<sup>3</sup>.

За вимогами Міжнародної енергетичної агенції, акумулятор водню повинен вміщувати не менше 5% (мас.) водню і виділяти його при температурі не вище 373 К [80].

Останнім часом виконуються роботи щодо створення систем зберігання водню з використанням фулеронів, вуглецевих нановолокон і вуглецевих нанотрубок, які зараз вважаються найбільш перспективним методом вирішення проблеми застосування водню на транспорті. В даному випадку застосовується метод зворотної сорбції водню, частіше за все в якості сорбентів застосовують підготовлені різними способами сорти активованого вугілля. При використанні методу адсорбції водню вуглецевими наноструктурами кількість адсорбованого водню пропорційна площі поверхні наноструктурного вуглецю (максимальне значення 1315 м/г наноматеріалу). В даний час немає яких-небудь експериментальних доказів того, що значення масової щільності водню у вуглецевих наноструктурах і в рідкому водні можуть стати зіставними.

Показники різних систем для акумуляції т зберігання водню при використанні його в якості моторного палива наведені в таблиці 8.17 [6].

Таблиця 8.17. Показники різних систем для акумуляції і зберігання водню

Середовище	Вміст водню, кг/кг	Об'ємна щільність водню, кг/м <sup>3</sup>	Масова щільність енерговмісту, кДж/кг	Об'ємна щільність енерговмісту, кДж/л
MgH <sub>2</sub>	0,070	100	9,93	14,33
Mg <sub>2</sub> NiH <sub>4</sub>	0,032	80	4,48	11,49
FeTiH <sub>195</sub>	0,018	100	2,48	13,62
UNi <sub>5</sub> H <sub>7,0</sub>	0,014	90	1,94	12,63
Комплексні сполуки (AlH <sub>4</sub> , BH <sub>4</sub> )	Менше 0,18	Менше 150	Менше 25,56	Менше 21,3
Композитний балон, 70МПа	0,06	30	8,52	4,3
Перспективна розробка	0,13	35	19,3	5,1
Рідкий водень, бак місткістю 230 л	0,13	71	19,3	10
Рідке паливо:				
бензин	0,16	HO	40	34
метанол	0,12	100	13,6	17

Окремим напрямом світових досліджень є дослідження речовин для створення водневих картриджів на основі боранів та борогідридів лужних металів для автомобільного транспорту. Американська компанія *Millennium-Cell* пропонує для використання в якості джерела водню в такому картриджі 5% лужний розчин борогідриду натрію. Якщо в розчин опустити рутенієвий каталізатор, то з нього з високою швидкістю починає виділятися водень [6]. Такою реакцією досить просто управляти, а очистку водню можна проводити, пропустивши його через паладієву мембрану. Недоліком методу є неефективна регенерація метаборату натрію в вихідний матеріал. Тому розробляється ряд методів із використанням реакцій зі спиртами, зв'язування борогідридів різними бензозаміщеними краун-ефірами, що може забезпечити регенерацію продуктів реакції, тобто екологічність процесу. Такий картридж ставиться на борт автомобіля і водень дає енергію двигуну, а після повного використання водню повертається на заправку, де проводиться регенерація вихідних речовин. Більш ефективним, однак, є використання таких картриджів у паливних елементах з ККД більше 70%, які мають високі вимоги до якості водню.

Досить ефективним методом є використання в автомобільному транспорті комбінованого палива у вигляді добавок водню до традиційного палива. Доцільність застосування добавок водню в якості активатора стосовно газотурбінних двигунів та двигунів внутрішнього згорання (ДВЗ) досить ретельно досліджена і показана в ряді робіт [81, 82]. У якості критерію ефективності основними є такі показники, як зменшення витрат пального та токсичності відхідних газів, поліпшення процесу сумішеутворення.

Відомо, що для елементарної реакції хімічного перетворення необхідне тісне зближення молекул незалежно від того, поглинається чи виділяється енергія в результаті обміну. Для подолання сил відштовхування необхідна певна енергія – енергія активації. При взаємодії складних молекул, якими є

молекули вуглеводнів пального, система не проходить повністю через атомарний стан, однак є вільні радикали (найважливішим із яких є водень), які зберігаються в ході реакцій. У реакціях горіння водню в кисні вільні радикали присутні у невеликій кількості, однак їх вкрай висока реакційна здатність спричиняє те, що саме вони і визначають швидкість хімічної реакції.

Завдяки наявності в зоні хімічної реакції активатора, яким є вільний молекулярний або атомарний водень, знижується середнє значення енергії активації, в результаті чого реакція протікає більш повно, закінчується швидше, підвищується ентальпія продуктів згорання. Введена в систему енергія у вигляді активованих атомів і молекул в кінцевому результаті реалізується у вигляді теплоти реакції.

Таким чином, введення водню в камеру згорання двигуна спричиняє якісні зміни процесу енергоутворення. Врахування добавок водню в рамках термодинамічного розрахунку зводиться до врахування змін ентальпії вихідного палива [83].

В ході проведених раніше досліджень Центрального Науково-дослідного автомобільного і автотранспортного інституту (НАМІ, м. Москва) спільно з Інститутом проблем машинобудування АН України було встановлено: при нинішньому рівні розвитку техніки створення запасів водню на борту автомобіля можна говорити тільки про проміжний варіант – комбіноване паливоживлення воднем і бензином, що, загалом, теж досить вигідно з екологічного погляду. Зокрема, доведено, що викиди монооксиду вуглецю при такому живленні знижуються в 10 разів, кількість незгорілих вуглеводнів – у 2-3 рази, оксидів азоту – в 2 рази, а паливна економічність АТС поліпшується в середньому на 17%. Одночасно не припиняються роботи зі створення двигунів, що працюють на сумішах водню з оксидом або діоксидом вуглецю, які одержуються безпосередньо на борту автомобіля шляхом каталітичного розкладання метанолу за допомогою теплоти, охолоджуючої рідиною, що відводиться, і відпрацьованими газами двигуна [83].

Двигун, встановлений на автомобіль "Москвич-2141", випробовували на бігових барабанах за міським їздовим циклом і в дорожніх умовах. У результаті каталітична конверсія метанолу за рахунок утилізації до 30% незворотних теплових втрат дозволила одержати з нього до 95% водневої суміші з сумарною теплотворною здатністю 5700 ккал/кг [83].

Переведення двигуна внутрішнього згорання на водень не потребує корінної його переробки. В основному це стосується системи подачі водню в циліндр двигуна і регулювання системи запалення. Проведені дослідження показали, що можлива також робота ДВЗ на суміші водню з вуглеводневим паливом. Причому добавка водню всього 5-10 мас.% спричиняє зниження витрат бензину на 40% і зменшенню токсичних продуктів у викидних газах на 80%, а вміст СО (3 г/км) виявляється навіть нижчим, ніж при спалюванні природного газу.

У розвинених країнах інтенсивно розвивається новий напрям в енергетиці, який було покладено в ракетно-космічній техніці – використання водневих паливних елементів нового покоління дозволяє підвищити ККД енергоуста-

новок до 70-80%. У найближчий час ряд зарубіжних фірм планує серійний випуск таких енергоустановок для комерційного використання. В них водень буде отримуватися конверсією метану безпосередньо в енергоблоці. Так, автомобільна фірма "Фіат" готує серійний випуск електромобілів [84].

Для демонстрації можливості використання водню як палива для міського комплексного транспорту ЄС фінансує разом з урядом канадської провінції Квебек близько 30 приватних компаній (у тому числі Air Liquide Tussen і Deutsche Aerospace), що розробляють автобуси, які працюють на рідкому водні. Продукти згоряння цих двигунів не мають у своєму складі CO, а кількість NO<sub>x</sub> у викидах у 28 разів менше, ніж у дизельних двигунів. Автобус може проходити 400 м за 44 с замість 38 с на дизельному двигуні; вартість 1 км пробігу приблизно на 30% вища, ніж у традиційних автобусів. Автономність становить поки що 70 км, однак є передумова для збільшення цієї характеристики до 300 км [85].

У Мадриді в рамках європейських випробувань проходить експлуатаційні випробування перший автобус Mercedes Citaro компанії Evobus, обладнаний паливними елементами. Ще два подібні автобуси повинні з'явитися там у серпні цього року. Випробування таких автобусів продовжуються понад два роки, і 10 європейських міст послідовно одержують три такі автобуси. Цьому проекту, вартість якого 21 млн євро, сприяла Комісія Євросоюзу в рамках європейської програми CUTE (Clean Urban Transport for Europe – чистий міський транспорт для Європи). Метою випробувань, разом із перевіркою тривалості роботи паливних елементів, є також випробування практичного забезпечення воднем. Тому кожне з десяти міст створило у себе відповідну інфраструктуру. Наприклад, у Рейк'явіку водень одержують за допомогою електролізу, в Мадриді – через утворення пари з природного газу. Ще 27 автобусів, що працюють на паливних елементах, до кінця 2003 р. повинні послідовно пройти експлуатацію в Барселоні, Рейк'явіку, Гамбурзі, Штутгарті, Лондоні, Амстердамі, Порто, Стокгольмі та Люксембурзі [85].

### **8.3.5 Застосування водню у відновлюваній енергетиці**

На основі аналізу науково-технічної інформації та практичних напрацювань у галузі водневої енергетики створено ряд моделей екологічно чистих систем виробництва, зберігання і використання водню різної енергетичної ємності в залежності від потужності енергоустановок, визначено їх енергетичні параметри, економічні показники, технічне і технологічне забезпечення і створено технічні проекти на системи акумулювання водню такої установленної потужності: 24 кВт, 84 кВт, 290 кВт, 410 кВт. Системи акумулювання універсальні, можуть бути застосовані в енергосистемах на відновлюваних джерелах енергії (вітрова, сонячна та гідросилова енергія), при цьому енергія первинних джерел енергії використовується для одержання водню на електролізних установках [74].

Основою роботи систем є перетворення електричної енергії, виробленої відновлюваними джерелами, в хімічну енергію водню з наступним використа-



нням її споживачами у вигляді електричної і теплової енергії залежно від потреб споживачів.

Основним елементом міжсезонної системи акумулювання на основі водню, на який орієнтовано розрахунок всіх її елементів, є установка для одержання водню. В свою чергу, вибір установки пов'язаний з енергетичною потужністю відновлюваних джерел енергії і знаходиться у прямій залежності від потужності електрогенеруючого обладнання.

При розгляді технічних характеристик промислових електролізних установок найбільш прийнятною для вирішення задач у комплексі з вітроелектричними установками вважалась електролізна установка для виробництва водню методом розкладу води типу СЕУ російського виробництва, які експлуатуються в даний час у промисловості, зокрема на ТЕЦ. Було визначено, що дана установка може ефективно використовуватися в енергетичних комплексах на основі відновлюваних джерел енергії, причому в процесі експлуатації і проведення відповідних науково-дослідних робіт можливі деякі зміни в її конструкції та режимах роботи з метою удосконалення процесу електролізу та підвищення ККД установки. Для цього є реальні передумови – піддаються зміні режими роботи (підвищення робочих температур і тиску), заміна матеріалів електродів, зміна відстані між електродами, заміна азбестових діафрагм на діафрагми з нових матеріалів та інше. Таким чином, вибір установки СЕУ-4 в період розробки вказаних систем акумулювання не тільки забезпечував виробництво водню, але й передбачав можливість проведення науково-дослідних робіт з метою удосконалення технології одержання водню методом розкладу води [74]. В даний час створено ряд електролізних установок, більш ефективних для застосування у відновлюваній енергетиці.

В процесі електролізу основними продуктами є водень і кисень, у промисловості кисень часто не використовується в повній мірі. В енергокомплексі на відновлюваних джерелах кисень буде використано для одержання електричної енергії в паливних водень-кисневих елементах. Вибір системи зберігання водню залежить, в основному, від потужності енергосистеми, характеристик та вимог споживача.

У випадку використання електролізних установок невеликої потужності застосування рідкої форми зберігання недоцільне з економічної точки зору, зберігання в формі гідридів металів у великих кількостях є неможливим при сучасній технології виготовлення гідридів металів вітчизняною промисловістю. Оскільки питомі вагові характеристики систем з гідридною формою зберігання водню дуже низькі, їх можна використовувати тільки в стаціонарних установках.

Основною формою зберігання в енергосистемах невеликої потужності є стиснений водень, залежно від потреб від 10 до 150 атм.

Використання водню в комбінованій вітроенергетичній системі здійснюється в таких варіантах:

- спалювання з одержанням теплової енергії;
- перетворення в електричну енергію (мотор-генератор, паливні елементи);
- використання в автотранспорті.

Досліджені різні варіанти використання водню в теплових установках, проведені розрахунки з урахуванням ККД установок. В умовах енергокомплексу на основі ВДЕ середньої потужності буде здійснюватися спалювання водню в пальниках побутового і промислового призначення.

При використанні водню для побутових потреб використовуються плити, оснащені водневими пальниками, наприклад, уніфіковані газові плити з деякими змінами в конструкції пальників.

Для забезпечення гарячого водопостачання і опалення будинків водень спалюється із застосуванням промислових пальників.

Особливий інтерес для одержання електроенергії представляють водень-кисневі паливні елементи, при цьому також вирішується проблема використання кисню, одержаного в процесі електролізу води.

В паливних елементах водень і кисень використовуються у співвідношенні дві об'ємних частини до однієї відповідно.

Паливні елементи – це хімічні джерела струму, в яких активні речовини, що приймають участь у струмоутворювальній реакції, в процесі роботи безперервно подаються зовні до електродів. Паливні елементи мають велику питому потужність та високий ККД, надійні в роботі і комплектуються доступними активними матеріалами, безшумні, в процесі роботи не виділяють отруйних речовин. Вода, що утворюється в процесі реакції, може бути використана. Для отримання 1 кВт·год електроенергії на паливному елементі необхідно витратити 0,371 м<sup>3</sup> або 33,12 г водню та 0,186 м<sup>3</sup> або 133,03 г кисню (ККД паливного елемента  $\approx 0,8$ ), при окисленні 1 м<sup>3</sup> водню звільняється енергія в кількості 3,37 кВт·год [74].

Для застосування в енергосистемі на полігоні "Десна" було проведено випробування водень-кисневого паливного елемента, створеного в Одеському державному університеті. Паливний елемент має високий ККД (80%) і досить низьку вартість (конструкція не має у своєму складі дорогі металів) [74].

Універсальність водню як енергоносія дозволяє прогнозувати в майбутньому виділення водневої енергетики як окремої галузі відновлюваної енергетики. Створення українськими і данськими вченими та виробничниками першої у Європі вітроводневої станції та впровадження її у Фолькецентрі (Данія) є реальною основою для розвитку цієї надзвичайно перспективної екологічно чистої галузі енергетики.

#### **8.4 Комплексне використання відновлюваних джерел енергії та акумуляторів енергії**

При визначенні ефективності застосування комбінованих енергосистем на основі відновлюваних джерел енергії в основному необхідно орієнтуватися на сумарний економічний та екологічний ефект  $E_c$ :

$$E_c = E_{екон} + E_{екол}, \quad (8.1)$$

де  $E_{екон}$  – річний економічний ефект, грн;

$E_{екол}$  – річний екологічний ефект, грн.

Економічна ефективність комбінованої енергосистеми визначається:

$$E_{\text{економ.}} = \sum_{i=1}^n (B_i + \kappa_i E_n), \quad (8.2)$$

де  $B_i$  – щорічні експлуатаційні витрати, грн/рік;

$E_n$  – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень, років (0,15);

$\kappa_i$  – вартість установки, грн.

Знак суми в даних розрахунках означає набір окремих установок комбінованої енергосистеми.

Величина експлуатаційних затрат визначається:

$$\sum B = \sum_{i=1}^n q_i C_T - \sum_{i=1}^n (E_n + n) k_i, \quad (8.3)$$

де  $q_i$  – кількість тепла або енергії, виробленої елементом комплексу із використання ВДЕ;

$C_T$  – вартість одиниці енергії заміщеного органічного палива;

$n$  – коефіцієнт амортизаційних і ремонтних відрахувань.

Екологічна ефективність визначається скороченням витрат на нейтралізацію наслідків дії шкідливих викидів, що утворюються при згорянні органічного палива, яке буде замінюватися при впровадженні комбінованих енергосистем на основі відновлюваних джерел енергії:

$$E_{\text{екол.}} = Q_p C_n, \quad (8.4)$$

де  $Q_p$  – середньорічна кількість заміщеного органічного палива, т у.п.;

$C_n$  – витрати на нейтралізацію шкідливих викидів, грн/т у.п.

Додатковою складовою економічного ефекту при впровадженні комбінованих енергосистем на основі ВДЕ може бути вартість надлишкових квот на викиди парникових газів.

В результаті науково-експериментальних досліджень, проведених науковцями Інституту відновлюваної енергетики НАН України, визначено ефективні області застосування різних типів акумуляторів енергії у галузі відновлюваної енергетики, оптимальні режими експлуатації електрохімічних акумуляторів і створено нові високоефективні теплоакумулюючі матеріали. На їх основі розроблено і впроваджено системи акумулювання енергії відновлюваних джерел:

– система аварійного електрозабезпечення житлових та промислових об'єктів;

– система акумулювання електроенергії для вітроустановок;

– система акумулювання електричної енергії на основі водню для вітроводневої станції потужністю 100 кВт (впроваджена у Фолькецентрі, Данія).

Для стабільного і надійного енергозабезпечення споживачів ВДЕ розроблено ряд енергетичних систем із застосуванням різних комбінацій відновлюваних джерел енергії та комплексним використанням різних типів акумуляторів електричної і теплової енергії:

– автономна система енергопостачання на основі вітрових і сонячних установок, електрохімічних акумуляторів та автоматичної системи управління режимами роботи;

– комплексна енергосистема на основі вітрових і сонячних енергоустановок і систем акумуляування теплової та електричної енергії для індивідуальних фермерських господарств, житлових і промислових об'єктів;

– комплексна енергосистема для населеного пункту із застосуванням вітрових, сонячних енергоустановок, систем акумуляування електричної енергії, розгалуженої системи акумуляування теплової енергії та міжсезонної системи акумуляування на основі водню.

На даному етапі першочерговою задачею є створення і впровадження вже розроблених комбінованих енергосистем у різних кліматичних зонах України із використанням рекомендацій, розроблених у результаті аналізу попередніх досліджень, проведення натурних досліджень, напрацювання і отримання конкретних результатів з метою визначення оптимальних технічних показників та режимів роботи енергетичних пристроїв, що входять до складу комбінованих енергосистем, та всього комплексу в цілому.

Створені комбіновані енергетичні системи на основі відновлюваних джерел енергії та системи акумуляування пройшли стадію науково-дослідних робіт, частково забезпечені конструкторською документацією і знаходяться на стадії підготовки до виготовлення дослідних демонстраційних зразків. Визначено ефективність застосування в умовах України ряду комбінованих енергосистем на основі відновлюваних джерел енергії, найбільш перспективні з них представлено нижче [1, 6].

#### **8.4.1 Комбінована енергосистема для енергозабезпечення житлових та промислових об'єктів сільського господарства**

До складу комбінованої енергосистеми входять: вітроелектрична установка (ВЕУ) потужністю 15 кВт, фотоелектрична сонячна батарея (ФБ) потужністю 50 Вт, геліоустановка з робочою поверхнею 5 м<sup>2</sup>, біогазова установка (БГУ) з робочим об'ємом біореактора 3 м<sup>3</sup>, батарея електрохімічних акумуляторів ємністю 80 А·год, тепловий акумулятор енергоємністю 100 кВт·год. Схематичне зображення складових елементів та роботи комбінованої енергосистеми показано на рис. 8.3.

За попередніми оцінками, при річній експлуатації такого комбінованого енерговузла сумарна економія традиційних ПЕР становить близько 16,5 т у.п., в тому числі: вітроустановка, при коефіцієнті використання 0,3, який досягається завдяки застосуванню системи акумуляування електричної енергії та блоку автоматичного управління режимами роботи комбінованої енергосистеми, заощаджує близько 14,2 т у.п./рік; фотобатарея – близько 0,052 т у.п./рік; геліоустановка з тепловим акумулятором заощаджує близько 1,3 т у.п./рік; біоустановка виробляє приблизно 1100 нм<sup>3</sup> біогазу, що еквівалентно 0,9 т у.п./рік (1 нм<sup>3</sup> біогазу  $\approx$  0,8 кг у.п.).

Вітроустановка і фотобатарея виробляють електроенергію, яка розподіляється для подальшого використання за допомогою блоку автоматичного

управління режимами роботи комбінованої енергосистеми. У першу чергу проводиться заряд акумуляторних батарей, які забезпечують живлення ламп освітлення, радіо- і телеапаратури, в другу чергу йде заряд теплового акумулятора. На тепловий акумулятор поступає вся надлишкова і некондиційна електроенергія від вітроустановки і фотобатареї та тепла енергія від геліоустановки.

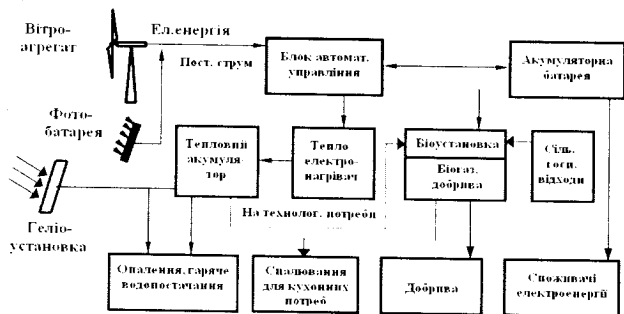


Рис. 8.3. Схема комбінованої енергосистеми на основі ВДЕ

Геліоустановка використовується в основному для забезпечення потреб гарячого водопостачання і, часково, потреб тепла для опалення. В теплі місяці року, коли знижуються потреби господарства в тепловій енергії, гаряча вода, отримана в процесі експлуатації геліоустановки, використовується для підтримання технологічної температури в біоенергетичному реакторі.

Біогазова установка виробляє біогаз, який поступає в основному на кухонні потреби, надлишки біогазу використовуються на гаряче водопостачання та опалення. В холодну пору року надлишки біогазу використовуються на власні потреби біогазової установки – для підтримання технологічної температури реакції анаеробного збродження.

Завдяки введенню в енергосистему акумуляторів енергії коефіцієнт корисного використання вітроустановки досягає 0,25-0,3, тоді як без систем акумулявання коефіцієнт корисного використання знаходиться в межах 0,1-0,15. При цьому вироблення електроенергії вітроустановкою в першому випадку становить: 32850-39420 кВт·год за рік, при цьому заощаджується близько 11,8-14,2 т у.п./рік; в другому випадку – 13140-19710 кВт·год за рік, економія палива становитиме близько 4,73-7,1 т у.п./рік.

#### 8.4.2 Автономна комбінована енергосистема

Призначена для автономного електропостачання об'єктів, віддалених від промислової електромережі (маяків, пасовищ, військових об'єктів, садових будинків та ін.).

До її складу входять: вітроустановка потужністю 2 кВт, сонячна фотобатарея потужністю 50 Вт, батарея нікель-кадмієвих акумуляторів ємністю

80 А·год, автоматична система управління режимами роботи (АСУ). Схема автономної електроенергосистеми на основі відновлюваних джерел енергії представлена на рис. 8.4 [6].

Означена комбінована енергосистема без застосування акумуляторів енергії здатна виробити близько 1,75 МВт·год електроенергії за рік (ККВ  $\approx 0,1$ ). Завдяки застосуванню системи акумулявання електричної енергії та блоку автоматичного управління режимами роботи коефіцієнт корисного використання вітроустановки підвищується до 0,3, виробництво електроенергії – до 3,2 МВт·год за рік з урахуванням ККД електрохімічних акумуляторів. Середньорічна економія органічного палива при цьому становить близько 1,1 т у.п./рік.

Автономна енергосистема такого складу застосовується у випадках електроживлення споживачів постійним струмом та напругою 12 В (освітлення, теле- та радіоапаратура). Залежно від потреб споживачів, до складу автономної енергосистеми може вводитись інвертор, який забезпечує можливість подачі споживачам електроенергії напругою 220В, 50 Гц.

Енергосистема може також ефективно використовуватись для катодного захисту трубопроводів.

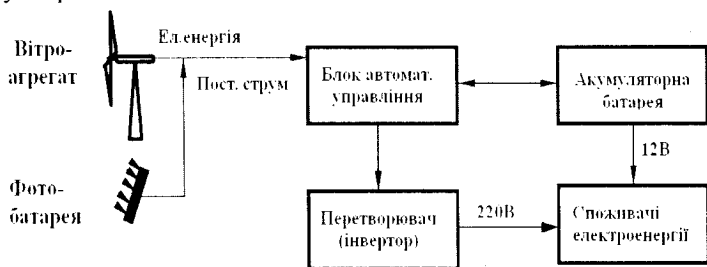
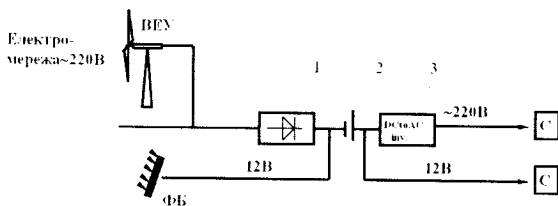


Рис. 8.4. Схема автономної електроенергосистеми на основі ВДЕ

### 8.4.3 Системи акумулявання електричної енергії.

Найбільш прийнятними на даний час для акумулявання електричної енергії ВДЕ є лужні нікель-кадмієві та кислотні свинцеві акумулятори. Розроблено систему резервного електропостачання для автономних об'єктів та для роботи в традиційних енергосистемах. Розрахунок енергоємності системи проводиться в залежності від потреб споживачів і параметрів джерела енергії; система формується набором модулів акумуляторних батарей у кількості, що забезпечуватиме отримання необхідних технічних показників. Батарея лужних нікель-кадмієвих акумуляторів енергоємністю 80 А·год забезпечує підвищення ефективності електроенергетичного обладнання сонячних та вітрових енергоустановок і дозволяє додатково економити близько 0,5 т у.п./рік [1, 6].

Розроблено і виготовлено демонстраційний зразок системи резервного електроживлення комунальних та промислових об'єктів для нетрадиційної та традиційної енергетики, схематичне зображення якої представлено на рис. 8.5.



ФБ – фотоселектрична батарея; ВЕУ – вітроелектрична установка;  
 1 – випрямляч, автоматика; 2 – акумуляторна батарея;  
 3 – інвертор; С – споживачі.

Рис. 8.5. Схема підключення системи резервного електроживлення

**8.4.4 Системи акумулювання тепла і холоду,** що базуються на використанні теплоакумулюючих матеріалів з фазоперехідною структурою. Енергоємність нових теплоакумулюючих матеріалів такого типу становить 100-120 кВт·год/м<sup>3</sup>, ресурс роботи – більше 5000 циклів. При експлуатації теплового акумулятора з робочим об'ємом 1 м<sup>3</sup> накопичується і використовується протягом року 12-15 МВт·год теплової енергії, що еквівалентно 1,5-1,8 т у.п.

Теплові акумулятори мають найбільш високий ККД із всіх застосовуваних акумуляторів на даний час – 0,95, при розміщенні їх у житлових або робочих приміщеннях втрати по саморозряду можна не враховувати – теплота саморозряду забезпечує опалення приміщень.

Теплові акумулятори та акумулятори холоду мають найбільш широкую область застосувань у відновлюваній енергетиці – в активних сонячних установках гарячого теплопостачання та опалення, в системах пасивного теплопостачання, в комплексі з різними установками нетрадиційної і традиційної енергетики, в технологічних процесах та ін.

При впровадженні теплових акумуляторів на основі фазоперехідних середовищ із загальним робочим об'ємом 1000 м<sup>3</sup> економія органічного палива становитиме 1650 т у.п./рік, впровадження до 2010 року та експлуатація теплових акумуляторів та акумуляторів холоду з робочим об'ємом 10000 м<sup>3</sup> дасть можливість заощадити 16500 т у.п./рік [1, 6].

#### 8.4.5 Вітроводнева станція

Основними елементами вітроводневої станції є вітроелектричний агрегат та міжсезонна система акумулювання енергії на основі водню. Система акумулювання має у своєму складі електролізу установку СЕУ-4 (продуктивність по водню 4 м<sup>3</sup>/год), обладнання для зберігання водню і кисню та перетворення водню в енергію необхідного споживачам виду. Для отримання електричної енергії використовуються паливні водень-кисневі елементи та мотор-генератор. Для забезпечення потреб споживачів у тепловій енергії водень спалюють у пальниках побутового та промислового призначення при деяких змінах у конструкції газових пальників.

Тепловий акумулятор служить для утилізації технологічного тепла процесу електролізу води, що значно підвищує загальний ККД системи акумулявання.

В проєкті передбачено також різні варіанти використання водню та його паливних сумішей з бензином в якості палива для заправки автотранспорту.

Схематичне зображення вітроводневої станції показано на рис. 8.6 [6].

В Україні на протязі останніх 35 років проводяться науково-дослідні роботи щодо отримання, зберігання і використання водню як енергоносія в галузі відновлюваної енергетики та застосування його як палива в автотранспорті. Національна академія наук України має значний науковий потенціал у даній галузі, підтверджений прикладним використанням. Наприклад, діюча вітроводнева станція, введена в експлуатацію в Європі в 1994 році у Фолькецентрі в Данії за участю вчених Інституту відновлюваної енергетики НАН України. Досвід експлуатації підтвердив ефективність її використання.

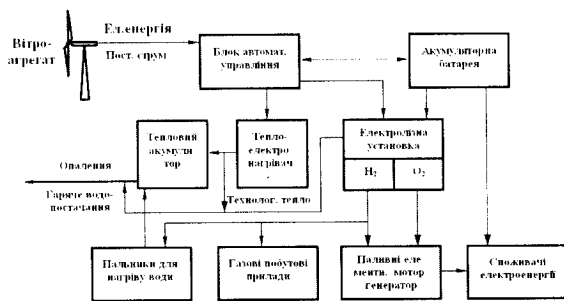


Рис. 8.6. Схема вітроводневої станції

В результаті останніх досліджень визначено недоцільність застосування для отримання водню електролізного обладнання російського виробництва. В даний час випускаються електролізні установки з більш високими техніко-економічними показниками, зокрема електролізні установки італійського виробництва типу WERDER MODEL.

#### 8.4.6 Воднева автозаправна станція

В Інституті відновлюваної енергетики розроблено вітроводневу заправну станцію, показану на рис. 8.7. Розглянуто різні варіанти заправки автотранспорту з використанням водню.

Особливо привабливим є комплексне використання енергії відновлюваних джерел на об'єктах, віддалених від ліній електропередач і важкодоступних місцях для їх підведення. В даному випадку витрати на доставку електроенергії можуть значно перевищувати витрати на установку устаткування на основі відновлюваних джерел енергії.

Як приклад, можна привести участь Інституту відновлюваної енергетики НАН України у створенні вітрофотоелектричних енергосистем для енергопо-



постачання маяка на Тендрівській косі, (рис. 8.8), у проектуванні вітродизельної енергосистеми на острові Зміїний та створенні комплексної енергосистеми на острові Тузла, що виконувалися згідно рішення Президента України і Кабінету Міністрів України.

### ТРАНСПОРТ НА ВОДНІ

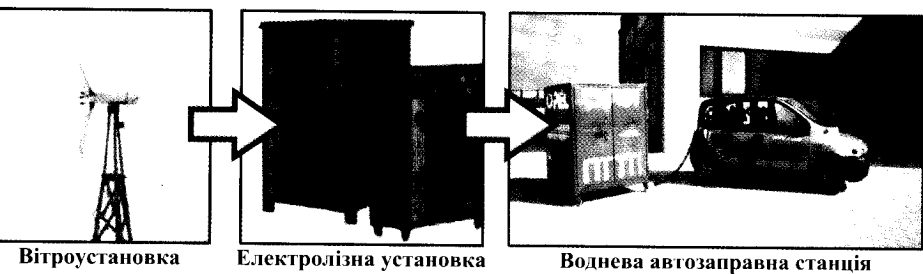


Рис. 8.7. Вітроводнева заправна станція

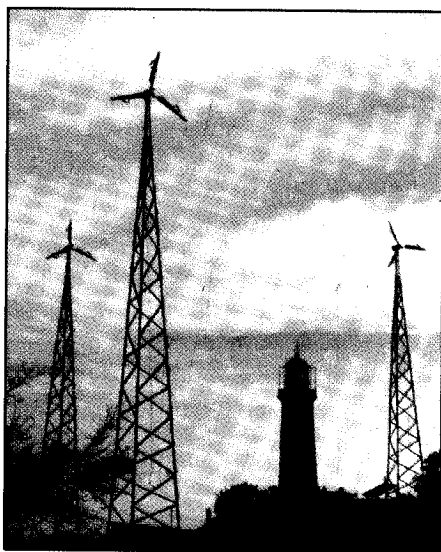


Рис. 8.8. Комплексна енергосистема потужністю 4,5 кВт на острові Тендрівська коса (Чорне море)

Особлива увага звертається на необхідність розробки комплексних систем енергопостачання на основі відновлюваних джерел енергії для таких об'єктів, як великі будинки відпочинку, санаторії, ботанічні сади, заповідні зони, які розкидані на великих територіях. Їх енергопостачання з одного боку ускладнене, а з іншого – вимагає використання "чистих" джерел енергії. Інститутом відновлюваної енергетики НАН України розроблена і здійснюється

як демонстраційна система науково-технічний проект "Чиста енергія". Цей проект придатний для даних об'єктів, ним передбачене екологічно чисте електро- і теплостачання і створення екологічно чистих транспортних засобів Ботанічного саду НАН України в м. Києві за рахунок енергії відновлюваних джерел. Комплексна енергосистема фотоелектричного і геліоенергетичного енергозабезпечення корпусу ІВЕ НАН України в Ботанічному саду ім. М.М. Гришка НАН України показана на рис. 8.9.

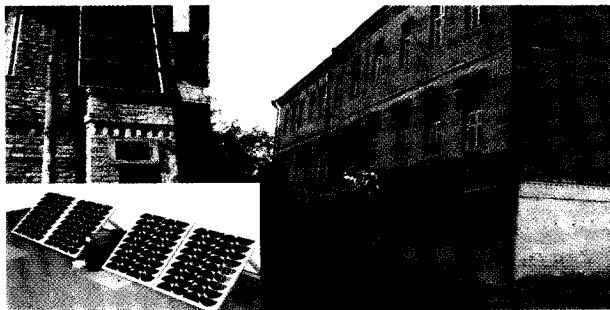


Рис. 8.9. Комплексна енергосистема фотоелектричного і геліоенергетичного енергозабезпечення корпусу ІВЕ НАН України, м. Київ

Таким чином, стабільне і безперебійне забезпечення споживачів енергією необхідної якості за рахунок комплексного використання енергії відновлюваних джерел і акумуляторів енергії збільшує шанси розвитку відновлюваної енергетики в різних галузях господарювання, особливо автономної відновлюваної енергетики.

### **8.5 Перспективи впровадження комбінованих енергосистем на основі відновлюваних джерел енергії та систем акумулявання**

Для створення нових ефективних комбінованих енергосистем та визначення оптимальних режимів їх експлуатації необхідний подальший розвиток наукових основ відновлюваної енергетики із застосуванням сучасної матеріально-технічної бази, методичного та інформаційно-аналітичного забезпечення, що прискорить виконання науково-дослідних, проектно-конструкторських та експериментальних робіт із впровадженням комбінованих енергосистем на основі відновлюваних джерел енергії.

Оскільки застосування комбінованих енергетичних систем фактично є способом підвищення ефективності окремих енергоустановок на основі ВДЕ, то і потреба в них залежатиме від обсягів впровадження та можливостей комплексного застосування різного енергетичного обладнання за основними напрямками розвитку відновлюваної енергетики.

На найближчу перспективу найбільшої ефективності можна досягти при впровадженні комбінованих енергосистем на основі відновлюваних джерел

енергії у місцях недостатнього забезпечення електроенергією та на об'єктах, віддалених від електромережі. Розроблений і рекомендований до впровадження комплексний енерговузол для енергозабезпечення житлових та промислових сільськогосподарських об'єктів, у тому числі індивідуальних фермерських господарств, розташованих у місцях, віддалених від промислової електромережі, заощаджує близько 16,5 т у.п. за рік (з урахуванням загальної кількості виробленої енергії – електроенергії, теплової енергії та енергії біогазу). При впровадженні навіть одного такого комплексу в кожному селі України, де є нагальна потреба в додаткових джерелах енергії (загальна кількість населених пунктів в Україні близько 300 тис.), обсяг впровадження становитиме 300 тис. штук, а економія паливно-енергетичних ресурсів – 4950 тис. т у.п. на рік [1, 6].

Потреба в системах акумуляування залежить від обсягів впровадження енергетичного обладнання на основі відновлюваних джерел енергії, яке в процесі експлуатації не може досягти необхідних показників без застосування накопичувачів енергії. Так, експлуатація геліотехнічного обладнання недостатньо ефективна без використання акумуляторів тепла або холоду: при експлуатації автономних вітроелектростанцій без акумуляторів електричної енергії використати можна лише 20-30% електроенергії від технічно можливого обсягу її виробництва.

Досяжні річні обсяги виробництва електроенергії для автономних вітроелектростанцій в Україні становлять 16 млрд кВт·год. Середньорічна економія енергетичних ресурсів за рахунок застосування систем акумуляування в автономній вітроенергетиці становитиме:

- за максимальним рівнем (підвищення коефіцієнта корисного використання (ККВ) вітроустановок на 70%) – 11,2 млрд кВт·год або 4,0 млн т у.п. в рік;

- за мінімальним рівнем (підвищення ККВ на 30%) – 4,8 млрд кВт·год або 1,7 млн т у.п. на рік.

Для оцінки обсягів економії енергетичних ресурсів у даному випадку застосовувалась питома величина умовного палива, що витрачається на виробництво електроенергії – 0,36 кг/1 кВт·год.

Наведені розрахунки на прикладі автономної вітроенергетики показують величину можливих обсягів економії органічного палива та підвищення рівня ефективності обладнання на основі відновлюваних джерел енергії при застосуванні систем акумуляування.

За попередніми оцінками, потреба в енергосистемах електропостачання на основі відновлюваних джерел енергії з використанням електрохімічних нікель-кадмієвих акумуляторів для резервного живлення електроприладів тільки для сільського господарства та побуту становить близько 5000000, що дозволить заощадити біля 2500 тис. т у.п. на рік тільки за рахунок використання акумуляюючих пристроїв (завдяки застосуванню системи акумуляування електричної енергії енергоємністю 80 А·год можна заощадити близько 0,5 т у.п./рік) [6].

Техніко-економічні характеристики комбінованих енергосистем відновлюваних джерел енергії визначаються, крім техніко-економічних характеристик окремих енергетичних установок, акумулюючих пристроїв та допоміжного обладнання, ще й мірою взаємодії та взаємозамінності їх складових елементів в основному своєму призначенні – стабільному безперервному енергозабезпеченні споживачів енергією необхідного виду і якості.

Результати розрахунків і досліджень, отримані при проведенні лабораторних та натурних випробувань, показали, що експлуатація комбінованого енергетичного вузла (сонячна і вітрова установки, системи акумулювання теплової та електричної енергії) навіть в умовах Київської та Чернігівської областей забезпечує економію біля третини органічного палива, необхідного для енергопостачання індивідуальної фермерської садиби. При цьому системи акумулювання підвищують коефіцієнт корисного використання вітрових та сонячних енергоустановок на 30-50%, тобто мінімум третина енергії, яка не могла бути використана, переходить у прийнятну для споживача якість. Завдяки цьому в комбінованих енергосистемах можна застосувати енергоустановки на основі відновлюваних джерел енергії меншої потужності, ніж при одиничному їх використанні, і, відповідно, зменшити капіталовкладення, які для установок відновлюваної енергетики на даний час достатньо високі [72, 73].

Можливості застосування водню у промисловості та в комунальному господарстві є досить широкими. Сучасні дослідження показують, що водень може перекрити до 85% всіх енергетичних потреб у секторі індустрії і 92% потреб побутового сектору і сектору індивідуальних споживачів [1, 6].

## **Контрольні запитання**

1. Якими факторами обумовлюється використання комбінованих енергосистем на основі відновлюваних джерел енергії?
2. Наведіть основні функції акумуляторів енергії в енергосистемах на основі відновлюваних джерел енергії.
3. Яким чином класифікуються акумулятори енергії?
4. Наведіть вимоги до систем акумулявання електричної енергії та типи електрохімічних акумуляторів, найбільш прийнятних для застосування в комбінованих енергосистемах на основі ВДЕ.
5. Наведіть класифікацію теплових акумуляторів за різними ознаками.
6. Опишіть основні різновиди теплового акумулявання з огляду на акумуляуюче та теплообмінне середовище, застосоване в тепловому акумуляторі.
7. За якими властивостями проводиться вибір ефективного теплоакумуляуючого середовища на основі фазового переходу?
8. Які питання вирішуються в рамках водневої енергетики, в тому числі у галузі відновлюваної енергетики?
9. Наведіть основні сфери, області використання та основні енергетичні властивості водневого палива.
10. Опишіть процес виробництва водню електролізом води.
11. Наведіть основні форми зберігання і транспортування водню, переваги та недоліки кожного з методів.
12. Опишіть методи та засоби використання водню в якості моторного палива, їх переваги, недоліки та вимоги щодо вмісту водню в автомобільних акумуляторах.
13. Наведіть схему та опишіть принцип дії автономної комбінованої енергосистеми на основі вітроустановки та фотоелектричних батарей.
14. Наведіть схему та опишіть принцип дії системи для резервного електроживлення на основі вітроустановки та фотоелектричних батарей.
15. Покажіть схему вітроводневої станції.

## *Література*

1. Н.М.Мхитарян. Энергетика нетрадиционных и возобновляемых источников. К., Наукова думка, 1999. – 314 с.
2. Энергетика: история, настоящее и будущее. Т. I. От огня и воды к электричеству. – Киев, 2005. – 304 с.
3. Тельдеши Ю., Лесны Ю. Мир ищет энергию. / Пер. со словацкого– М. : Мир, 1981. – 439 с.
4. В. П. Клавдиенко, А. П. Тарасов. Нетрадиционная энергетика в странах ЕС: экономическое стимулирование развития. №9. "Наука". М: 2006. – С. 42–46.
5. Б.С. Белосельский. Технология топлива и энергетических масел. Учебник для вузов. Изд-во МЭИ. Москва. 2005. – 346 с.
6. Енергоефективність та відновлювані джерела енергії. Під заг. ред. Шидловського А.К. – Київ: Українські енциклопедичні знання, 2007. – 559 с.
7. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України. Київ.: ТОВ "Віол Принт", – 2008. – 55 с.
8. Дослідження, визначення та обґрунтування по видам джерел базових прогнозних показників до проекту Програми розвитку відновлюваних джерел енергії та альтернативних видів палива. //Звіт про виконання науково-дослідної роботи ІВЕ НАНУ. Реєстр. № 0110U006388. Київ. 2010. – 214 с.
9. Асланян Г.С., Молодцов С.Д. Финансовые аспекты использования нетрадиционных источников энергии. // Теплоэнергетика. 2001. №2, С. 34–39.
10. Алексеев Б.А. Возобновляемые источники энергии за рубежом. // Энергетика за рубежом. Приложение к журналу "Энергетик". Выпуск 2, 2005. – С. 33–42.
11. Безруких П.П. Возобновляемая энергетика: вчера, сегодня, завтра. // Энергетические станции. 2005. – №2, С. 35–47.
12. Ветроэнергетика Украины: перспектива развития на ближайшие 20 лет. — К.: INFORSE. Международная сеть по сбалансированной энергии, ГО "Енергія майбутнього століття", 1999. – 10 с.
13. Белая книга (финальный документ Комиссии Европейского Союза). Стратегия и план действий Европейского Союза. Энергия будущего: возобновляемые источники энергии. – 1997. – 43 с.
14. Шкардюк И.Э., Чупров В.А. Технологическая картина мировой энергетики до 2050 года. Москва. 2010. – 78 с.
15. Закон "Про нове регулювання законодавства про відновлювані джерела енергії в системі енергопостачання" від 21 липня 2004 року // бюлетень федеральних законів за 2004 рік. Частина I. №40, віддруковано в Бонні 31 липня 2004 року. – 2004. – 30 с.
16. В.С. Кривцов, А.М. Олейников, А.И. Яковлев. Неисчерпаемая энергия. Кн. 2. Ветроэнергетика. / Учебник. – Харьков: Нац. Аэрокосм. ун-т "Харьк. авиац. ин-т", Севастополь: Севаст. нац. техн. ун-т, 2004. – 519 с.

17. Энергетика: история, настоящее и будущее. Т. 4. Возобновляемая энергетика. Функционирование и развитие энергетики в современном мире. – Киев, 2010. – 612 с.

18. Васильев Ю.С., Хрисанов Н.И. Экология использования возобновляющихся энергоисточников. – Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1991. – 343 с.

19. Концепция использования ветровой энергии в России. Под ред. Безруких П.П. – М: "Книга-Пента", 2005. – 128 с.

20. Жуковский Н.Е. Вихревая теория гребного винта. Полное собрание сочинений, т. VI, ОНТИ НК ТП СССР, 1937.

21. Сабинин Г.Х. Теория и аэродинамический расчет ветряных двигателей. Труды ЦАГИ, вып. 104, 1931.

22. Ахмедов Р.Б. Технология использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Сер.: Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Т.2 – М.: ВИНТИ, 1987. – 174 с.

23. Ветроэнергетика/Под ред. Д. де Рензо; Пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 72 с.

24. Методика расчета аэродинамических характеристик быстроходных ветродвигателей / Шевченко Ю.В., Ефремов И.И., Халай Ю.Л.: Киев, Политехн. ин-т. – Киев, 1988, – 14 с.: ил. Деп. в УкрНИИНТИ №389-Ук 89.

25. Праховник А.В. Малая энергетика: распределенная генерация в системах энергоснабжения. – К.: "Освіта України", 2007. – 464 с.

26. Шефтер Л.И. Использование энергии ветра. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 200 с.

27. А.с. СРСР по заявці № 4434906/06-/08439 5/ "Ветроагрегат", МКИ F03Д 1/06 від 31.05.88.

28. Волшаник В.В., Зубарев В.В., Франкфурт М.О. Использование энергии ветра, океанских волн и течений. Сер.: Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Т. I. – М.: ВИНТИ, 1983. – 100 с.

29. Ветроагрегаты. Типы и основные параметры. ГОСТ 2656-82, М.: Изд-во стандартов, 1982.

30. Андрианов В.Н., Быстрицкий Д.Н., Вашкевич К.П. и др. Ветроэлектрические станции. – М. – Л.: Государственное энергетическое изд-во, 1960. – 320 с.

31. Сборник научных трудов Гидропроекта. Вып. 129. Ветроэнергетические станции / Под ред. Н.А. Рисьшева. – М., 1988 – 224 с.

32. Кудря С.О., Тучинський Б.Г., Іванченко І.В. Народногосподарський ефект державних інвестицій у вітроенергетику. // Відновлювана енергетика. – 2006. – №1.

33. Безруких П.П. Использование энергии ветра. Техника, экономика, экология. М.: Колос, 2008 – 196 с.

34. Андерсон Б. Солнечная энергия. – М. – Стройиздат, 1982. – 374 с.

35. Даффи У.Дж., Бекман У.А. Тепловые процессы с использованием солнечной энергии /Под ред. Ю.Н.Малевского – М., 1977.

36. Берковский Б.М., Кузминов В.А. Возобновляемые источники энергии на службе человека // Наука и технический прогресс – М.: Наука, 1987. – 128 с.
37. Бринкворт Б. Солнечная энергия для человека. Пер. с англ. /Под ред. Б.В. Тарнижевского. – М.: Мир, 1976. – 291с.
38. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников в России. Под общей ред. Безруких П.П. – Санкт-Петербург: "Наука", 2002. – 314с.
39. Програма державної підтримки розвитку нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії та малої гідро- і теплоенергетики. Київ, 1997. – 56 с.
40. Твайделл Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии. – М.: Энергоатомиздат. 1990. – 344 с.
41. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии. Учебное издание. – М.: ИП РадиоСофт, 2008. – 228 с.
42. Щербина О. Енергія для всіх. Технічний довідник з енергоощадності та відновних джерел енергії. – Ужгород., 2007. – 336 с.
43. Кривцов В.С., Олейников А.М., Яковлев А.И. Неисчерпаемая энергия. Кн. 3. Альтернативная энергетика. / Учебник. – Харьков: Нац. Аэрокосм. ун-т "Харьк. авиац. ин-т", Севастополь: Севаст. Нац. техн. ун-т, 2006. – 643 с.
44. Солнечная энергетика в Крыму. Методическое пособие для специалистов и всех интересующихся проблемами использования солнечной энергии. Информационно-справочное издание. Под ред. Бокова В.А. и Стоянова В.У. Творческий союзНИО Крыма, Севастополь Киев 2008. – 201 с.
45. Яцик А.В., Бишовець Л.Б., Богатов Є.О. Малі річки України. Довідник. – Київ: Урожай, 1991. – 296 с.
46. Энергетические ресурсы СССР. Гидроэнергетические ресурсы /А.Б. Авакян, В.А. Баранов, Л.Б. Берштейн и др. Под ред. А.Н. Вознесенского. М.: Наука, 1967.
47. Железняков Г.В., Данилевич Б.Б. Точность гидрологических измерений и расчетов. М.: Гидрометеоздат, 1966. – 240 с.
48. Железняков Г.В., Неговская Т.А., Овчаров Е.Е. Гидрология, гидрометрия и регулирование стока. М.: Колос, 1984. – 256 с.
49. Григорьев С.В. Потенциальные ресурсы малых рек СССР. // Труды научно-иссл. учреждений ГУ ГМС, серия IV, вып. 34. М.: Гидрометеоздат, 1946.
50. Техничко-економическіе характеристики малої гідроенергетики (справочн. м-лы). Методич. Пособие /В.И. Виссарионов, Н.К. Малинин, Г.В.Дерюгина и др.. М.: Изд-во МЭИ, 2001. – 120 с.
51. Васько П.Ф. Сучасний стан, потенційні можливості та передумови подальшого розвитку малої гідроенергетики в Україні // Відновлювана енергетика. 2006. №1, С. 60-65.
52. Кудря С.О., Головки В.М. Основи конструювання енергоустановок з відновлюваними джерелами енергії (курс лекцій). – Київ, 2005. – 132 с.



53. Левківський С.С., Падун С.С. Рациональное використання і охорона водних ресурсів: Підручник. К.: Либідь, – 2006. – 280 с.
54. Соуфер О., Заборски О. Биомасса как источник энергии. - М.: Мир, 1985. - 375 с.
55. Кадастр рослинних відходів сільського господарства в кожному районі України. Міністерство сільського господарства і продовольства України, Інститут споруд штучного клімату, Бровари, 1995.
56. Я.Б. Блюм, Г.Г. Гелетука, І.П. Григорюк, В.О. Дубровін, А.І. Ємець, Г.М. Забарний, Г.М. Калетнік, М.Д. Мельничук, В.Г. Мироненко, Д.Б. Рахметов, С.П. Циганков. Новітні технології біоконверсії – К: "Аграр Медіа Груп", 2010. – 326 с.
57. Колотушкин В.И. Справочная книжка торфяника. Под ред. В.Н.Колесина. М., "Недра", 1973. – 205 с.
58. Аналіз стану мінерально-сировинної бази торфу і сапропелю України. Геоінформ. Київ – 2000 – 125 с.
59. Гнеушев В.А. Бурый уголь и торф. "Уголь Украины" – июнь, 1997 – с. 21–23.
60. Лазарев А.В. Технология производства торфа. М., "Недра", 1974 – 320 с.
61. Г.М. Калетник. Розвиток ринку біопалив в Україні. Київ.: "Аграрна наука", 2008 р. – 464 с.
62. Саплин Л.А. и др. "Энергоснабжение сельскохозяйственных потребителей с использованием возобновляемых источников электроэнергии" – Челябинск – 2000, 203 с.
63. Шишкин Н.Д. Малые энергоэкономичные комплексы с ВИЭ. – М., Готика, 2000, 235 с.
64. Забарний Г.М., Кудря С.О., Кондратюк Г.Г., Четверик Г.О. Термодинамічна ефективність та ресурси рідкого біопалива України. – Київ. – 2006. – 226 с.
65. Забарний Г.М., Кудря С.О., J. Naunov, T. Kushevski, Кондратюк Г.Г. Економічні питання виробництва в Республіці Македонія біодизпалива на основі насіння ріпаку. – Київ. – 2006. – 195 с.
66. Перспективные автомобильные топлива. – Москва: Транспорт. – 1982. – 331 с.
67. Смаль Ф.В., Арсенов Е.Е. Перспективные топлива для автомобилей. – Москва: Транспорт. – 1979. – 270 с.
68. Горбов В.М. Энергетичні палива. – Миколаїв: УДМТУ. – 2003. – 327 с.
69. Соловей О.І. та ін. Нетрадиційні та поновлювані джерела енергії: Навчальний посібник. Черкаси 6 ЧДТУ, 2007. – 483 с.
70. Морозов Ю.П. Классификация математических моделей нестационарного теплообмена при движении жидкости в подземных проницаемых слоях // Ж-л "Відновлювана енергетика". – Київ.: № 1, 2006. – С. 77-83.

71. Морозов Ю.П. Определение расстояния между нагнетательной и подъемной скважинами геотермальных циркуляционных систем // Ж-л "Відновлювана енергетика". – Київ.: № 2, 2010. – С. 67-70.
72. Кудря С.О та інші. Комплексні енергетичні вузли на основі нетрадиційних джерел енергії. Науково-технічний звіт. Депоновано в ВІНІТІ, № 0197U013528. Київ. 2000. – 178 с.
73. Яценко Л.В. Визначення ефективності застосування комбінованих енергосистем на основі відновлюваних джерел енергії. //Технічна електродинаміка, ч.1, Київ, 1999. – С. 34–41.
74. Кудря С.О. Системи акумулювання і перетворення енергії відновлюваних джерел // Докт. дис., Київ, 1996. – 548 с.
75. Бекман Н.Г., Гилли П. Тепловое аккумуляирование энергии – М.: Мир, 1987.
76. Левенберг В.Д., Ткач М.Р., Гольстрем В.А. Аккумуляирование тепла. – Киев: Техника, 1991.
77. Водород. Свойства, получение, хранение, транспортирование, применение. Под редакцией Гамбурга Д.М. – Москва.: Химия, 1989. – 671 с.
78. Шпильрайн Э.Э., Малышенко С.П., Кулешов Г.Г. Введение в водородную энергетику, М., Энергоатомиздат. 1984. – 264 с.
79. Аслаян Г.С. Проблематичность становления водородной энергетики. Теплоэнергетика. №4. 2006. – С. 66–73.
80. Кирилов Н.Г. Водородная энергетика: проблемы внедрения и новые российские технологии. Международный научный журнал "Альтернативная энергетика и экология" АЭЭ. №3. 2006. – С.11–17.
81. Канилю П.М. Токсичность ГТД и перспективы применения водорода. – Киев: Наук. думка, 1982. – 140 с.
82. Мищенко А.И. Применение водорода для автомобильных двигателей. – Киев: Наук. думка, 1984. – 142 с.
83. Камнев В.Ф., Хрипач Н.А. Конструкции современных ДВС. Поиски и решения. "Автомобильная промышленность", Изд-во "Машиностроение", №11, 2003. – 202 с.
84. Дмитриев А.Л., Прохоров Н.С. Перспективы применения водорода в качестве энергоносителя. "Химическая промышленность", т. 80, №10 (455), 2003. – С. 27.
85. Автобуси, що працюють на водні, виходять на маршрут. Автомобільний транспорт. № 8, 2003. – С. 55.

Навчальне видання

Кудря Степан Олександрович

# Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії

Підручник

*В авторській редакції  
Надруковано з оригінал-макета замовника*

Темілан 2011 р., поз. 1-1-008

Підп. до друку 14.08.2012. Формат 60×84<sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Папір офс. Гарнітура Times.  
Спосіб друку – офсет. Ум. друк. арк. 28, 64. Обл.-вид. арк. 47,56. Наклад 500 пр. Зам. № 12-208.

НТУУ «КПІ» ВПІ ВПК «Політехніка»  
Свідоцтво ДК № 1665 від 28.01.2004 р.  
03056, Київ, вул. Політехнічна, 14, корп. 15  
тел (044) 406-81-78