ОБ'ЄДНАННЯ ШКІЛ ЕЛЕКТРИЧНИХ №1,
м. КРАКІВ (ПОЛЬЩА)

ПОЛТАВСЬКА ДЕРЖАВНА АГРАРНА АКАДЕМІЯ,
м. ПОЛТАВА (УКРАЇНА)

Ришард Титко, Володимир Калініченко
Ryszard Tytko, Volodymyr Kalinichenko

Відновлювальні Джерела Енергії

(Досвід Польщі для України)

ДРУГЕ ВИДАННЯ

Щиро дякуємо за допомогу
у публікації пану Петру Сопа

Варшава – Краків – Полтава, 2012

УДК 658.26
ББК 31.19

Ришард Титко, Володимир Калініченко.
Відновлювальні джерела енергії (досвід Польщі для України)

Посібник «Відновлювальні джерела енергії (досвід Польщі для України)» показує перспективи та шляхи впровадження відновлювальної енергетики в Польщі та на Україні.

У посібнику надаються теоретичні основи використання відновлювальних джерел енергії, енергетичний потенціал України, загальний та територіальний розподіл ресурсів, сучасний стан розвитку. Зроблено огляд існуючих технологій щодо використання кожного конкретного виду відновлювальної енергетики. Показано типові проекти, що застосовуються на даний момент у Польщі і можуть бути корисними для України. Зроблено огляд законодавчих актів та проектів України по кожному з видів відновлювальної енергетики. Приведено приблизні технологічні та економічні розрахунки проектів з відновлювальної енергетики.

Рекомендовано до використання при вивченні дисциплін «Енергетичний менеджмент», «Енергоощадження та відновлювальні джерела енергії», «Енергетична безпека» та ін. студентами економічних спеціальностей аграрних вищих навчальних закладів.

Рецензенти:
Andrzej Gawdzik – Опольский Університет (Польща), д.т.н., професор
Ryszard Ciach – Приватна вища школа охорони середовища у Радомю (Польща), д.т.н., професор
Jacek Zimny – Гірничо-металургійна Академія в Кракові (Польща), д.т.н., професор
Piotr Sopa – координатор від видавництва, м. Варшава (Польща), магістр
Писаренко П.В. – декан агрономічного факультету Полтавської державної аграрної академії, м. Полтава, (Україна), д.с.-г.н., професор

Консультанти:
Stanisław Bahdach – Президент ТзОВ OWG
Janusz Okoń – Директор ТзОВ OWG

Технічний редактор: д.с.-г.н., професор Калініченко А.В.
Проект обкладинки: Svitlana Danylyk
Підготовка і друк: ТзоВ LOTOS POLIGRAFIA, вул. Вал Медзешинський, 98, 04-987, Варшава

За допомогу у перекладі з польської мови, адаптації тексту до умов України, а також проведенні окремих досліджень автори щиро дякують – М.В. Патика, В.С. Мошковській, А.В. Калініченко, Д.Г. Чурілову, О.М. Кощенко , Н.М. Панченко, Р.С. Кордубану, В.В. Шипоші, Ю.В. Шмиголь.

За допомогу і творчу підтримку у створенні цієї книги автори щиро дякують адміністрації Полтавської державної аграрної академії в особі: ректора, к.е.н., професора Аранчій В.П.; проректора з науково-педагогічної роботи та міжнародних зв`язків, к.с.-г.н., професора ПДАА О.О.Горба; декана агрономічного факультету, д.с.-г.н., професора П.В. Писаренка; декана факультету економіки та менеджменту, к.е.н., доцента О.А. Галича; директора Навчально-наукового інституту інформаційних та інноваційних освітніх технологій ПДАА, завідувача кафедри інформаційних систем і технологій, д.с.-г.н., професора Калініченко А.В.

Рекомендовано до друку вченою радою Навчально-наукового Інституту Економіки і Бізнесу Полтавської державної аграрної академії, протокол № 12 від 11 червня 2010 року.

Видання книги здійснено під патронатом:
Посла України у Республіці Польща, м. Варшава; Посла Республіки Польща в Україні, м.Київ;
Директора ТзОВ OWG Станіслава Багдах;
Ректора Полтавської державної аграрної академії, професора Аранчій В.І.

ISBN: 978-83-928382-5-8
© Видавництво OWG, Варшава © Ришард Титко, Володимир Калініченко

Від Авторів

Актуальність теми енергозабезпечення за рахунок відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) не викликає сумніву. Обмежена кількість науково-популярної та навчальної літератури на видавницькому ринку України з цієї тематики на фоні все зростаючої зацікавленості нею спонукала нас написати цю роботу. Вона орієнтована на студентів економічних та технологічних спеціальностей аграрних вищих навчальних закладів, вивчаючих дисципліни "Енергетичний менеджмент", "Енергоощадження та відновлювальні джерела енергії", "Енергетична безпека" та ін. Крім того вона може зацікавити широке коло читачів зацікавлених цією областю техніки в теорії і на практиці.

У даній розробці ми намагалися охопити комплекс питань, пов'язаних з використанням найбільш застосовуваних джерел відновлювальної енергії: сонячної, геотермальної, водної, вітрової і енергії біомаси в країнах ЄС, Польщі, Україні. Готуючи посібник ми користувались інформацією з інших печатних джерел, інтернетівських сторінок, інформаційних брошур фірм, що виробляють і монтують пристрої та системи ВДЕ в Польщі і Україні.

При написанні посібника за основу було взято польський підручник «Відновлювальні джерела енергії» під одноосібним авторством Ришарда Титко, який був складений згідно з вимогами програм навчання для професійної підготовки техніків з монтажу і експлуатації пристроїв, використовуючих відновлювальні джерела енергії (311930). Вищевказаний підручник був затверджений Міністерством Національної Освіти Польщі і на протязі останніх 5 років є базовим підручником для викладання предметів з ВДЕ у Польщі. З незначними переробками та доповненнями він перевидавався 6 разів.

При підготовці українського видання посібник був суттєво розширений, доповнений матеріалами стосовно України. Це, насамперед, розширений аналіз потенціалу відновлювальних джерел енергії в Україні, загальний та територіальний їх розподіл. Представлено законодавчі ініціативи, акти та проекти, що стосуються розвитку та підтримки впровадження ВДЕ. Було зроблено аналіз сучасного стану ринку ВДЕ на Україні та перспектив його розвитку. Розглянуто існуючі проекти з організаційної, технічної та економічної точок зору. Зроблено екологічний аналіз існуючих проектів.

Ми виражаємо сердечну вдячність всім причетним до появи цієї книжки, а особливо:

- рецензентам, названим на титульній сторінці;
- авторам публікацій, цитованих в підручнику;
- науковим працівникам Науково-дослідних інститутів та ВНЗ Польщі та України, що займаються проблематикою ВДЕ;
- виробникам обладнання та фірмам, що займаються монтажем пристроїв ВДЕ в обох країнах;
- особисто Ректору Полтавської державної аграрної академії, к.е.н., професору Аранчій В.І.;
- Директору Об'єднання Шкіл Електричних № 1 в Кракові – магістру, Антоні Ющику;

- професорам, викладачам і адміністративним працівникам Полтавської державної аграрної академії та Об'єднання Шкіл Електричних № 1 в Кракові;
- студентам Полтави та Кракова за допомогу при редагуванні книги;
- видавцям ТзОВ OWG, Варшава.

Окрему подяку хочемо виразити всім причетним до організації наукових лабораторій з ВДЕ у Полтавській державній аграрній академії та Об'єднанні Шкіл Електричних № 1 в м. Кракові. Частина досліджень представлених у посібнику виконана на обладнанні цих лабораторій. Лабораторні практикуми та практичні завдання для студентів підготовлені для виконання на обладнанні цих лабораторій.

У другому доопрацьованому виданні нами було додано матеріали про розділи про новітні технічні рішення у використанні ВДЕ. Крім того були додані розділи про комплексне використання та оптимізацію роботи відновлюваних джерел енергії і використання енергії у сільському господарстві.

Маємо надію, що дана публікація буде сприяти зростанню популярності ВДЕ в наших країнах та динамічному росту числа реалізованих проектів з ВДЕ. Сподіваємося й на зростання суспільної свідомості та загальної підготовленості учнів, молоді, студентів та спеціалістів фірм, що виробляють, монтують та експлуатують енергетичне обладнання для альтернативних джерел енергії. Популяризація ВДЕ в Польщі та Україні не тільки підвищує енергетичну незалежність наших країн, зменшує витрати на традиційні енергоносії, але й впливатиме на покращення екології наших країн, зменшення шкідливих викидів.

Ми не збираємось закінчувати роботу над представленою тематикою. Сподіваємося у наступних перевиданнях книги розглянути нові досягнення у технологіях ВДЕ, що швидко розвиваються. Будемо раді врахувати побажання та зауваження висловлені нашими читачами.

магістр, інженер Ришард Титко
Об'єднання шкіл електричних №1
(м. Краків), Польща
rysiekty@wp.pl

к.с.г.-н. Володимир Калініченко
Полтавська державна аграрна академія
(м. Полтава), Україна
kalinichenkov@ukr.net

Анджей Гавдзик
Декан природничо-технічного факультету
Опольского Університету (Польща),
д.т.н., професор

РЕЦЕНЗІЯ

на посібник книжки “Відновлювальні джерела енергії (досвід Польщідля України)”, автори: Рішард Титко, Калініченко Володимир

Із справжнім задоволенням я вивчив названий вище посібник, який широко висвітлює питання, пов’язані з відновлювальними джерелами енергії.

Цей підручник, скромно названий авторами науково-популярним, робить надзвичайно цінний внесок у проблематику, пов’язану з використанням відновлювальних джерел енергії.

У підручнику представлено комплексну оцінку проблематики, пов’язаної з використанням сонячної енергії, енергії вітру, геотермальної енергії, водної енергії і енергії, що походить з біомаси. Цей посібник являє не тільки інтегральну частину програми навчання за спеціальностями, пов`язаними з відновлювальними джерелами енергії, але є ще й цінним джерелом інформації, популяризації і підвищення суспільної свідомості у сфері нетрадиційної енергетики.

Це оновлене видання має ряд корисних змін і доповнень щодо використання новітніх технічних рішень у відновлюваній енергетиці. У останньому розділі зроблено важливий акцент на необхідність комплексного використання та оптимізації відновлюваних джерел енергії різного походження для підвищення ефективності їх роботи, наведено приклади ефективного використання ВДЕ у сільськогосподарському виробництві.

Коло користувачів цієї роботи повинне бути широким, а популяризація викладеного в ній матеріалу повинна сприяти зростанню впровадження нетрадиційної енергії в сумарному енергетичному балансі країни. Це є шансом на енергетичну незалежність, особливо для локальних громад, і, як наслідок, для підвищення регіонального розвитку і збільшення нових робочих місць.

З огляду на актуальність тематики, повноту, а також бездоганне оформлення я переконливо рекомендую посібник Ришарда Титко і Володимира Калініченко “Відновлювальні джерела енергії” до друку.

Зміст

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ ТА ОДИНИЦІ ЇХ ВИМІРУ 14
СПИСОК СКОРОЧЕНЬ 18
ПЕРЕДМОВА 24
ВСТУП 26

1. СОНЯЧНА ЕНЕРГІЯ

1.1. Вступ 67
1.2. Потенціал сонячної енергії України 68
1.3. Сонячна електроенергетика 71
1.3.1. Геліотермічний метод 71
1.3.2. Перспективні геліотермічні проекти 73
1.4. Геліоелектричний метод 74
1.4.1. Розвиток сонячної електроенергетики у світі 76
1.4.2. Сонячні елементи. Конструкція, принцип дії та технології виготовлення 79
1.4.2.1. Загальні відомості з оптичної фізики 79
1.4.2.2. Будова та принцип роботи СЕ 81
1.4.2.3. Конструкції і матеріали сонячних елементів 82
1.4.3. Приклади застосування фотоелементів 107
1.4.4. Результати вимірів у лабораторії ВДЕ Полтавської державної аграрної академії 109
1.4.5. Характеристики «прямуючих за сонцем» фотовольтажних систем 110
1.4.6. Конфігурація фотовольтажних систем 112
1.4.6.1. Автономна мережа 112
1.4.6.2. Фотовольтажна система під'єднана до загальної електромережі 113
1.4.7. Основні елементи фотовольтажних систем та їх технічні параметри 114
1.4.7.1. Контроллер заряду–розряду акумуляторної батареї . . 115
1.4.7.2. Інвертори 116
1.4.7.3. Додаткове обладнання 117
1.4.8. Розрахунок параметрів та кількості фотоелементів для приватного будинку 117
1.4.9. Монтаж корпусних сонячних модулів 121
1.4.9.1. Монтаж на похилому даху 121
1.4.9.2. Монтаж фотомодулів на плоскому даху, землі 123
1.4.10. Способи монтажу сонячних батарей на базі еластичних фотополімерів на плоскому даху 123
1.4.11. Етапи виконання проекту встановлення фотовольтажної системи 124
1.4.11.1. Технічні умови, проект 124
1.5. Висновки 126
1.6. Сонячна теплоенергетика 128

1.6.1. Розвиток світової сонячної теплоенергетики 128
1.6.2. Сучасний стан сонячної теплоенергетики в Україні 129
1.6.3. Класифікація геліосистем 131
1.6.4. Сонячні колектори 132
1.6.4.1. Класифікація сонячних колекторів 132
1.6.4.2. Будова плоских колекторів 132
1.6.4.3. Плоский вакуумний колектор 136
1.6.4.4. Будова трубчастих вакуумних сонячних колекторів . . 137
1.6.4.5. Концентруючі сонячні колектори. 144
1.6.4.6. Слідкуючий за сонцем вакуумний сонячний колектор з концентраторами 146
1.6.4.7. Проточній сонячний пластиковий колектор. 147
1.6.4.8. Комбінований сонячний колектор 147
1.6.5. Критерії вибору сонячного колектора 148
1.6.6. Геліоустановки 152
1.6.6.1. Класифікація геліоустановок 152
1.6.7. Типові елементи геліоустановки для систем опалення приватних будинків та невеликих об’єктів 154
1.6.7.1. Бак-акумулятор 155
1.6.7.2. Насосна група 159
1.6.7.3. Розширювальний бак. 159
1.6.7.4. Аварійний клапан тиску 160
1.6.7.5. Повітревідвідник 161
1.6.7.6. Цифрові регулятори 161
1.6.7.7. Безперебійне джерело живлення UPS 166
1.6.7.8. Датчики температури 167
1.6.7.9. Басейновий теплообмінник 167
1.6.7.10. Термоелектронагрівач (ТЕН) 168
1.6.7.11. Кріплення колектора на покрівлі і конструкції 168
1.6.8. Монтаж гідравлічної системи 169
1.6.8.1. Виконання трубопроводів 169
1.6.8.2. Теплоізоляція геліосистеми 170
1.6.9. Проектування та монтаж і установка сонячних колекторів . . . 170
1.6.9.1. Розрахунок параметрів геліоустановки 170
1.6.9.2. Орієнтація, кут нахилу СК та відстань між рядами колекторів 175
1.6.9.3. Вибір місця розташування 177
1.6.9.4. Приблизні розрахунки геліосистеми 178
1.6.9.5. Приблизні розрахунки геліосистеми для ГВП та часткового опалення будинку 180
1.6.9.6. Комп’ютерні моделюючі програми 181
1.6.10. Розміщення СК та їх монтаж 184
1.6.10.1. Етапи монтажу геліосистеми. Монтаж колекторів. Основні конструкції для кріплення колекторів 185
1.6.10.2. Підбір бака-акумулятора 192
1.6.10.3. Заповнення первинного контуру геліосистеми робочою рідиною 193
1.6.11. Приклади та типові схеми використання геліосистем 195

1.6.11.1. Особливості комбінованого використання геліосистем 195
1.6.11.2. Типові схеми систем опалення, обладнаних сонячними колекторами 195
1.6.11.3. Схеми і принцип дії комбінованих з геліосистемою схем теплопостачання систем 200
1.6.12. Система підігріву води у басейні 203
1.6.13. Установки середньої потужності 205
1.6.14. Установки великої потужності 208
1.6.14.1. Комбінована система теплопостачання лікарні у м. Ченстохові, Польща 208
1.6.14.2. Геліосистема для теплопостачання жилого мікрорайону з ґрунтовим тепловим накопичувачем . . 209
1.6.15. Принципи монтажу «сонячних полів» для потужних геліоустановок 212
1.6.16. Дослідження ефективності сонячних колекторів у лабораторії енергозбереження та ВДЕ в Полтавській державній аграрній академії 215
1.6.16.1. Результати вимірювання з лабораторії ВДЕ у м. Полтава 219
1.6.16.2. Розрахунок річного заощадження на підігріві води завдяки використанню геліосистеми 222
1.6.17. Плоскі повітряні колектори (ПСК) 227
1.6.17.1. Принцип дії та будова повітряних СК 227
1.6.17.2. Особливості експлуатації ПСК: 230
1.6.17.3. Типові технічні рішення для систем з повітряними колекторами. 230
1.6.17.4. Приклади систем повітряного обігріву 232
1.6.17.5. Економічні розрахунки для систем з ПСК 236
1.6.18. Проекти з комбінованим використанням сонячної енергії 237
1.7. Контрольні запитання до розділу 237

2. ГЕОТЕРМАЛЬНА ЕНЕРГІЯ

2.1. Вступ 239
2.2. Геотермальна енергія у світі 240
2.3. Геотермальні ресурси України та їх використання 242
2.4. Геотермальні запаси 246
2.4.1. Гейзери як джерела геотермальної енергії 248
2.4.2. Гарячі сухі породи – джерело геотермальної енергії 248
2.5. Джерела та способи використання геотермальної енергії 251
2.6. Геотермальні теплоелектроцентралі 251
2.7. Використання геотермальної енергії Польщі. 254
2.8. Перспективи розвитку геотермальної енергетики в Україні 257
2.8.1. Функціонуючі геотермальні і бальнеологічні установи в Польщі 259
2.8.2. Використання геотермальної енергії в Польщі в 1995-2010 роках 260

2.8.3. Функціонуючі геотермальні теплоцентралі 260
2.8.4. Установка у Мшчонові (Mszczonów) 260
2.8.5. Теплоцентраль у Пижицях (Pyrzyce) 260
2.8.6. Геотермальна енергія на Підгаллі (Podhale) 261
2.8.7. Перша геотермальна установка в Польщі 263
2.8.8. Геотермальна енергія в Унейові (Uniejów) 263
2.8.9. Система використання низькотемпературної геотермальної води тепловодопостачання в місті Сломніки 267
2.9. Перспективи розвитку геліоенергетики в Україні 268
2.10. Висновки 269
2.10.1. Переваги використання геотермальної енергії 273
2.10.2. Недоліки використання геотермальної енергії 273
2.11. Теплові насоси 273
2.11.1. Загальна інформація про теплові насоси 273
2.11.2. Геотермальні теплові насоси. Енергетичний потенціал теплоти ґрунту та ґрунтових вод в Україні 274
2.11.3. Загальна інформація про теплові насоси 279
2.11.4. Конструкція та принцип дії теплових насосів 279
2.11.4.1. Теоретичні основи роботи теплових насосів 279
2.11.4.2. Принцип дії та конструкція теплових насосів 281
2.11.5. Будова теплових насосів 285
2.12. Вибір теплового насосу для системи опалення 286
2.12.1. Визначення загальної потреби будівлі у тепловій енергії 286
2.12.2. Визначення робочої системи опалення 289
2.12.3. Система опалення з використанням теплового насосу 291
2.13. Вхідний контур теплового насосу (WQA) 291
2.13.1. Теплові насоси типу «повітря – вода» 293
2.13.2. Теплові насоси типу «грунт – вода» 293
2.13.2.1. Горизонтальні ґрунтові системи 293
2.13.2.2. Вертикальні ґрунтові колектори 299
2.13.2.3. Отримання теплової енергії від ґрунтових вод 301
2.13.2.4. Використання теплової енергії промислових об'єктів та геотермальних вод 302
2.13.2.5. Тепловий насос з безпосереднім випаровуванням . . . 302
2.13.3. Вихідного контур теплового насосу 303
2.13.4. Вибрані приклади теплових насосів 304
2.13.4.1. Грунтові теплові насоси 304
2.13.4.2. Повітряні теплові насоси 307
2.14. Приклад роботи установки з тепловим насосом 313
2.15. Абсорбційні теплові насоси 314
2.16. Комбіновані системи теплопостачання з тепловим насосом та сонячними колекторами 317
2.17. Економічні аспекти застосування теплових насосів порівняно з іншими нагрівальними установками 318
2.18. Використання теплових насосів. Підсумки 318
2.19. Сучасний стан використання теплових насосів в Україні 319
2.20. Переваги та недоліки теплових насосів 319
2.21. Контрольні запитання до розділу 320

3. ЕНЕРГІЯ ВІТРУ

3.1. Вступ 323
3.2. Енергетичний потенціал вітрової енергії 323
3.3. Енергетичний потенціал вітрової енергетики в Україні 328
3.4. Основні типи ВЕУ 330
3.5. Використання вітрової енергії 332
3.5.1. ВЕУ з горизонтальною віссю обертання 332
3.5.2. Системи вітрових турбін з вертикальною віссю обертання . . . 335
3.6. Загальні характеристики вітрових двигунів 337
3.6.1. Енергетичні характеристики вітрових турбін 337
3.6.2. Вихідна потужність вітрової електроустановки 339
3.6.3. Параметри роботи вітроелектроустановок 340
3.7. Конструкція вітрової електроустановки 341
3.7.1. Генерування електричної енергії 343
3.7.2. Методи регулювання вихідної потужності вітрових електростанцій та оптимізації умов роботи вітрового двигуна 345
3.8. Приклад керування ВЕУ 348
3.9. Розвиток вітроенергетики у світі 352
3.10. Етапи реалізації проекту побудови вітрової електростанції в Польщі . 354
3.11. Сучасний стан розвитку вітрової енергетики України 358
3.12. Малі вітрові електростанції – характеристика 362
3.12.1. Результати досліджень вітрової електростанції ЕСО-Н-1,5 кВт 365
3.12.2. Малі вітрові електростанції з вертикальною віссю обертання . 370
3.13. Перспективи розвитку та проблеми вітроенергетики України 372
3.14. Екологічність вітроенергетики 375
3.15. Висновки 376
3.16. Запитання та контрольні завдання до розділу: 377

4. ЕНЕРГІЯ ВОДИ

4.1. Вступ 379
4.2. Гідроенергетика України та її роль в енергетичному балансі держави 383
4.3. Потенціал малої гідроенергетики України 385
4.4. Стан малої гідроенергетики України 389
4.5. Загальна характеристика ГЕС 391
4.5.1. Плотинно-дериваційні ГЕС 391
4.5.2. Проточні гідроелектростанції 392
4.5.3. Гідроакумулюючі електростанції з примусовим підкачуванням 393
4.6. Конструкція гідротурбін 395
4.6.1. Конструкція турбін Френсіса 396
4.6.2. Конструкція турбін Каплана 397
4.6.3. Конструкція турбін Пельтона 398
4.6.4. Конструкція проточної гідротурбіни Осбергера [318] 398
4.6.5. Мікрогідроелектростанції з черв'ячною турбіною «Archimedesa» 401
4.7. Будова гідроелектростанцій 406

4.7.1. Гідротехнічні споруди, елементи гідроелектростанцій, механічні пристрої . . . 406
4.8. Обладнання МГЕС . . . 407
4.8.1. Електрогенератори . . . 407
4.8.2. Регулятори гідротурбін . . . 413
4.8.3. Редуктори . . . 415
4.8.4. Допоміжне механічне обладнання . . . 417
4.8.5. Ремонтне обладнання . . . 419
4.8.6. Електробладнання МГЕС . . . 419
4.8.7. Заземлення . . . 420
4.9. Автоматизація технологічних процесів МГЕС . . . 421
4.9.1. Аварійний захист електрообладнання . . . 423
4.9.2. Пусковий режим та зупинка МГЕС . . . 425
4.9.3. Безпека роботи турбіни . . . 427
4.9.4. Системи сигналізації . . . 428
4.9.5. Вимірювальна апаратура . . . 428
4.10. Забезпечення власних потреб електростанції . . . 429
4.11. Приклади реалізації проектів МГЕС у Польщі . . . 430
4.11.1. Електростанція Маломіце . . . 430
4.11.2. Мала гідроелектростанція Закопане – Ольча . . . 432
4.12. Етапи реалізації інвестиційного проекту будівництва гідроелектростанцій . . . 434
4.13. Енергія океану та морів . . . 436
4.13.1. Енергія припливів і відпливів . . . 436
4.13.2. Енергія морських течій . . . 439
4.13.3. Енергетичний потенціал хвилі . . . 440
4.13.4. Перетворення термальної енергії океану (Системи Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC)) . . . 448
4.13.5. Енергія солоної води . . . 449
4.14. Перспективи гідроенергетики України . . . 449
4.14.1. Перспективи розвитку малої гідроенергетики України . . . 449
4.14.2. Перспективи розвитку великих гідроелектростанцій України . . . 451
4.15. Висновки . . . 452
4.16. Запитання та контрольні завдання до розділу . . . 453

5. ЕНЕРГІЯ БІОМАСИ

5.1. Поняття біомаси . . . 455
5.2. Енергетичний потенціал біомаси в Україні . . . 458
5.2.1. Деревина як біопаливо . . . 460
5.2.2. Солома як біопаливо . . . 463
5.2.3. Енергетичні культури . . . 469
5.2.4. Енергетичний потенціал біогазу . . . 474
5.2.5. Енергетичний потенціал сировини для виробництва біодизелю 477
5.2.6. Енергетичний потенціал сировини для виробництва біоетанолу 481
5.3. Технології отримання енергії з біомаси . . . 482
5.3.1. Технології виробництва твердого біопалива . . . 482
5.3.1.1. Технологія пелетування . . . 484

5.3.1.2. Технологія виготовлення брикетів 486
5.3.1.3. Технологія брикетування з мікроподрібненням сировини 488
5.3.2. Технології безпосереднього спалювання 491
5.3.2.1. Котли для спалювання деревини 491
5.3.2.2. Каміни з водяним контуром 495
5.3.2.3. Соломоспалювальне обладнання 503
5.3.2.4. Будова та принцип дії піролізних котлів 511
5.3.2.5. Твердофазові мулові відкладення і котли для їх спалювання 512
5.3.3. Газифікація біомаси 513
5.3.4. Біогазові технології 520
5.3.4.1. Характеристика обладнання для біогазових установок 525
5.3.4.2. Сільськогосподарські біогазові установки 526
5.3.4.3. Біогаз з продуктів очистки стічних вод 532
5.3.4.4. Біогаз з відходів сміттєзвалищ 534
5.3.4.5. Технології переробки водоростей на біогаз 539
5.3.4.6. Системи збагачення і очистка біогазу 540
5.3.4.7. Висновки по біогазу 541
5.3.5. Когенераційні установки 541
5.3.6. Спільне спалювання біомаси і викопних палив 549
5.3.7. Електростанції, що працюють на біомасі 551
5.3.8. Рідкі палива з біомаси 552
5.3.8.1. Біоетанол 552
5.3.8.2. Біодизель 556
5.4. Економічна ефективність застосування біомаси в енергетиці 567
5.5. Державні ініціативи та науково-технічні програми для розвитку біоенергетики на Україні 568
5.6. Висновки до розділу 576
5.7. Запитання і контрольні завдання до розділу 577

6. ЕНЕРГІЯ ВОДНЮ

6.1. Вступ 579
6.2. Властивості водню 580
6.3. Виробництво водню 580
6.3.1. Отримання атомного водню 582
6.3.2. Фізичні методи абсорбції водню з водневмістних сумішей . . . 582
6.3.3. Отримання водню шляхом електролізу води 583
6.3.3.1. Фізичні основи технологічного процесу 584
6.3.3.2. Паливні елементи (fuel cells) 584
6.3.3.3. Результати вимірів, здійснених в лабораторії ВДЕ в ОШЕ № 1 586
6.4. Стан та перспективи розвитку водневої енергетики в Україні 587
6.5. Висновки 589
6.6. Питання і контрольні завдання, що стосуються використання енергії з водню 591

7. ЕКОЛОГІЧНА БЕЗПЕКА

7.1. Джерела забруднення повітря 593
7.2. Вплив господарської діяльності людини на клімат 594
7.3. Заходи необхідні для зниження рівня забруднення повітря 597
7.4. Пропозиції 599

8. КОМПЛЕКСНЕ ВИКОРИСТАННЯ ВДЕ НА СІЛЬСЬКОГОСПОДАРСЬКИХ ТЕРИТОРІЯХ

8.1. Вступ 603
8.2. Комплексне використання ВДЕ 604
8.2.1. Автоматизація комплексної системи теплопостачання 605
8.2.2. Оптимізація системи теплозабезпечення 606
8.2.3. Комплексні системи теплопостачання 608
8.2.4. Технологічні процеси аграрного сектору, в яких доцільно використовувати теплові насоси 609
8.2.5. Гібридні системи електропостачання 615
8.3. Приклади використання відновлюваної енергії у фермерських господарствах 616
8.3.1. Енергетична автономність сільськогосподарського підприємства 616
8.3.2. Приклад комплексного використання енергії з відновлюваних джерел різної природи у фермерському господарстві Польщі . 617
8.3.2.1. Організаційно-економічна характеристика фермерського господарства, як об'єкту енергозабезпечення 617
8.3.2.2. Розрахунок потреб господарства 620
8.3.2.3. Модернізація комплексу теплозабезпечення господарства 621
8.3.2.4. Використання відходів рослинництва і енергетичної верби 625
8.3.2.5. Переробка відходів сільського господарства 626
8.3.2.6. Електрозабезпечення фермерського господарства 626
8.3.2.7. Економічні розрахунки 627
8.3.2.8. Екологічні та соціальні переваги застосування відновлюваних джерел енергії 630
8.4. Висновки до розділу 633
8.5. Питання до розділу 634

9. ДОДАТКИ 635

10. ЛІТЕРАТУРА 641

Умовні позначення та одиниці їх виміру

Основні одиниці системи СІ

№	Величина	Одиниця вимірювання	
		Назва	Позначення
1	Довжина	Метр	м
2	Маса	Кілограм	кг
3	Час	Секунда	с
4	Сила електричного струму	Ампер	А
5	Температура	Кельвін	К
6	Кількість речовини	Моль	моль
7	Сила світлу	Кандела	кд

Десяткові кратні та дольні одиниці вимірювання

Префікс	Позначення (латиниця)	Позначення	Множник
Екса	E	Е	10^{18}
Пета	P	П	10^{15}
Тера	T	Т	10^{12}
Гіга	G	Г	10^{9}
Мега	M	М	10^{6}
Кіло	k	к	10^{3}
Гекто	h	г	10^{2}
Дека	da	да	10^{1}
Деци	d	д	10^{-1}
Центи	c	ц	10^{-2}
Мілі	m	м	10^{-3}
Мікро	μ	мк	10^{-6}
Нано	n	н	10^{-9}
Піко	p	п	10^{-12}
Фемто	f	ф	10^{-15}
Атто	a	а	10^{-18}

Основні похідні одиниці

Величина	Одиниця виміру		Перерахунок на одиниці виміру
	Назва	Символ	
Енергія	джоуль	Дж = Н · м	$м^2 \cdot кг/ с^2$
Потужність	ват	Вт = Дж/с	$м^2 \cdot кг/ с^3$
Питома теплоємність	джоуль на кілограм і кельвін	Дж/(кг · К)	$м^2/(с^2 \cdot К)$
Густина потоку енергії	ват на метр квадратний	$Вт/м^2$	$кг/с^3$
Коефіцієнт виготов. тепла	ват на метр на кельвін	Вт/м · К	$м \cdot кг/(с^2 \cdot К)$
Площа поверхні	метр квадратний	$м^2$	$м^2$
Об'єм	метр кубічний	$м^3$	$м^3$
Лінійна швидкість	метр на секунду	м/с	м/с
Густина	кілограм на метр кубічний	$кг/м^3$	$кг/м^3$
Тиск	ньютон на метр квадратний	$Н/м^2$	$Н/м^3$
Освітленість	люкс	лк	

Основні перетворення похідних одиниць:

1 [кВт · год.] = $3,6 \cdot 10^6$ [Дж] = 3,6 [МДж]; 1 [ГДж] = 277,7 [кВт · год.];
1 [ккал] = 4,1868 [Дж]

1 [т.н.е.] = $10 \cdot 10^6$ [ккал] = 10 [Гкал] = 41,87 [ГДж/Мг]

1 [т.у.п.] = $78 \cdot 10^6$ [ккал] = 7 [Гкал] = 29,308 [ГДж/Мг]

1 [т.н.е.] = 1,4286 [т.у.п.] = $41,85 \cdot 10^{-6}$ [ПДж]

1 [ПДж] = 23890 [т.н.е.]; 1 [т.у.п.] = 0,7 [т.н.е.]

[т.н.е.] – нафтовий еквівалент – теплотвірна здатність палива 10 000 [ккал/кг]

[т.у.п.] – вугільний еквівалент – теплотвірна здатність палива 7 000 [ккал/кг]

1 [м/с] = 3,6 [км/год.]

1 [Па] = $[Н/м^2]$ (Паскаль)

1 [бар] = 10^5 [Па]= 1,0197 ат. = 0,98692 атм.

Список основних позначень

A – робота
ат – технічна атмосфера
атм. – фізична атмосфера
бар – тиск
B – магнітна індукція
C – ємність конденсатора
c – швидкість світла у вакуумі (299 792 458 м/с); питома теплоємність повітря, швидкість води
c_p – питома теплоємність води, повітря
$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності
d – діаметр
dB – рівень шуму
e – ексергія властива геопотоку, електрорушійна сила, елементарний заряд (1,60217733 · 0,00000049) · 10^{-19} Кл
E – енергія, енергія випромінювання, енергія одного фотону, інтенсивність випромінювання, енергія геотермальних родовищ,
f – частота
F – сила
G – річний енергетичний вихід
g – прискорення вільного падіння
Гц – частота мережі
h – Стала Планка ((6,6260755 · 0,0000040) · 10^{-34} Дж · с), ентальпія
H – ентальпія, що відповідає витіканню геопотоку, теплотворна здатність, висота спаду води
I – сила електричного струму
k – коефіцієнт: кореляції, перетворення
$к_м$ – середній коефіцієнт теплопровідності
$Вт_t$ – теплова потужність
$Вт_e$ – електрична потужність
L – довжина
м – маса, маса фотона
$м_e$ – маса геопотоку з свердловини
M – обертовий момент,
$Ме$ – потужність сонячного випромінювання, маса спокою електрона
$М_{т.н.е.}$ - млн. тонн нафтового еквіваленту
$МВт_t$ - теплова потужність
$МВт_e$ - електрична потужність
n – число лопатей ротора, обмін повітря за годину, швидкість обертання
n_c – синхронна швидкість
p – число пар полюсів
P – електрична потужність
p – тиск
Q – тепловий потік енергії, інтенсивність потоку води, кількість теплоти
R – опір
R_k – опір теплопередачі, опір проникнення тепла

S – ентропія, поперечний переріз
s – відповідна ентропія, ковзання
$т.у.п$ – тонна умовного палива
T – термодинамічна температура
t – час, маса
U – напруга
v – швидкість, інтенсивність потоку, швидкість потоку георідини
V – загальний потенціал, інтенсивність потоку, об'єм
A – робота
W_h – енергетична потужність аккумулятора
z – коефіцієнт швидкохідності (швидко визначена розбіжність)
$Ф$ – магнітний потік, поперечний переріз,
ε – ефективність, коефіцієнт ефективності Карно, електрична стала (8,854 187 817... $\cdot 10^{-12}$ Ф/м)
$\acute{\eta}$ – коефіцієнт корисної дії (ККД)
λ – довжина хвилі, коефіцієнт теплопровідності
Δ – різниця
p – густина повітря, води
φ – кут зсуву фаз між струмом та напругою
α – коефіцієнт одночасної вентиляції

Інші одиниці виміру:

гміна – одиниця адміністративно-теріторіального розподілу Польщі, аналог району в Україні;

зл – злотий, грошова одиниця Польщі. Курс польського злотого к українській гривні – 2,48 (станом на 5.11.11).

Список скорочень

АЕС – атомна електростанція;
АТ – акціонерне товариство;
БЕУ – біоенергетичні установки;
БМП-1 – Бойовий Автомобіль Піхоти-1;
БІ – будинок-інтернат;
ВАТ – відкрите акціонерне товариство;
ВДЕ – відновлювальні джерела енергії;
ВЕС – вітрова електрична станція;
ВЕУ – вітрова енергетична установка;
ВР – Верховна рада;
ГАЕС – гідроакумулююча електростанція;
ГВП – гаряче водопостачання;
ГеоТЕС – геотермальна теплоелектростанція;
ГеоТЕЦ – геотермальна теплоенергоцентраль;
ГЕС – гідроелектростанція;
ГУС – гібридні установки зі спалювання традиційних видів палива (вугілля) разом з біомасою (крім відходів лісової промисловості);
ГЦС – геотермальна циркуляційна система;
ДАЕК "Кременерго" – Державна акціонерна енергопостачальна компанія "Кременерго";
ДП – державне підприємство;
ДП ЦКБМ «Донець» – Державне підприємство Центральне конструкторське бюро машинобудування "Донець";
ЄБРР – Європейський Банк Реконструкції і Розвитку;
ЄК – європейська комісія;
ЄС – Європейський союз;
ЕТБЕ – етилтретбутиловий ефір;
ЗАТ – закрите акціонерне товариство;
ЗПТЕ – загальна потреба будівлі у тепловій енергії;
зл – злотий, грошова одиниця Польщі;
ІВЕ – Інститут відновлювальної енергетики;
ІТТФ НАНУ – Інститут технічної теплофізики Національної академії наук України;
КГУ – когенераційна установка;
КзВК – комини з водним контуром;
ККД – коефіцієнт корисної дії;
МВЕУ – мала вітрова енергетична установка;
МГЕС – мала гідроелектростанція;
МЗС – Міністерство зовнішніх справ;
НАЕР – Національне агентство України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів;
НАН України – Національна академія наук України;
НВДЕ – нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії;
НДДКР – науково-дослідні і дослідно-конструкторські роботи;
НДЦБ – Науково-дослідний Центр з Біоенергетики;

НДУ – науково-дослідна установа;
НДІ – науково-дослідний інститут;
НЕФКО – Північна екологічна фінансова корпорація;
НКРЕ – Національною комісією регулювання електроенергетики;
НТУ – національний технічний університет;
ОЕС України – Об`єднана енергетична система України;
ООН – Організація об`єднаних націй
ОРЕ – оптовий ринок електроенергії України;
ОШЕ №1 – Об`єднання шкіл електричних №1 у м. Краків (ZSE Nr 1, Kraków);
ПГ – природний газ;
ПДБ – міжнародний проект «План дій по біомасі»;
ПДВ – податок на додану вартість;
ПЕ – поліетилен;
ПІСП – Промисловий Інститут Сільгоспмашин в Познані;
ПП – приватне підприємство;
ПТВЕ – Польське Товариство Вітроенергетики;
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
СЕ – сонячний елемент;
СНД – союз незалежних держав;
с.о. – система опалення;
ТЕН – тепло-електро нагрівач;
ТЕС – теплова електростанція;
ТЕЦ – теплова енергоцентраль;
ТН – тепловий насос;
ТП – тепловий пункт;
ТПВ – тверді побутові відходи;
ТУ – технічні умови;
ТОВ – товариство з обмеженою відповідальністю;
УААН – Українська академія аграрних наук;
УБА – Українська біоенергетична асоціація;
УкрНДІНП – Український науково-дослідний інститут нафтопереробної промисловості;
УСПП – Український союз промисловців і підприємців;
ФЕ панелі – фотоелектричні панелі;
ФЕП – фотоелектричний перетворювач;
ФЕС – фотоелектрична електростанція;
ЦСКУ – центральна система контролю й управління.

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ

АЕС – атомна електростанція;
АТ – акціонерне товариство;
БЕУ – біоенергетичні установки;
БМП-1 – Бойовий Автомобіль Піхоти-1;
БІ – будинок-інтернат;
ВАТ – відкрите акціонерне товариство;
ВДЕ – відновлювальні джерела енергії;
ВЕС – вітрова електрична станція;
ВЕУ – вітрова енергетична установка;
ВР – Верховна рада;
ГАЕС – гідроакумулююча електростанція;
ГВП – гаряче водопостачання;
ГеоТЕС – геотермальна теплоелектростанція;
ГеоТЕЦ – геотермальна теплоенергоцентраль;
ГЕС – гідроелектростанція;
ГУС – гібридні установки зі спалювання традиційних видів палива (вугілля) разом з біомасою (крім відходів лісової промисловості);
ГЦС – геотермальна циркуляційна система;
ДАЕК "Кременерго" – Державна акціонерна енергопостачальна компанія "Кременерго";
ДП – державне підприємство;
ДП ЦКБМ «Донець» – Державне підприємство Центральне конструкторське бюро машинобудування "Донець";
ЄБРР – Європейський Банк Реконструкції і Розвитку;
ЄК – європейська комісія;
ЄС – Європейський союз;
ЕТБЕ – етилтретбутиловий ефір;
ЗАТ – закрите акціонерне товариство;
ЗПТЕ – загальна потреба будівлі у тепловій енергії;
зл – злотий, грошова одиниця Польщі;
ІВЕ – Інститут відновлювальної енергетики;
ІТТФ НАНУ – Інститут технічної теплофізики Національної академії наук України;
КГУ – когенераційна установка;
КзВК – комини з водним контуром;
ККД – коефіцієнт корисної дії;
МВЕУ – мала вітрова енергетична установка;
МГЕС – мала гідроелектростанція;
МГЕКЗ – Міжурядова група експертів з кліматичних змін;
МЗС – Міністерство зовнішніх справ;
НАЕР – Національне агентство України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів;
НАН України – Національна академія наук України;
НВДЕ – нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії;
НДДКР – науково-дослідні і дослідно-конструкторські роботи;

НДЦБ – Науково-дослідний Центр з Біоенергетики;
НДУ – науково-дослідна установа;
НДІ – науково-дослідний інститут;
НЕФКО – Північна екологічна фінансова корпорація;
НКРЕ – Національною комісією регулювання електроенергетики;
НТУ – національний технічний університет;
ОЕС України – Об'єднана енергетична система України;
ООН – Організація об'єднаних націй
ОРЕ – оптовий ринок електроенергії України;
ОШЕ №1 – Об'єднання шкіл електричних №1 у м. Краків (ZSE Nr 1, Kraków);
ПГ – природний газ;
ПДБ – міжнародний проект «План дій по біомасі»;
ПДВ – податок на додану вартість;
ПЕ – поліетилен;
ПІСП – Промисловий Інститут Сільгоспмашин в Познані;
ПП – приватне підприємство;
ПСК – повітряний сонячний колектор;
ПТВЕ – Польське Товариство Вітроенергетики;
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
СЕ – сонячний елемент;
СЕС – сонячна електростанція;
СК – сонячний колектор;
СНД – союз незалежних держав;
с.о. – система опалення;
ТЕН – тепло-електро нагрівач;
ТЕС – теплова електростанція;
ТЕЦ – теплова енергоцентраль;
ТН – тепловий насос;
ТП – тепловий пункт;
ТПВ – тверді побутові відходи;
ТУ – технічні умови;
ТОВ – товариство з обмеженою відповідальністю;
УААН – Українська академія аграрних наук;
УБА – Українська біоенергетична асоціація;
УкрНДІНП – Український науково-дослідний інститут нафтопереробної промисловості;
УСПП – Український союз промисловців і підприємців;
ФЕ панелі – фотоелектричні панелі;
ФЕП – фотоелектричний перетворювач;
ФЕС – фотоелектрична електростанція;
ЦСКУ – центральна система контролю й управління.

МІЖНАРОДНІ СКОРОЧЕННЯ

Acquis – Acquis communautaire – правова система Європейського Союзу, яка включає законодавчі акти Європейського Союзу (але не обмежується ними), прийняті в рамках Європейського співтовариства, Спільної зовнішньої політики, Політики безпеки і Співробітництва у сфері юстиції та внутрішніх справ;
AFC – електролітична паливна комірка;
AGH – Гірничо-металургійна академія в Кракові;
AOP – автооператор;
ARN – система автоматичного регулювання напруги синхронного генератора;
ARP – система автоматичного регулювання рівня води;
ART – автоматичний регулятор кутової швидкості турбіни;
ASG – автоматичний синхронізатор синхронного генератора;
BOS – Банк Охорони Довкілля в Польщі;
BTL – біодизель II покоління;
CCS – Європейські осередки досліджень технології (*Carbon Capture and Storage*);
CdS плівки – ультратонкі (від 30 до 100 нм) плівки, для виготовлення якич використовується технологія осадження з хімічних ванн з розчину, що містить солі кадмію та сірки;
CIGS – Copper Indium Gallium diSelenide;
CRES – Грецький центр відновлюваних джерел енергії;
CPC – параболічне дзеркало Compound Parabolic Concentrator;
DFAFC – паливна комірка поповнювана мурашиною кислотою;
DMFC – паливна комірка з метанолом;
EC BREC – EC BALTIC RENEWABLE ENERGY CENTRE;
EMDAT – міжнародна база даних з надзвичайних ситуацій
EREC – Європейська Рада Відновлювальної Енергетики;
ESTIF – Європейська Федерація Сонячної Енергетики;
FC – fuel cells – паливні елементи;
FiT такса – постійна такса (*Feed-in Tariff*), застосовувана в 21 державах ЄС, ціна за одиницю енергії ВДЕ;
HDR – технологія Hot Dry Rock;
IEO – Інвестиційна енергетична асоціація;
IGSMiE PAN – Інститут мінеральних ресурсів та енергетики Польської академії наук;
IPCC – директива про емісію з великих джерел спалювання “integrated pollution preventing and control”;
IMGW – Інститут Метеорології та Водного господарства Польщі;
INL – Idaho National Laboratory;
INL-модуль – фотоелектричний модуль, який перетворює інфрачервоний та ультрафіолетовий спектри сонячного спектру у електричну енергію;
IRENA – Міжнародне агентство відновлюваних джерел енергії;
KBN – Комітетом з наукових досліджень Польщі;

MCFC – паливна комірка розплавленого карбонату;
NatCatSERVICE – міжнародна база даних з природних катастроф;
NaWaRo – біогазова установка Nachwachsende Rohstoffe;
NFOSiGW – Національний фонд охорони довкілля і водного господарства (Польща);
PAFC – фосфорно-кислотна паливна комірка;
PAN – Польська академія наук;
PEFC – Polymer Electrolyte Fuel Cell – паливна комірка електроліту полімеру;
PEM – паливний елемент – Proton Exchange Membrane;
PEMFC – Proton Exchange Membrane Fuel Cell – паливна комірка із протонною обмінною мембраною;
PKM – модуль пасивного охолодження;
PO IiŚ – Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko;
PR – pitch regulation (змінний кут атак лопатей вітрових турбін);
PZH – Państwowy Zakład Higieny;
PV – вид фотоелектричних батарей;
RME – метиловий ефір *Rapeseed Methyl Esters*;
SOFC – паливна комірка з постійним вмістом кисню;
SR – stall regulation (незмінний профіль лопатей вітрових турбін);
TAIEX – (Technical Assistance Information Exchange) – інструмент зовнішньої технічної допомоги та обміну інформацією, що надається Європейською Комісією для обміну інформацією з метою розбудови інституціональної спроможності, необхідної для адаптації національного законодавства до *acquis communautaire*;
UPP – програмне управління МГЕС;
UPS – безперебійне джерело живлення;
UKEEP – програма підвищення енергоефективності в Україні
URE – Рада регуляції енергетики;
USK – схема управління засувки турбіни;
USO – система автоматичного управління процесами зупинки турбокомплексу;
USW – система управління лопатями турбіни;
USR – система автоматичного управління пусковими процесами електротурбіни;
USZ – система управління перекриттям впускання води до турбіни;
WAAP – Wird Analysis and Application Programme;
WNA – вихідний контур теплового насосу;
WQA – вхідний контур теплового насосу;
VPAS – тепловий бак-акумулятор;
VMP – регулятор Vestas Multi Processor системи управління роботою турбіни OptiTip і OptiSlip.

ПЕРЕДМОВА

Ознаки світової енергетичної кризи, що почали з'являтися наприкінці минулого століття, зараз постають перед суспільством все частіше та гостріше. Швидке зростання цін на нафту та інші види традиційних енергоносіїв ставлять під питання динамічний розвиток країн, які роблять ставку на імпорт цієї сировини. Спостерігається постійне зростання цін на бензин і природний газ, що істотно впливає на всі сфери життя. Енергетичні проблеми, що стоять перед людством та способи їх подолання наводяться в доповідях ООН, Всесвітньої Енергетичної Ради, Європейської Комісії та у останньому IV рапорті Міжурядової Угоди у справах Змін Клімату. Основним висновком цих рапортів є усвідомлювання урядами і суспільством необхідності переходу на відновлювальні джерела енергії (ВДЕ).

Польська активність у впровадженні відновлювальних джерел енергії охолоджується тим, що вона має багаті залежі вугілля, а неформальне лоббі традиційних енергоносіїв, побоюючись зменшення своїх доходів, намагається відсунути прихід альтернативної енергетики у недалеке туманне майбутнє. В Україні активно лобіюються інтереси газових та нефтяних трейдерів, спираючись на ментальну звичку отримувати від «братньої Росії» дешеві енергоносії. Тому в Україні ситуація з впровадженням енергоощадних технологій та альтернативної енергетики ще більш критична. Але зволікання у цій справі може дуже дорого коштувати нашим державам. Членство в Європейському Союзі зобов'язує Польщу до вирішення проблем впровадження відновлювальних джерел енергії, відсоток якої в 2010 році становить біля 7,5%. До 2020 року Польща повинна отримувати біля 20% електричної енергії з відновлювальних джерел. Виконання Україною Енергетичної стратегії з врахуванням існуючих міжнародних зобов'язань, передбачених Договором до Енергетичної Хартії, Кіотським протоколом, численними двосторонніми міжнародними договорами та вимогами європейського енергетичного законодавства потребує активної державної політики у цій сфері.

Дуже важливими та актуальними у цій ситуації є будь-які ініціативи польських та українських науковців й спеціалістів з вивчення світового досвіду та впровадження його у освіті та безпосередньому впровадженні енергозберігаючих проектів чи проектів з альтернативної енергетики. Автори цього посібника тривалий час вивчали досвід США і Швеції, країн які вже давно працюють над цими проблемами і мають значні досягнення у сфері ВДЕ. Посібник був написаний для широкого кола читачів: студентів, техніків, електриків, що працюють з ВДЕ. Актуальність цієї праці підтверджена тим, що польський варіант даного посібника був затверджений Міністром Національної Освіти Польщі як базовий, для підготовки за спеціальністю «будівництво та експлуатація відновлювальних джерел енергії» для технічних ліцеїв, технікумів та інших навальних закладів.

Представлений підручник охоплює всі основні види ВДЕ: сонячна енергетика, геотермальна енергія, енергія біомаси, вітру, гідроенергетичні установки і т.н. Автори не тільки описують принципи роботи установок, агрегатів та систем ВДЕ, їх технічні характеристики, способи монтажу і т.ін. – вони торкаються й іншої, не менш важливої сторони, – енергетичної ефективності кожного з ви-

дів обладнання. Економічна сторона впровадження ВДЕ є не менш важливою, а для інсталяторів та кредиторів навіть важливішою від технічних питань. Автори наводять приблизні методики економічних розрахунків для різних видів інсталяцій, наводять приклади оцінювання окупності проектів на основі актуальних на цей час цін на обладнання. «Господарській підхід» підручника вигідно відрізняє його від інших книг. Автори бажають передати читачам та слухачам курсу по ВДЕ «бізнесовий підхід» до цієї справи та дати їм розуміння того, що необхідність впровадження ВДЕ у наших країнах буде тільки зростати.

Необхідно підкреслити той факт, що автори, разом з викладачами Об'єднання Шкіл Електричних №1 у Кракові й у співпраці з викладачами Полтавської державної аграрної академії (ПДАА) та молоддю обох країн, реалізовують освітній проект «Польсько-Українська екологічна лабораторія експериментального вивчення відновлювальних джерел енергії» для професійного розвитку викладачів та студентів. В рамках даного проекту у ПДАА було встановлено новітнє обладнання для вивчення принципів роботи, технічних характеристик, способів монтажу відновлювальних джерел енергії, подібне тому, що уже п'ять років функціонує у лабораторії Об'єднання Шкіл Електричних №1 у Кракові.

В даних лабораторіях під керівництвом авторів проводяться вимірювання параметрів роботи та дослідження ефективності роботи в умовах Південної Польщі та Полтавського регіону геліосистем різної конструкції та фотовольтажної установки. Результати досліджень неодноразово публікувались в наукових виданнях, презентувались на радіо та телебаченні. Кінцевою метою проекту є популяризація ВДЕ у Польщі та на Україні, що дозволить підприємствам та організаціям отримати як економічний так і екологічний ефект за рахунок значної економії традиційних палив та зменшення викидів CO_2.

Бажаю авторам успіхів у реалізації своїх задумок та планів. Книжка необхідна для широкого кола читачів: учнів, студентів та спеціалістів, що бажають поглибити свої знання у галузі ВДЕ, з метою розрахунку вартості проекту, вивчення особливостей проектування, монтажу, налагодження та експлуатації.

д.т.н., професор Ришард Чях
м. Краків, Польща

ВСТУП

Раціональне використання відновлювальних джерел енергії: вітру, сонячного випромінення, геотермальної енергії та біомаси є одним з істотних компонентів сталого розвитку, що приносить значимі екологічно-енергетичні ефекти. Зростання участі відновлювальних джерел енергії в паливно-енергетичному балансі світу сприяє поліпшенню ефективності використання і економії запасів енергетичної сировини, поліпшення стану навколишнього середовища, через зменшення забруднень до атмосфери і води, а також зменшення кількості відходів виробництва і життєдіяльності людства. У зв'язку з цим підтримка розвитку альтернативної енергетики стає з кожним днем все більш актуальним завданням для майже всіх країн світу. Значне зростання зацікавленості відновлювальними джерелами енергії почалось в дев'яностих роках. Підсумком такої зацікавленості стало те, що від 1990 року всесвітнє використання енергії сонячного випромінення зросло в чотири рази, а енергії вітру – у вісім. Тенденція до зростання динаміки розвитку відновлювальних джерел енергії найближчими роками, сподіваємося, буде зберігатися (рис. 1–6). Для цього є багато причин. Окрім економії традиційних енергоресурсів, це і зменшення техногенного навантаження на навколишнє середовище, збільшення рівня енергетичної безпеки, створення нових робочих місць, пропаганда регіонального розвитку. Не менш важливим є й те, що Польща та Україна мають міжнародні зобов'язання перед країнами Організації Об'єднаних Націй, передбачені Договором Енергетичної Хартії, Кіотським протоколом, численними двосторонніми міжнародними договорами що виникають з Кліматичної Конвенції. У грудні 2008 року в Брюсселі ці зобов'язання були підтверджені та розширені керівниками держав ЄС.

ВДЕ можуть відігравати суттєву роль в енергетичному балансі окремих регіонів чи областях наших країн, підвищуючі їх енергетичну безпеку. Розвиток альтернативної енергетики здатен залучити та розвивати додаткову інфраструктуру для впровадження нових проектів та експлуатації діючих енергетичних об'єктів. Потенційно найбільшим споживачем відновлювальної енергії може бути сільськогосподарське виробництво, житлове будівництво і транспорт. Вирощування технічних культур для виробництва біопалива та отримання біомаси вирішує питання по залученню земель забруднених та непридатних для вирощування харчових культур, дозволяє створити там нові робочі місця. Використання когенераційних установок допоможе, переробляючи відходи біомаси отримувати від них електричну та теплову енергію для власних потреб. Але найголовніше, що широке впровадження ВДЕ допоможе вирішити багато екологічних проблем, що виникають у процесі використання традиційних паливних ресурсів.

Зростання світових енергетичних потреб, спричинений швидким розвитком світового виробництва, обмежена кількість корисних копалин та надмірне забруднення навколишнього середовища спрямовують все більше уваги до відновлювальних джерел енергії. Частка відновлювальних джерел енергії в паливно-енергетичному балансі високорозвинених держав ЄС до 2020 року повинна становити близько 20%, а в Україні та Польщі планується 12 та 15% відповідно. Підтримка розвитку ВДЕ є важливою складовою політики Європейського союзу. Це підтверджує опублікована в 2008 році стратегія розвитку ВДЕ

в країнах Європейського союзу, що стала підставою для дій на рівні Євросоюзу. За оцінками Європейського союзу у 2009 році доля відновлювальних джерел енергії по відношенню до загальної кількості енергії складала близько 8,1%. Німеччина з 20% долею енергії з ВДЕ у всьому енергетичному балансі (станом на 2009 рік) була країною, що утримувала першість серед країн ЄС. Великі відмінності у використанні відновлювальних джерел енергії в окремих європейських державах виникають перш за все за рахунок різниці у технічних і фінансових можливостях.

Види відновлюваної енергії та способи її перетворення

Відновлювальні джерела енергії (ВДЕ) – це природні енергоресурси, що використовують величезний потенціал енергії Землі, Сонця та гравітаційного впливу планет одна на одну.

Класифікацію і розподіл видів первинної енергії та технологій її перетворення у традиційні види енергії, придатні до використання людиною представлено на рис. 1.

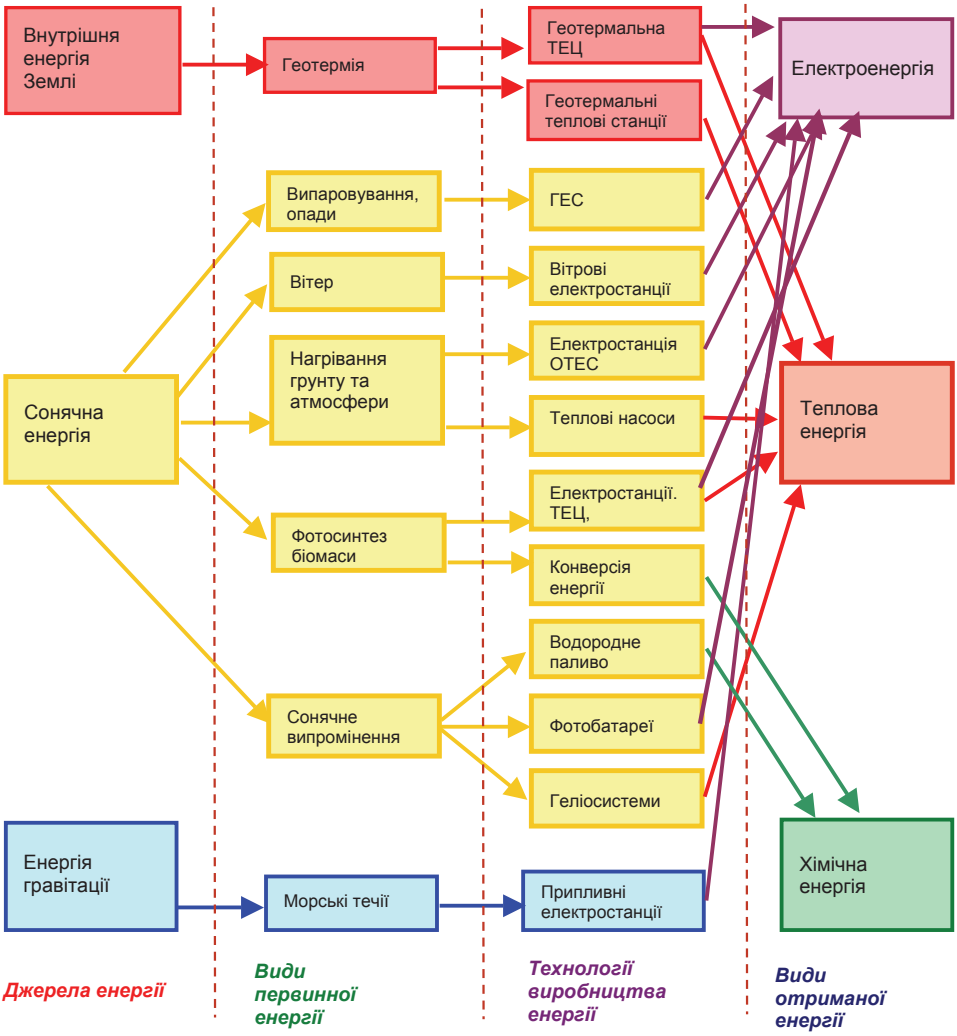


Рис. 1. Розподіл ВДЕ і способи їх використання

За оцінками експертів, економічний потенціал енергії з ВДЕ в світі набагато більший, ніж попит на неї (рис. 2). Головною проблемою при її використанні є те, що енергія з ВДЕ є розпорошеною, що робить її експлуатацію дорожчою у порівнянні, наприклад, з енергією традиційних енергоносіїв.

Нинішній стан та перспективи розвитку відновлюваних джерел енергії у світі в країнах ЄС

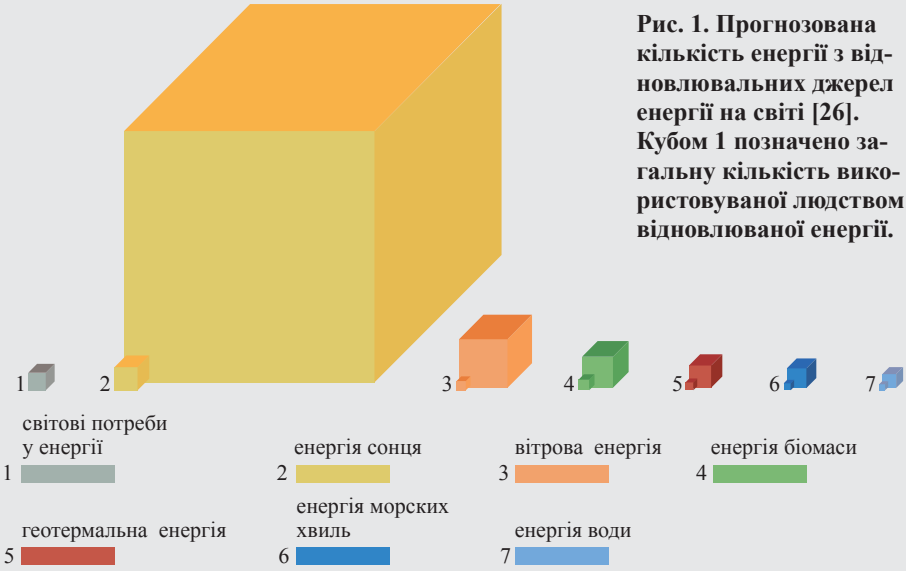


Рис. 1. Прогнозована кількість енергії з відновлювальних джерел енергії на світі [26]. Кубом 1 позначено загальну кількість використовуваної людством відновлюваної енергії.

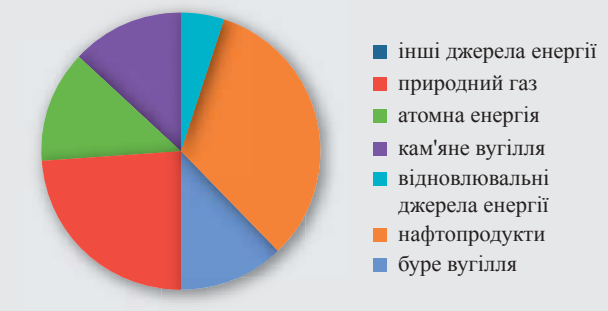


Рис. 2. Доля різних видів енергії у світовій енергетиці в 2009 році [26]

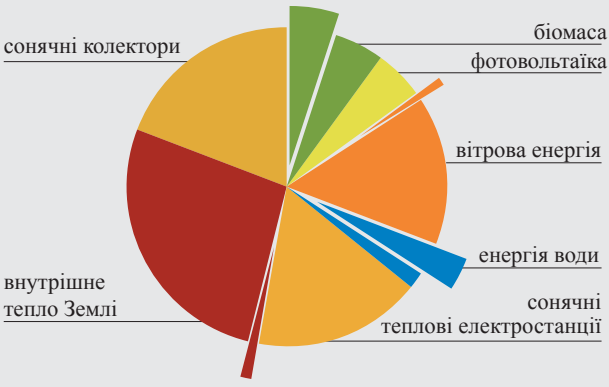


Рис. 3. Прогнозний потенціал відновлювальних джерел енергії в Європі [26]. Висунуті сектори діаграми позначають нинішній стан використання ВДЕ

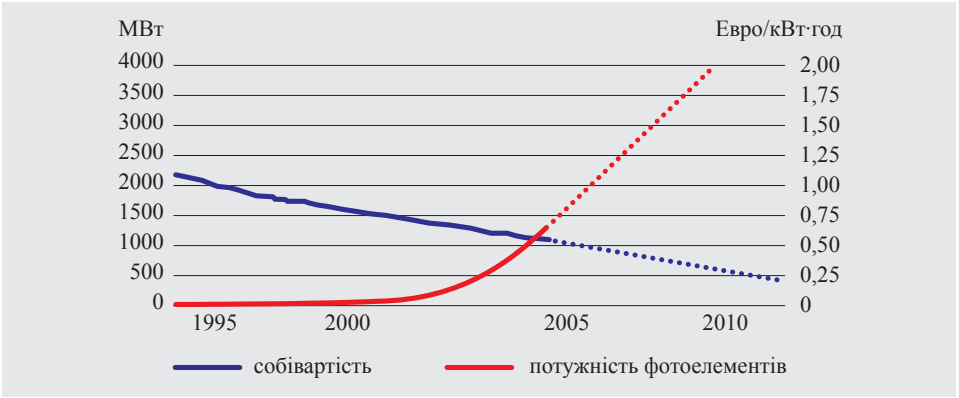


Рис. 4. Взаємозалежність кількості вироблених фотоелементів в Німеччині та їх собівартості [26]

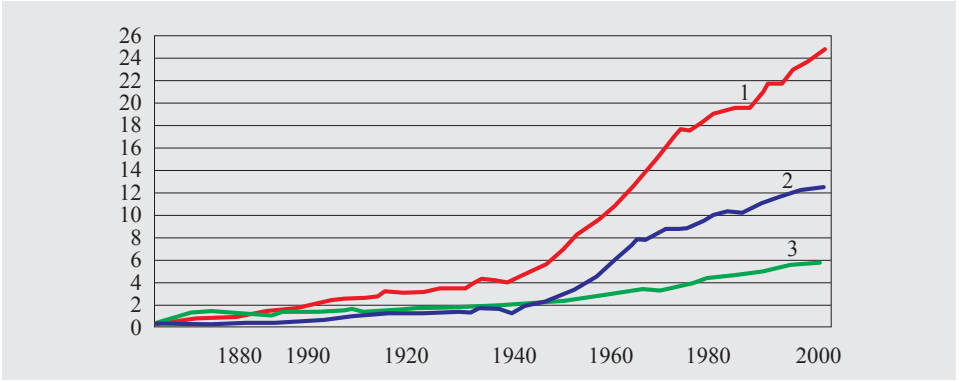


Рис. 5. Зростання емісії CO_2 в млрд. тонн (крива 1), використання енергоносіїв в млрд. тонн (крива 2), зростання величини населення на землі в млрд. (крива 3) за останні 130 років [26]

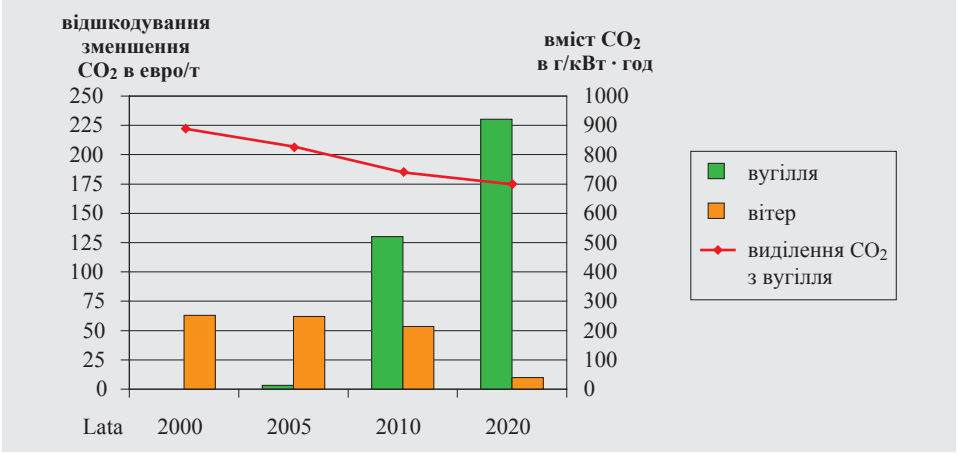


Рис. 6. Прогнозні зміни значення викидів CO_2 при використанні енергії вітру і вугілля [26]

Світові перспективи впровадження ВДЕ

Ал. Горе (Al Gore), лауреат Нобелевської премії 2007 року, в своїй книжці "Неправдоподібна правда" ставить питання "гроші чи середовище" і відповідає: – альтернативна енергія дозволяє мати і одне і інше.

Сезар де Бріто (Cesar de Brito), управляючий фондом Фундація Чистої Енергії (Clean Energy Fund) в Нью-Йорку підтверджує блискавичні темпі зростання видатків найбагатших країн світу на впровадження ВДЕ. Він звертає також увагу на побоювання світової громадськості пов'язані з глобальним потеплінням клімату, парниковим ефектом, стрімко зростаючими цінами на вуглеводну сировину та електроенергію. На Землі до атмосфери через спалювання традиційних палив щороку потрапляє 40 млрд тонн CO_2.

Щорічне зростання світових енергетичних потреб відповідно до оцінки Міжнародної Енергетичної Агенції становить 1,6% і має тенденцію до збільшення. Вищезазначені проблеми призвели світову спільноту та бізнесові структури до розуміння невідворотності та реальної потреби якнайшвидшого переходу до альтернативних джерел енергії [221].

Вже зараз можна з упевненістю казати, що справа впровадження ВДЕ не тільки зсунулась з мертвої точки, але й набирає обертів. У 2010 році у загальні світові витрати на впровадження ВДЕ склали близько 172 млрд. доларів (у 2008 році 146 млрд. доларів) [80]. За прогнозами Європейської Ради Відновлювальної Енергетики (EREC) у 2020 р. кількість задіяних у секторі ВДЕ осіб у всьому світі буде складати близько 9,1 млн., а у країнах ЄС близько 450 тис. Щорічний прибуток у цій сфері оцінюється у понад 45 млрд. євро [80].

Найбільші інвестиції за останні роки були у Китаї – 14 млрд. доларів та Сполучених штатах – 10 млрд доларів. Згідно з даними Renoble Policy Network розподіл ресурсів альтернативної енергетики за видами у 2008 році було наступним: 47% – вітрова енергія, 30% – електроенергія від фотовольтажних геліосистем, 23% – на інші види енергії ВДЕ [221].

За збереження такої тенденції, половина всіх споживачів електроенергії, а це 107 млн. будинків, після 2020 р. буде користуватиметься струмом, виробленим завдяки силі вітру. Це дозволить заощадити до 200 млн. барелів нафти. За ціни 100 доларів за барель, загальна економія складатиме 20 млрд. доларів. Емісія CO_2 при цьому зменшиться на 100 млн. тонн. За ціни 40 доларів за тонну прибуток може становити близько 4 млрд. доларів. Від спалювання традиційних палив щорічно до Земної атмосфери надходить 30 млрд т CO_2.

У 2007-2030 роках в США інвестиції у вітроенергетику поглинуть близько 495 млрд. доларів. Європейська Федерація Сонячної Енергетики (ESTIF) передбачає, що до 2020 року фотовольтажні геліосистеми будуть виробляти енергію прирівняну до отриманої при спалюванні 5,6 млн. тонн нафти. У 2007 році цей еквівалент становив 0,7 млн. тонн. Нині в Європі благами технологій сонячної енергетики користується біля 2 млн. будинків, що становить лише 1% потенціального ринку збуту.

Найбільшими на світі виробниками у галузі ВДЕ є: Friest Solar Inc. – 22 млрд. доларів, Vestas Wind Systems – 113 млрд. данських крон, Acher-Daniels-Midland – 19 млрд. доларів [147].

Найбільш потужними компаніями в галузі вітрової енергетики у Польщі є Polish Energy Partners, в секторі біопалив – Elstar Oil і Skoton.

Цитований раніше Сезар де Бріто вказує 10 передумов динамічного розвитку ринку ВДЕ [147]:

1. Кліматичні зміни як одна з найсуттєвіших загроз, що постали перед всесвітньою економікою. Тільки інвестиції в чисту відновлювальну енергію здатні її зменшити.
2. Зростання політичної підтримки чистої енергії. Заходи по зменшенню емісії вуглекислого газу потрібно підтримувати на найвищому рівні.
3. Всебічна законодавча підтримка розвитку бізнесу з ВДЕ.
4. Стійке зростання попиту на сировину та енергію з викопних палив. Зацікавленість відновлювальними джерелами енергії зростає разом із зростанням цін на нафту і газ.
5. Збільшення кількості фірм з ВДЕ на світовому ринку.
6. Зростання в світі популярності інвестування в чисту енергію.
7. Необхідність інвестицій для обмеження емісії CO_2 на підприємствах задля збереження їх конкурентноздатності.
8. Збільшення витрат на сектор ВДЕ дасть змогу підприємствам цієї галузі на отримання суттєвих прибутків.
9. Мінімізація ризиків при інвестуванні в сектор ВДЕ.
10. Викуп акцій сектора ВДЕ може слугувати гарною можливістю входу в перспективну область ринку.

Сектор альтернативної енергії, на думку багатьох економістів, має досить безхмарне багатолітнє майбутнє, не тільки з огляду на потребу піклування про чистоту повітря, але і прогнозованого зростання потреби в енергії загалом. Сподіваємося, що Польща та Україна впродовж найближчих декількох років приєднаються до кола країн, активно розвиваючих свою економіку між іншим завдяки і сектору відновлювальної енергетики.

У проекті "Енергетична революція" виданому 25 січня 2007 року в Брюсселі Європейською Радою Відновлюваної Енергетики [EREC] і міжнародним об'єднанням Грінпіс [172] дається прогноз сталого розвитку світового ринку енергії і показуються практичні кроки щодо скорочення емісії CO_2 вдвічі з одиниці енергії, одночасно гарантуючи отримання необхідної кількості енергії по прийнятній ціні і зберігаючи стабільний розвиток світового промислового виробництва. Проект передбачає здешевлення ВДЕ до рівня, коли вони будуть вдесятеро дешевшими за енергію отриману від традиційних викопних джерел.

Види ВДЕ та їх використання у Польщі та Україні

Загальна потужність Польської електроенергетичної мережі в 2011 році становила близько 36,7 ГВт, при середньоій річній потребі 22,996 ГВт, а кількість виробленої електроенергії підвищилася у порівнянні з 2010 роком на 3,8% і досягла рівня близько 162,409 ТВт · год [163].

Згідно з даними Польських Електроенергетичних Мереж у 2010 році загальна потужність електростанцій, що використовують ВДЕ, становила 3082 МВт, а виробництво електроенергії досягло рівня 10,895 ТВт · год, теплової енергії близько 57 ТВт · год [183]. При цьому розподіл потужності запущених у експлуатацію альтернативних джерел енергії в був наступним: спалювання біомаси – 409,680 ГВт · год і біогазу – 103,48 ГВт · год, гідроелектростанції – 946,345 ГВт · год, вітрові електростанції – 1815 МВт · год, фотовольтаїка – 1,125 МВт · год, з інших джерел здобуто – 270 ГВт · год [163].

У 2010 році загальна потужність теплогенеруючих підприємств становила 59263,5 МВт. У 2009 році було продано 462,5 ПДж [183]. Біля 20% з них отримало теплову енергію у когенерації з електричною енергією. Біля 62% росту енергетичних потужностей ВДЕ в Польщі відбулося за рахунок використання біогазових установок і 20% за рахунок технології сумісного спалювання біомаси з традіційними видами палива.

З 2000 року і дотепер в Польщі почалось поступове зростання долі енергії з ВДЕ в енергетичному балансі країні. Це зростання відбувалось завдяки таким заходам:

- значне збільшення використання деревини, соломи – головним чином для спалювання;
- введення в експлуатацію місцевих котелень на соломі;
- введення в експлуатацію трьох геотермальних теплопунктів;
- будівництво кількох десятків великих вітрових ферм;
- введення в експлуатацію малих гідроелектростанцій;
- введення в експлуатацію котелень та електростанцій, що працюють на біогазі видобутому зі звалищ комунальних відходів та очисних споруд;
- використання енергії сонця в сонячних колекторах;
- динамічне зростання використання теплових насосів.

За даними Міністерства палива та енергетики України за 9 місяців 2011 року обсяг виробництва електричної енергії електростанціями, які входять до ОЕС України, досяг 140 925,2 млн. кВт·г, що на 4 992,1 млн. кВт·г або на 3,7% більше порівняно з 2010 роком.

В той же час, за інформацією Міністерства енергетики та вугільної промисловості України, у 2010 році обсяг виробництва електричної енергії електростанціями, які входять до ОЕС України, досяг 187 910,1 млн. кВт·год. Таким чином, частка відновлюваних джерел енергії склала в 2010 році лише 0,13%. На даний час потужність сонячних електростанцій становить близько 88 МВт, а вітрових електростанцій – близько 114 МВт. Враховуючи проекти, які нині реалізовують, до кінця року ця потужність може істотно збільшитися.

Міністерство Економіки Польщі в прийнятому документі «Енергетична Політика Польщі до 2030 року" [165] визначає наступний розподіл носіїв енергії в виробництві електроенергії (табл. 1):

Таблиця 1

Виробництво електроенергії Польщі нетто в поділі на палива, ТВт · год [183]

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Вугілля кам'яне	86,1	68,2	62,9	62,7	58,4	71,8
Вугілля буре	49,9	44,7	51,1	40,0	48,4	42,3
Природний газ	4,6	4,4	5,0	8,4	11,4	13,4
Нафтопродукти	1,6	1,9	2,5	2,8	2,9	3,0
Атомна енергетика	0,0	0,0	0,0	10,5	21,1	31,6
ВДЕ	3,9	8,0	17,0	30,1	36,5	38,0
Гідроенергетика	0,97	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Відходи	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
Разом	147,7	128,7	140,1	156,1	180,3	201,8
Доля енергії від ВДЕ	2,7	6,2	12,2	19,3	20,2	18,8

З аналізу державної стратегії України на період до 2030 року видно, що нажаль Уряд, який її розробляв, орієнтувався на розвиток виробництва електроенергії за рахунок атомної енергетики та ТЕС, а розвитку альтернативної енергетики приділено недостатньо уваги [237].

Біомаса

Найбільші перспективи розвитку в якості ВДЕ має біомаса. Україна володіє найбільшим серед країн ЄС потенціалом біомаси, доступної для виробництва енергії. Згідно експертних оцінок, виконаних по даних 2007 року, теоретичний потенціал біомаси в України складає близько 50 млн. т у.п., технічно досяжний 36 млн. т у.п., економічно доцільний 27 млн. т у.п. З них на рослинницькі та тваринницькі відходи сільського господарства припадає до 15,5 млн.т.у.п., лісового господарство – 11,4 млн.т.у.п., а тверді та рідкі міські відходи 3,1 млн.т.у.п. Участь біомаси в паливному балансі відновлюваної енергетики зростає з року в рік. Біомаса може вживатись в процесі безпосереднього спалювання деревини, соломи і т.ін., отримання і спалювання біогазу, отриманого з біомаси за допомогою процесу піролізу або ж перероблятись на рідкі палива – біодизель та біоетанол. В найближчій перспективі для Польщі та України передбачається значне підвищення використання деревини і рослинних решток та переобки гною свиней та ВРХ на біогазових установках.

У Польщі станом на березень 2011 року загальна потужність ТЕЦ, що використовували в якості сировини біомасу становила 393 МВт, потужність ТЕЦ для спільного спалювання біомаси з вугіллям становила 1300 МВт [183]. Теплова, механічна та електрична енергія, отримані з використанням біомаси у Польщі

в 2009 році оцінюються у 215,233 ПДж. При цьому вироблено 95,5% теплової і механічної енергії, та 4,5% електричної [282].

Виробництво і використання біопалива в Україні поки що має епізодичний характер і освоєно лише окремими підприємствами, а участь нашої держави зводиться, головним чином, до постачання біоенергетичної сировини на світовий ринок. Україна на сьогодняшній день споживає біомасу переважно у вигляді некондиційної деревини, але наразі спостерігається динамічне зростання виробництва технологічних ліній для пелетування біомаси як відходів деревини такі рослинних решток. Надзвичайно важливе значення для України є виробництво і експорт високоякісних пелет, які б відповідали європейським стандартам. За підрахунками за 2009 рік в Україні вироблено різних видів пелет – біля 260 тис т. На Україні кількість підприємств. що виробляють пелети, більше за 100 і ця цифра постійно зростає.

Зараз використання пелет для опалення приватних будинків та промислових об'єктів зростає високими темпами з огляду на більш низьку ціну такого палива у порівнянні з традиційними видами палива.

Приблизно 1 млн.т.у.п. за рік використовується при традиційному спалюванні при опаленні приватних будинків та більше 1500 твердопаливних котлів працює на об'єктах деревопереробної та лісовій промисловості [234]. Є поодинокі приклади встановлення когенераційних установок та твердопаливних котлів для спалювання відходів сільськогосподарського виробництва, але про масове впровадження цих технологій поки що не йдеться. Практично всі відходи сільського господарства у пелетованому вигляді йдуть на експорт. 95% вирощеного в Україні рапсу також була експортована. Для покращення ситуації з впровадженням біоенергетики у 2007 році Президією Української академії аграрних наук було прийнято рішення про розробку і розгортання робіт по науково-технічній програмі «Створити щорічно поновлювальні джерела біосировини рослинного походження і розробити технології їх багатоцільового промислового використання», яка була названа «Біосировина». З 2008 року у виконанні програми приймають участь вісім НДУ УААН, координатором програми є Інститут рослинництва [292]. Для проведення в Центральному регіоні державної політики у сфері енергозбереження, координації роботи підприємств і організацій регіону та наукового супровіду біоенергетичних проектів при Полтавській державній аграрній академії у 2009 р. було створено Науково-дослідний Центр з Біоенергетики. [293].

Деревина

Ліси займають близько 28,8% поверхні Польщі, 7,4 млн. га. з яких належать державі. За останні роки у Державних Лісах щороку здобувається у середньому близько 34 млн. м^3 деревини, в тому числі 2,5 млн. м^3 деревини опалення [97]. За оцінками Генеральної Дирекції Державних Лісів Польщі 2 – 2,5 млн. м^3 відходів деревини залишається в лісах з огляду на обмежений попит. Загальна площа лісового фонду України становить 9942 тис га. Ліси розміщені дуже нерівномірно. Наприклад, в Українських Карпатах ліси займають 40,5% від площі, в Кримських горах – 32%, на Поліссі – 26,1%. В Лісостеповій зоні цей показник складає 12,2%, а в Степовій – 3,8%. До найбільш лісистих областей належать

– Закарпатська, Івано-Франківська, Рівненська, Житомирська, Волинська і Чернівецька. Загальний запас деревини в лісах України становить 1319,9 млн. м^3, в стиглих і перестійних насадженнях – 122,8 млн. м^3 [238].

Значна кількість відходів деревини виникає також в деревообробній промисловості. Польща традиційно використовувала деревину для опалення. В Україні також деревина використовується для прямого спалювання у котлах, але кількість таких котлів значно менша. У Польщі кількість котлів, опалюваних деревиною, оцінюється у понад 100 000 шт. До цього числа входять декілька тисяч малих сучасних котлів для згазовування деревини з контрольованим процесом спалювання, так звані "багатопаливні котли" або вугільне котли, в яких можна спалювати і деревину в якості додаткового палива. Крім того, зараз функціонує 110 великих промислових котелен потужністю від 1 до 40 МВт, що працюють на відходах деревини.

Україна має значно менший парк твердопаливних котлів, при цьому котли новітньої конструкції ще практично не використовуються. Зазвичай твердопаливні котли застосовуються в домашніх, аграрних та фермерських господарствах та у великих промислових котельнях.

Котли для спалювання деревини виготовляють потужністю від 0,1 до 40 МВт. Найбільші потужності котлів та енергетичних блоків і найбільше використання виробничих відходів деревини в установах паперово-целюлозної промисловості. У комунальному секторі Польщі існує кілька котелень потужністю 0,5–2,5 МВт, що орієнтуються на відходи лісової промисловості. На початок 2007 р. загальну потужність сучасних твердопаливних котлів для спалювання деревини в домашніх господарствах, лісопромисловості та комунальному господарстві Польщі оцінювалось у 6600 МВт [118], в Україні при традиційному спалюванні при опаленні приватних будинків та на об'єктах деревопереробної та лісовій промисловості за рік спалюється приблизно 1 млн. т.у.п [240].

У Польщі динамічно зростає використання деревини при спалюванні її в турбокоминах. Міністерство Економіки Польщі для збільшення кількості біомаси для спалювання у своїх планах заклало зростання площ для вирощування енергетичної верби.

Рослинні рештки

Кількість зернової і рапсової соломи отриманої сільськогосподарськими підприємствами Польщі становить біля 25 млн. тонн щороку [12]. 8–10 млн. тонн цієї соломи можна пустити на енергетичні цілі, що принесло б додаткові доходи та заощадження аграрним підприємствам. Україна, як традиційно аграрна країна, може отримувати до 45 млн. тонн відходів сільського господарства, значну частину якого можна використати в якості палива. В Україні найбільш потужними за потенціалом цієї сировини є Центральні та Південні області. Енергетичний потенціал відходів сільського господарства в Україні оцінюється у: теоретичний – 21,43 млн. т.у.п., технічний – 12,81 млн. т.у.п., економічно доцільний – 7,75 млн. т.у.п. За розрахунками, загальний потенціал використання соломи в Україні як палива є достатнім для створення 13 тис. малих теплогенеруючих потужностей (0,1-1,0 МВт) плюс 700 теплогенеруючих потужностей для систем

централізованого теплопостачання (1,0-10,0 МВт) [240]. Так, енергія, що може бути отримана при використанні такої кількості палива, перевищує потужності усіх опалювальних котелень, що експлуатуються у сільській місцевості. Використання соломи в таких обсягах дозволило б зекономити від 4,5 до 14 млрд м^3 природного газу [292].

У Польщі нині солома на енергетичні цілі використовувана в 20 селищних теплоцентралях загальною потужністю 18 МВт. Потужність вищевказаних котелень коливається від 0,5 до 5,5 МВт. На кінець 2009 р. в аграрних господарствах Польщі було встановлено близько 250 соломоспалювальних котлів загальної потужності 29 МВт [74]. В Україні нині експлуатується близько 26 теплогенераторів, які працюють на соломі.

В Україні рослинні рештки, що супроводжують технологічні процеси отримання основної сільськогосподарської продукції, у більшості випадків утилізуються: виноградна лоза і гілки після обрізання плодових дерев, рисова солома і рисова лузга, тощо. Енергетичний еквівалент 150 тис т виноградної лози, що обрізається щорічно на 80 тис га виноградників України, дорівнює майже 200 тис т вугілля. Ще така ж кількість енергії накопичена у 150-170 тис т рисової соломи і 25-30 тис т рисової лузги, що спалюється щорічно через неможливість їх використання як органічного добрива через високий вміст кремнію. З 1,9 млн. т деревини, що щорічно вирізається у садах України, можна отримати 4,6 МВт год електроенергії або 0,6 млн. Гкал тепла [292].

Від 2007 року спостерігається динамічний розвиток фірм, виробляючих пристрої для пелетування соломи. Кількість аграрних підприємств, що виробляють пелети також збільшується. Нажаль левова частка виготовлених на Україні пелет поки що відправляються за кордон.

Законодавчі акти та державні програми України та Польщі стосовно збільшення використання біопалив в якості ВДЕ дають надію на подальший динамічний розвиток цього сектору енергоринку.

Газ з полігонів твердих відходів

У Польщі зареєстровано близько 700 діючих полігонів твердих відходів. На більшості з них не має контролю емісії звалищного газу [73]. В Україні за останні роки щорічно утворюється близько 1 млрд. тонн твердих відходів промислового, споживчого та комунального характеру. Тільки десята частина із них застосовується як вторинні матеріальні ресурси, а решта попадає в сховища, шламонакопичувачі, терекони. Тверді промислові відходи (ТПВ) на сучасному етапі займають площу 1600 км^2, а загальний їх обсяг досяг 25 млрд. тонн, в тому числі 4,5 млрд. тонн високотоксичних. Вони являються одним з найбільш вагомих факторів забруднення довкілля і негативного впливу на всі його компоненти: інфільтрація сховищ, горіння териконів, пилоутворення та інших факторів, які зумовлюють міграцію токсичних речовин, приводять до забруднення підземних та поверхневих вод, погіршення стану атмосферного повітря, земельних ресурсів, тощо. Це загрожує поглибленням екологічної кризи. Тому впровадження технологій по накопичених відходів та заходами по їх утилізації та знешкодженню конче необхідне.

Використовуючи звалищний газ, який має у своєму складі до 60% CH_4, можна не тільки захистити навколишнє середовище від забруднення, але й отримувати електричну та теплову енергію. Енергетичний потенціал звалищного газу в Польщі використовується більше як на 100 найбільших комунальних звалищ Польщі. За розрахунками річний потенціал звалищного газу в Україні складає близько 400 млн $м^3$ [240]. Побудова установок по видаленню звалищного газу та подальшого його спалювання є найкращим захистом навколишнього середовища від екологічних загроз.

Технології енергетичного використання звалищного газу для виробництва електро- та теплової енергії належать до найбільш динамічно розвиваючихся у світі технології ВДЕ. У 2011 р. загальна потужність установок по спалюванню звалищного газу у Польщі на 72 полігонах становила 39,411 МВт, а річне виробництво енергії при спалюванні понад 600 млн $м^3$ виробленого метану становить 40 ГВт·год енергії [66].

Проекти по використанню звалищного газу на полігонах України поки що знаходяться у стадії розробки.

Газ з ферментації відстоїв і стоків

Технічний потенціал використання біогазу від осаду стічних вод для енергетичних цілей дуже високий. Для безпосередньої виробництва біогазу біологічні очисні споруди пристосовані якнайкраще. Вони мають відносно високу власну потребу в тепловій та електричній енергії і використання біогазу, що виникає у процесі ферментації стічних осадів. Це може дуже істотно вплинути на прибутковість. Ще з 1965 року біля Києва в с. Бортничі діє біоустановка, що виробляє близько 10 млн. $м^3$ біогазу на рік з осадів стічних вод столиці. Аналогічні установки функціонують у Харкові, Одесі, Кривому Розі, біогаз з яких спалюється у газових котлах [112]. У Польщі в 2010 році експлуатувалося 48 установок, встановлених на міських очисних спорудах. Загальна потужність вищезгаданих установок у 2010 році становила 23,418 МВте (електроенергії) і близько 34,45 МВтt (теплової енергії), які виробили 1,8 ПДж енергії [183].

Біогаз з біогазових установок аграрних підприємств

В 2010-2020 роках в Польщі та Україні очікують на динамічний розвиток виробництва біогазу (CH_4) в біогазових установках аграрних підприємств. За попередніми оцінками до 15% енергій з ВДЕ Польща може отримати в цьому сегменті. Станом на 31.03.2011 року у Польщі діяло 10 біогазових установок, що мають загальну потужність виробництва електроенергії 9,445 МВт, і біля 10,124 МВт теплової енергії [183].

У Польщі під егідою Міністерств енергетики та Міністерства сільського господарства і розвитку сільських територій було об'єднано зацікавлені організації для розробки та впровадження програми «Інноваційна енергетика – енергетичне аграрне виробництво». Згідно з цією програмою до 2020 року за допомогою сільськогосподарських біогазових установок можна отримати біля 48,6 ПДж або 13,5 ТВт енергії, що становитиме біля 14,6% від загальної кількости енергії Польщі.

Сільське господарство та харчова промисловість України мають великий потенціал виробництва біогазу.

Найбільш енергетичними сільськогосподарськими культурами для отримання біогазу є кукурудза на силос, зелена маса цукрового сорго та гичка цукрових буряків. Також можуть використовуватись відходи сировини та побічна продукція після виробництва біоетанолу, біодизелю, цукру, відходи ветсанзаводів, харчової та переробної промисловості.

Суттєвим джерелом отримання біогазу є відходи (гній) тваринництва. Загальний потенціал біогазу в тваринництві складає – 1,2 млрд. куб. метрів, а реальна можливість його виробництва на тваринницьких комплексах складає щонайменше 0,4 млрд. куб. метрів. При використанні гною у суміші з іншими органічними компонентами (силос, трава, харчові відходи і т.п.) потенціал виробництва такого біогазу може бути вищим в 2…20 разів [358].

Аналітики стверджують, що в державі можна побудувати більше 3 тис. біогазових установок – кожна з середнім об'ємом реактора 1 тис. куб. метрів, у тому числі більше 300 біогазових установок на свинофермах, 150 – на птахофабриках та близько 2,5 тис. установок у тваринницьких господарствах та підприємствах харчової промисловості.

Україна має достатньо високий рівень розвитку тваринництва і рослинництва. Загальний об'єм «органічних» відходів в цих галузях перевищує 150 млн. тонн, при цьому на гнойову складову доводиться близько 60%, в т.ч в сільгосппідприємствах накопичується до 34 млн.тонн, а якщо довести вирощування силосної кукурудзи в сівозміні до 5 млн.га, то потенціал виробництва біогазу може скласти 30–40 млрд.куб.метрів.

У 2010-2012 роках заплановано впровадження виробництва біогазу на 5 підприємствах спиртової галузі за вітчизняною технологією та 5 підприємствах за технологією фірми "Біосистем" (Швеція). Ці заводи забезпечені відповідними інвестиціями. Еквівалент заміщення природного газу на спиртових заводах складе біля 22 млн.м. куб.

Планується, що впродовж 12 років в Польщі буде побудовано близько 2,5 тис. біогазових установок з відходів тваринництва та рослинництва загальною потужністю 3000 МВт. Вартість інвестиції у цей сектор може досягти 40 млрд. злотих [80]. Витрати на 1 МВт біогазової установки двічі більші ніж на таку ж потужність для традиційної або вітрової електростанції і становлять близько 12–16 млн. злотих. У 2009 році видано дозволи на будівництво 8 біогазових установок з потужністю у середньому 1 МВт [183].

Біопалива

Біоетанол – безводний денатурований етиловий спирт, отриманий з біомаси. Біоетанол може безпосередньо використовуватися як основа альтернативного палива і як додаток до традиційних нафтових палив. Переробка цукрових буряків на біоетанол є єдиною прибутковою технологією виробництва цього біопалива в Україні вже в сучасних умовах. Етанол, що отриманий з цукрового сиропу, найдешевший, і більш того, його собівартість нижча за вартість бензину АИ-

95, замінником якого він може стати [292]. Бензини моторні сумішеві зі вмістом 6% біоетанолу пройшли повний цикл стендових і експлуатаційних випробувань і, в установленому порядку, допущені до застосування в Україні. В даний час є можливість на виробництво біоетанолу перепрофілювати спиртові заводи, потужності яких сьогодні використані лише до 50%. Згідно з постановою Кабінету Міністрів України від 5 грудня 2007 р. №1375 передбачено виробництво біоетанолу на 11 державних спиртових заводах. Потужності 11 існуючих спиртових заводів дають можливість виробити 218 тис. тонн біоетанолу, решту 782 тис. тонн необхідно виробляти на новозбудованих підприємствах. За рахунок наявних ресурсів сировини Україна здатна виробити більше 1 млн. тонн біоетанолу, із них 218 тис. тонн – за рахунок меляси, а решту -782 тис. тонн – із зерна кукурудзи в обсязі 3,2 млн. тонн.

На Україні в 2010-2011 роках буде запущений біоетанольний завод потужністю 100 тис. тон в рік.

У Польщі після ухвалення Сеймом закону про біопалива в 2006 році спостерігається бурхливий розвиток виробництва та використання біопалив. На ринку з'явилася значна кількість фірм, що займається вирощуванням рапсу, виробництвом та продажем біодизелю. За останні роки значно зросли площі посівів ріпаку, виробництво якого зараз становить 2 млн. тонн. Кількість біодизелю, що можна виробити з такої кількості сировини – 583,28 млн. літрів, що становить 7% від потреб в паливі в масштабі всієї Польщі. У 2010 Польщу, що виробила 500 тис. тонн ефірів, можна зачислити до п'ятірки найбільших виробників біопалив в ЄС разом з Німеччиною, Францією, Італією і Іспанією [73].

В Польщі у 2010 році було вироблено близько 161 млн. літрів біоетанолу. 15 найпотужніших виробників декларує загальну виробничу потужність у 585 млн. літрів біоетанолу [80].

Виробничі потужності фірм по переробці біопалив гарантують, що до 2010 року Польща цілком здатна досягти рівня використання біопалив у балансі рідких палив на рівні 5,75%. В 2010 році з біоетанолу було отримано енергію еквівалентну 187 тис. т.н.е, а з біодизелю 711 тис т.н.е. [80].

При споживанні Україною 6,5 млн.тонн дизельного палива, щоб досягти заміщення його до рівня 5,75% біопаливом (згідно Директиви ЄС до 2010 року) нам необхідно виробити близько 400 тис.тонн біодизеля. Це рівнозначно отриманню 1200 тис.тонн насіння ріпаку (2,5 млн.т Україна експортує, переважно в країни ЄС). Україна має значно більший потенціал (близько 7,5 млн.тонн валового збору ріпаку на площі 3 млн.га і урожайності 25 ц/га) і має великий інтерес до нас країн ЄС. Щодо величини площі, то це менше 10% орних земель України, що є науково обґрунтованою нормою.

На сьогодні в Україні функціонує більше 80 невеликих підприємств з виробництва біодизелю, які виробили біля 200 тис. тонн. пального для власних потреб і ні одного крупного заводу. В Україні необхідно побудувати як мінімум 6 заводів для виробництва біодизеля потужністю 75-100 тис.тон кожний, тоді буде доцільно ставити питання і приймати рішення про квотування сировини як це роблять в усьому світі, ввівши відповідні стимули для виробників сировини.

Гідроенергетика

Гідроенергетика має у Польщі давні традиції. Але незначна кількість опадів розподілена на значній території, велика проникність ґрунту та незначний нахил території визначає незначний потенціал для гідроенергетики Польщі. Підраховано, що станом на 31.03.2011 р. в Польщі було близько 737 діючих гідроелектростанцій, з них потужністю менше за 5 МВт – 728, а менших за 1 МВт – 663 [183]. Загальна потужність введених в експлуатацію гідроелектростанцій становила 946,345 МВт, з них малих гідроелектростанцій, потужністю до 1 МВт – 91,274 МВт. Виробництво електроенергії становило близько 2,45 ТВт·год, при цьому малі ГЕС виробили 297 ГВт·год електроенергії [183]. Доля електроенергії від гідроелектростанцій становила біля 53% «чистої» енергії [183].

Незначна модернізація існуючих турбін та іншого обладнання малих ГЕС може підвищити загальну продуктивність малої гідроенергетики на 20–30%. З огляду на незначний ступінь використання існуючого потенціалу гідроенергетики у Польщі вона має досить великі перспективи та можливості зростання. Нині загальна потужність гідроенергетичних споруд збільшується в основному за рахунок інвестування приватними інвесторами малих гідроелектростанцій, збудованих переважно на існуючих але не використовуваних греблях. Значна частина малих гідроелектростанцій має потужність не вище за 100 кВт.

Загальний річний гідроенергетичний потенціал малих річок України складає 12,5 млрд кВт·год/рік, при цьому доцільний економічний потенціал оцінюють у 3,7 млрд. кВт/год на рік [226]. На початку 50-х рр. кількість побудованих малих гідроелектростанцій в Україні становила 956 із загальною потужністю 30 000 кВт, однак будівництво малих ГЕС було припинено у зв'язку з розвитком централізованого електропостачання та стійкою тенденцією до концентрації виробництва електроенергії на потужних теплових і гідростанціях [227].

На сьогодні в Україні збереглося лише 48 МГЕС загальною потужністю 9,3 МВт, а близько 420 перебувають у непридатному для експлуатації стані. Відновлення МГЕС та технічне переоснащення окремих станцій із заміною основного гідросилового обладнання або без неї потребує значно менших інвестицій ніж на повномасштабний проект зі спорудженням гідротехнічних споруд, машинного залу, турбінних камер та всмоктувальних труб. Тому відродження в Україні малої гідроенергетики має великі перспективи.

Геотермальна енергетика

Традиційно в Польщі та Україні геотермальні води використовувались для лікувальних цілей. Зараз ця тенденція змінюється і геотермальних джерела все частіше використовують в енергетичних цілях. Головні геотермальні запаси Польщі концентруються у низинних областях особливо в поясі від Щеціна до Лодзя, в Груджондско-Варшавському та Передкарпатському регіонах. Початкові капіталовкладення в обладнання для отримання геотермальної енергії дуже великі. Процес буріння свердловин коштує 50–60% від всіх витрат на реалізацію всього проекту. Той факт, що геологічні роботи у Пижицях (Pyrzycach) і на Підгаллю (Podhalu) було, за згодою Міністра Охорони Навколишнього Середовища, профінансовано з ресурсів NFOSiGW за рахунок коштів від використанням екс-

плуатаційних і абсорбуючих свердловин, дуже сприяло появі перших в Польщі геотермальних теплових станцій. Частина коштів з виділених у 2009-2014 роках Євросоюзом для розвитку ВДЕ Польщі у розмірі 515 млн євро, повинні бути направлені на використання геотермальних вод для потреб енергетики і житлового господарства.

На даний момент у Польщі експлуатуються геотермальні теплові станції: в Банскій на Підгалі (Banskiej na Podhalu) потужністю 40 МВт$_t$, в Пижицях (Pyrzycach) біля Щеціна потужністю 15 МВт$_t$ + 20 МВт$_t$ від теплового насосу, в Мщчоновій (Mszczonowie) біля Варшави потужністю 2,2 МВт$_t$, в Унейовій (Uniejowie) біля Лодзя (Łódź) – 2,4 МВт$_t$ та в Старгарже Щецинським (Stargardzie Szczecinskim) потужністю 14 МВт$_t$. Ціна 1 ГДж цієї енергії становить 13,71 злотих [78]. З вересня 2008 р. в Торуні (Toruniu) ведуться роботи з будівництва геотермальної станції потужністю у 20 МВт$_t$. Зі свердловин глибиною 2730 м, отримано води з температурою близько 70°С, та тиском 16 бар, продуктивність покладу близько 500 м^3/год. Для добування гарячої води зі свердловини використовуються карбонові труби. Така технологія вперше в світі розроблена та впроваджена професором, д-р інж. Ришардом Козловски (Ryszard Kozlowski) з Краківського політехнічного Університету [228].

Україна також має у своєму розпорядженні значні ресурси геотермальної енергії, потенціальні запаси яких оцінюються величиною 10^{22} Дж, що еквівалентно $3{,}4 \cdot 10^{11}$ тонн умовного палива. Потенціальна можливість геоТЕС з урахуванням розвіданих запасів і ККД перетворення геотермальної енергії становить 230 ГВт. Освоєння тільки розвіданих ресурсів термальних вод і парогідротерм дозволить покрити більш ніж 10% потреб України у тепловій та електричні енергії [232].

Найперспективнішими для видобутку високопотенційних геотермальних енергоресурсів є Карпатський геотермічний район та Крим. 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 великим і потужним споживачем теплової та електричної енергії.

Сумарна потужність геоелектростанцій у нашій державі на 2005 р. дорівнювала 270-280 МВт. Освоєння енергетичного потенціалу геотермальних ресурсів здійснюється за державної підтримки, зокрема в межах Державної науково-технічної програми "Екологічно чиста геотермальна енергетика України" (постанова Кабінету Міністрів України від 17 січня 1996 року №100). Однак, у системі показників енергосектора держави геотермальній енергетиці належить лише 0,02% від загальної потужності. Реалізовані в Україні проекти геотермального енергопостачання носять переважно фрагментарно-локальний характер і спрямовані на забезпечення потреб в тепло- й електроенергії окремих об'єктів або невеликої їх сукупності в межах певних населених пунктів.

Значними можливостями для використання геотермальної енергії в Польщі та Україні є теплові насоси. За останні три роки у Польщі спостерігається динамічне зростання задіяних для теплопостачання теплових насосів. В Україні ж проекти з встановлення теплових насосів наразі дуже поодинокі та нечисленні і впроваджуються в основному завдяки приватним інвесторам.

Вітроенергетика

Розвиток вітроенергетики у Польщі почався на початку дев'яностих років і головним чином на узбережжі. Середній річний темп щорічного зростання становить 84% [27]. Районами з найбільшим вітровим потенціалом вважаються Побережжя Балтійського Моря, Сувальщина (Suwalszczyzna) і Мазовецька Рівнина. За останні роки у експлуатацію було введено багато великих вітроустановок, підключених до загальної електромережі. Паралельно з ними успішно працює 150 малих автономних силових вітрових станцій. Велика зацікавленість вітровими установками приватних інвесторів спостерігається особливо в північно-західній Польщі, де на різних етапах підготовки знаходиться ще ряд проектів.

У 2010 році на вітрових електростанціях Польщі було вироблено близько 550 ГВт · год електроенергії [93]. За даними Установи з Регулювання Енергетики станом на кінець 2011 в Польщі працювало 673 вітрових електростанції загальною потужністю 1815 МВт [183]. Участь вітрової енергії в загальнодержавному виробництві електроенергії в 2011 році склала близько 0,6% [93]. Технічний потенціал для виробництва електроенергії у Польщі становить біля 140 ПДж [282].

Україна має значний потенціал вітрової енергії, науково-технічний та технологічний потенціали та досвід використання вітрової енергетики, ще з 30 років двадцятого сторіччя. За деякими оцінками в Україні можна використати 7000 км^2 земель, з урахуванням мілководної частини Азовського та Чорного морів, для будівництва вітрових електростанцій (ВЕС) сумарною потужністю 35 000 МВт. В результаті здійснення такого проекту, виробництво електричної енергії вітровими установками може становити 25–30 ТВт·год/рік [235].

Станом на 2010 рік загальна потужність українських ВЕС всіх форм власності складає більше 90 МВт. Встановлена потужність вітроустановок Кримської енергосистеми збільшилася на 2,39 МВт з 60,7 до 63,06 МВт, у тому числі на Донузлавській ВЕС з 17,2 до 17,8 МВт, Прісноводненській ВЕС – на 0,54%, з 5,57 до 5,6 МВт, Тарханкутській ВЕС – на 3,55%, з 15,5 до 16,05 МВт, Акташарській ВЕС – на 75,63%, з 1,6 до 2,81 МВт, Сакській ВЕС – залишилася без змін – 20,8 МВт.

Зараз розпочато реалізацію декількох масштабних проектів по будівництву ВЕС у Криму та Карпатах, але казати про значні зрушення у реалізації цих проектів та виробництві електроенергії за допомогою вітру поки ще рано. Спільно з американською фірмою «Віндпавер» реалізується великий проект щодо створення вітрових станцій USW-56-100 зі встановленою потужністю 500 МВт на базі установок потужністю по 107,5 кВт кожна, випуск яких налагоджено на заводі «Південмаш», м. Дніпропетровськ. Розпочаті роботи з будівництва двох ВЕС сумарною потужністю 300 МВт в АР Крим компанією «НОВА-ЕКО» [231]. Українська компанія «Конкорд Груп» почала реалізацію вітроенергетичного проекту, встановленою потужністю 100–350 МВт, на території західної та східної частини Автономної Республіки Крим.

Дотепер в Україні розроблена ціла серія вітроустановок різної потужності від 0,5 до 100 кВт. Малосерійне виробництво вітротурбін змогли налагодити Харківська фірма «Світ Вітру» та "Уінденерго".

Сонячна енергетика

Сонячна енергетика це найменш розвинений вид ВДЕ. Метеорологічні умови Польщі та України характеризуються дуже нерівним розподілом сонячного випромінення в річному циклі. На шість місяців весняно-літнього періоду припадає близько 80% суми річних температур. Характер розкладу густості потоків енергії випромінення і його структура вказують на певні обмеження в можливостях його використання, особливо у зимовий період.

До 2011 року в Польщі було встановлено кількадесят тисяч геліоустановок з загальною поверхнею колекторів більше ніж 535 тис м^2. За останні роки спостерігається динамічний розвиток виробництва і застосування плоских та вакуумних сонячних колекторів для теплопостачання приватних будинків, готелів, громадських, спортивних та оздоровчих закладів, басейнів деяких невеликих промислових споруд. Лише за 2010 було встановлено близько 150 тис. м^2 [73].

Фотовольтажні геліосистеми, що перетворюють сонячне світло на електроенергію практично не використовуються. Загальна потужність фотобатарей на кінець 2010 року становила близько 1,750 МВт [29].

Це значно нижчий показник у порівнянні з країнами ЄС. Поясненням цього може слугувати той факт, що розвитку цього виду енергетики в Польщі не сприяє ані система "зелених сертифікатів", ані фінансування, ані дозвільна система, що стосуються процедур приєднання до мереж малих енергетичних фотовольтажних установок. Якщо у Польща надасть такі ж привабливі умови для цього виду ВДЕ, фотовольтаїка буде розвиватись такими ж темпами як і у інших країнах Євросоюзу. Крім того, з удосконаленням технологій та впровадженням нових типів фотоелементів на базі полімерів, та інших новітніх розробок ціна на фотовольтажні системи повинна значно впасти, а їх ефективність навпаки зросте від сучасних 12–15% до 50%.

Загальне середньорічне сонячне випромінювання в Україні варіюється від 1070 кВт/год у місяць в північних районах до 1400 кВт/год на півдні. За даними Інституту відновлюваної енергетики технічний потенціал сонячної енергії становить 28,8 ТВт/год. Держенергоефективності оцінює цей потенціал втричі вище: 91 ТВт/год. Потенціал сонячної енергетики, таким чином, в Україні вищий за більшість країн Європи і Польщі зокрема. Незважаючи на значні ресурси сонячної енергії, особливо в південних областях країни, ринок виробництва електроенергії за допомогою сонячних електростанцій в Україні все ще перебуває на початковому етапі розвитку. Більшість з встановлених потужностей використовуються для підігріву води та опалення приміщень. Всього ж, згідно аналітичного прогнозом компанії GlobalData, встановлена потужність СЕС в Україну складе до 2015 р. близько 157 МВт, з щорічним ростом ринку близько 90%. Загальна площа сонячних колекторів, встановлених в Україні, складає більше 10 тис. кв.м, встановлена потужність сонячних станцій на даний момент становить близько 9 МВт. Ще кілька МВт планується ввести в експлуатацію в найближчі місяці, хоча несприятливі погодні умови в Криму взимку і деякі інші фактори можуть зрушити запуск нових потужностей до весни 2011 року.

Стримують динамічний розвиток цього сектору ВДЕ висока вартість обладнання, великі строки окупності та відсутність відчутної підтримки держави [230].

Україна володіє потужним науковим і виробничим потенціалом для створення й випуску фотовольтажного обладнання та устаткування. Виробничі запаси України становлять понад 10% світових обсягів монокристалічного кремнію для фотоелектричних перетворювачів. За попередні роки виготовлено біля 100 МВт фотоелектричних перетворювачів (ФЕПів) і встановлено 2 МВт автономних сонячних станцій з ККД на сучасному світовому рівні 14−16%. Україна має також технології й досвід промислового отримання полікремнію – сировини для монокристалічного кремнію, попит на якій у світі на сьогодні необмежений, а вартісні показники наближаються до 100 дол. США за 1кг.

Щорічно в Україні виробляється фотоелектричних елементів загальною потужністю біля 150 МВт, які практично повністю ідуть на експорт – щорічні обсяги впровадження в Україні становлять лише біля 100 кВт [232].

Основним розробником устаткування для виробництва монокристалічного кремнію (а в перспективі і для отримання полікремнію) в Україні є ДП ЦКБМ «Донець» м. Луганськ [229].

Наразі найбільшою компанією, що реалізує масштабні проекти будівництва сонячних електростанцій в Україні є австрійська компанія **Activ Solar**. У жовтні компанія завершила будівництво другої черги сонячного парку "Перово" (Сімферопольський р-н АР Крим) потужністю 20 МВт та останньої четвертої черги 80-мегаваттного сонячного парку "Охотніково". Будівництво першої 20-мегаватної черги "Перово" компанія завершила в серпні 2011 року.

Парк на даний момент складається з більш ніж 176 тисяч наземних моно- та мультикристалічних фотоелектричних (**PV**) модулів і 60 центральних інверторних станцій.

Очікується, що перша та друга черги "Перово" будуть щорічно виробляти 53 мільйони кВт/год електроенергії, достатньої для енергозабезпечення близько 11 тисяч домогосподарств.

Вид, кількість і потужність установок, що виробляють електроенергію з ВДЕ у Польщі

Аналіз потенціалу відновлювальної енергетики Польщі, виконаний Інвестиційною Енергетичною асоціацією (ІЕО), дозволив скласти рейтинг інвестиційної привабливості воєводств для впровадження відновлювальної енергетики [73]. Згідно з ним найпривабливішими воєводствами західнопоморське, великопольське, лодзьке, нижньосілезьке, поморське. При складанні рейтингу до уваги приймали:

- потенціал відновлювальної енергетики;
- інфраструктурні та економічні передумови;
- інвестиційну привабливість;
- зацікавленість інвесторів;
- формально-юридичні аспекти;

У представленій нижче таблиці 4 дані про загальну кількість установок ВДЕ у Польщі та їх загальна потужність розділені по видам.

Таблиця 4

Вид, кількість і потужність установок ВДЕ у Польщі

Вид установки	Кількість установок	Потужність, МВт
Біогазові електростанції	149	87,773
Електростанції на біомасі	19	393,050
Сонячні електростанції	4	0,104
Вітрові електростанції	453	1351,866
Гідроелектростанції	737	946,345
Електростанції, що використовують енергію сумісного спалювання	42	Брак даних
Разом	1404	2779,138
За даними Міністерства енергетики станом на 31.03.2011 р.		

Узагальнені дані, щодо розподілу енергетичного потенціалу ВДЕ України по областях

Україна має значний потенціал для розвитку відновлюваної енергетики. Те ж можна сказати відносно інших альтернативних традиційних джерел енергії – таких, як: шахтний метан, торф, буре вугілля, скидний потенціал побутових і промислових стоків та ін. Можливості використання нетрадиційних та відновлювальних джерел енергії (НВДЕ) мають всі області країни (табл. 5). Нажаль ми не маємо достовірних даних потенціалу вітрової енергетики. Ці дані можуть дещо змінити рейтинг інвестиційної привабливості деяких областей.

Аналізуючи територіальний розподіл ВДЕ України, можна сказати, що вся територія України має значний енергетичний потенціал. Якщо, центральні та південні області багаті біомасою з відходів сільськогосподарської продукції, то Прикарпаття, Крим мають значний потенціал сонячної, вітрової та геотермальної енергії, а північна Україна – запаси відходів деревини (рис. 7).

Перспективи розвитку ВДЕ в Польщі та на Україні

Згідно з експертними оцінками Європейського Центру Відновлювальної Енергії під заголовком “Економічні та юридичні аспекти використання відновлювальних джерел енергії в Польщі” дійсний технічний потенціал відновлювальних джерел енергії в Польщі становить близько 2514 ПДж/рік, що при використанні його у повному обсязі становило б майже 60% від загальнодержавної потреби в первинній енергії [172]. Енергія, отримана від ВДЕ в 2008 році, становила близько 295,5 ПДж [29].

Потенціал ВДЕ України оцінюється у 93 млн. т.у.п., що складає до 50% використовуваної енергії. Аналізуючи технічний потенціал країн ЄС і Польщі можна відмітити, що загальний технічний потенціал України та Польщі більший ніж, наприклад у таких країн, як Данія і Швеція. Але нажаль це багатство використовується ще досить слабо.

Для ефективного використання технічного потенціалу в сфері ВДЕ потрібно необхідно створити сприятливі умови для їх розвитку, збільшити капіталовкладення на фундаментальні дослідження та розвиток нових технологій та дофінансування проектів з ВДЕ.

Разом з тим, не зважаючи на значний обсяг прийнятих законів, програм нормативних актів та інших документів, справа з впровадженням НВДЕ в Україні йде занадто низькими темпами, вклад в енергетичний баланс країни є незначним.

Причин такого стану багато, головні з них – це відсутність системи економічного стимулювання переходу до використання НВДЕ, декларативний характер нормативно-правових актів без конкретних механізмів впровадження, а також низька виконавча дисципліна. Не можна сказати, що в країні нічого не робиться в цьому напрямі, але того що робиться не достатньо для компенсації негативних тенденцій таких, як світове зростання цін на енергоносії, збільшення рівня енергетичної залежності країни та забруднення навколишнього середовища.

Не впроваджуючи нові види НВДЕ, не вкладаючи коштів у технології, не розвиваючи виробництво на базі нових технологій, країна консервує технологічну відсталість і може втратити свій шанс війти у європейську спільноту. Успішний досвід країн ЄС має стати прикладом для наслідування у справі впровадження ВДЕ у енергетику країни.

В найближчі роки Польща повинна зробити прорив головним чином у використанні енергії біомаси та вітру і у меншій мірі сонячної енергії та геотермії [80].

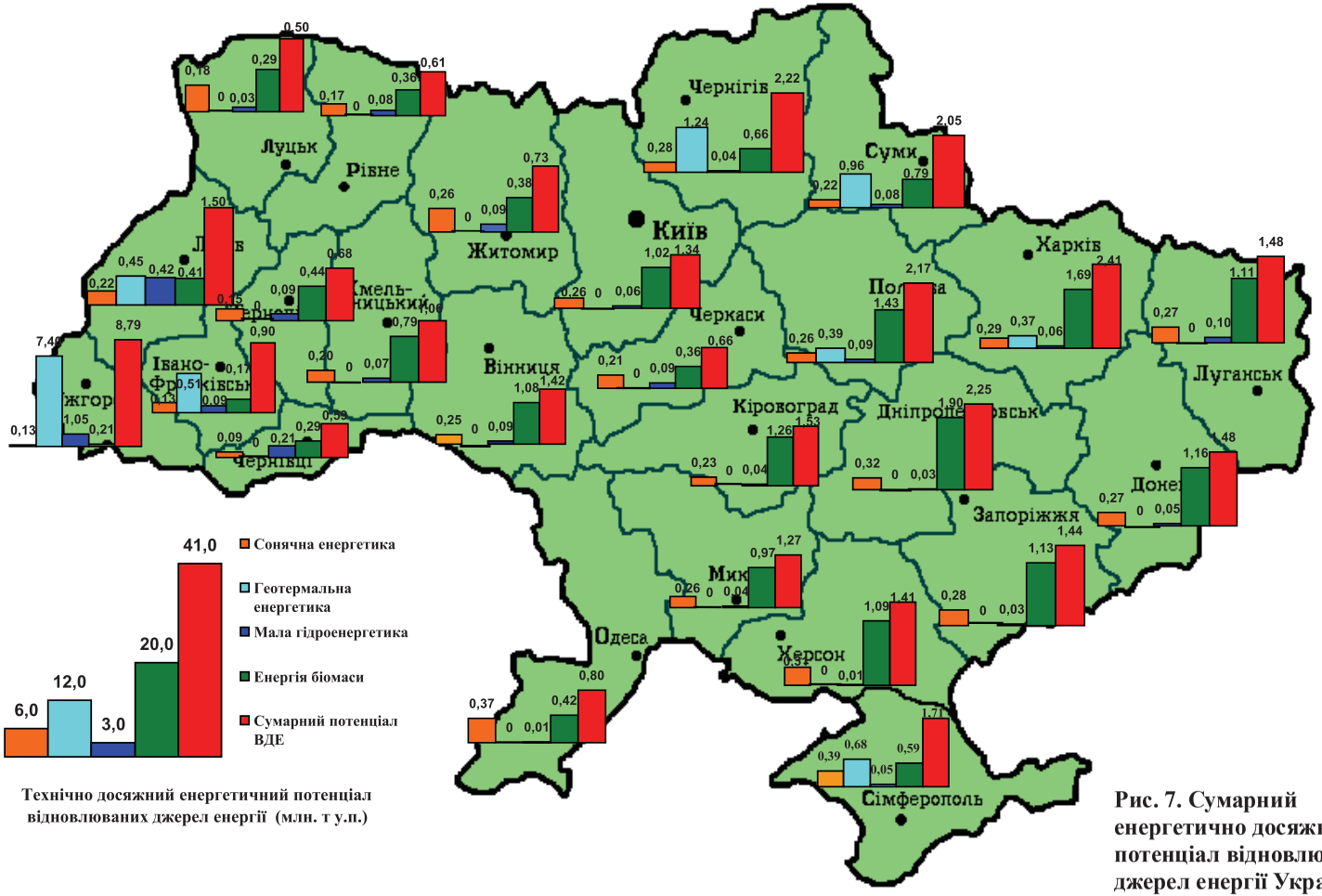
До 2020 року високорозвинені країни ЄС повинні досягти рівня використання енергії від ВДЕ у кількості 20% в енергетичному балансі, а Польща 15% [73]. Якщо в Україні вдасться створити сприятливий інвестиційний клімат то за законодавчої, економічної, просвітницької та наукової підтримки держави наша країна зможе досить швидко наздогнати інші країни ЄС у широкому застосування відновлювальних джерел енергії в енергетичному балансі країни.

Таблиця 5

Технічно досяжний енергетичний потенціал нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії в перерахунку на умовне паливо, млн. т.у.п.

№	Області	Сонячна енергетика	Геотермальна енергетика	Мала гідроенергетика	Енергія біомаси	Теплова енергія стічних вод	Теплова енергія ґрунту та ґрунтових вод	Всього по областях	Споживання орг. палива		% заміщення орг. палива за рахунок ВДЕ
									Комунальний сектор	Всього	
1.	АР КРИМ	0,39	0,68	0,05	0,59	0,16	0,35	2,22	0,133	2,193	101,2
2.	Вінницька	0,25	0	0,09	1,08	0,08	0,42	1,91	0,097	7,777	24,8
3.	Волинська	0,18	0	0,03	0,29	0,05	0,29	0,84	0,054	3,064	27,4
4.	Дніпропетровська	0,32	0	0,03	1,90	0,59	1,36	4,20	0,203	27,023	15,54
5.	Донецька	0,27	0	0,05	1,16	0,50	1,36	3,34	0,285	33,795	9,88
6.	Житомирська	0,26	0	0,09	0,38	0,06	0,30	1,09	0,079	2,399	45,4
7.	ЗАКАРПАТСЬКА	0,13	7,40	1,05	0,21	0,05	0,45	9,29	0,065	1,175	79,6
8.	Запорізька	0,28	0	0,03	1,13	0,19	0,34	1,97	0,108	14,568	13,5
9.	Івано-Франківська	0,13	0,51	0,09	0,17	0,11	0,49	1,50	0,076	6,916	21,7
10.	Київська	0,26	0	0,06	1,02	0,63	1,14	3,11	0,258	16,458	18,9
11.	Кіровоградська	0,23	0	0,04	1,26	0,06	0,33	1,91	0,065	2,855	66,9
12.	Луганська	0,27	0	0,10	1,11	0,16	0,93	2,57	0,150	10,630	24,2
13.	Львівська	0,22	0,45	0,42	0,41	0,32	1,05	2,87	0,144	8,604	33,4
14.	Миколаївська	0,26	0	0,04	0,97	0,08	0,30	1,65	0,070	5,22	31,6
15.	Одеська	0,37	0	0,01	0,42	0,21	0,35	1,37	0,136	7,046	19,4

16.	Полтавська	0,26	0,39	0,09	1,43	0,11	0,81	3,08	0,092	10,492	29,4
17.	Рівненська	0,17	0	0,08	0,36	0,06	0,27	0,95	0,062	2,282	41,6
18.	Сумська	0,22	0,96	0,08	0,79	0,06	0,40	2,50	0,072	5,122	48,8
19.	Тернопільська	0,15	0	0,09	0,44	0,05	0,34	1,06	0,060	2,560	41,4
20.	Харківська	0,29	0,37	0,06	1,69	0,35	1,07	3,82	0,168	15,298	25,0
21.	Херсонська	0,31	0	0,01	1,09	0,06	0,23	1,69	0,065	3,455	48,9
22.	Хмельницька	0,20	0	0,07	0,79	0,07	0,39	1,52	0,079	2,579	58,9
23.	Черкаська	0,21	0	0,09	0,36	0,10	0,38	1,13	0,079	4,819	23,5
24.	Чернівецька	0,09	0	0,21	0,29	0,03	0,19	0,81	0,048	1,348	60,1
25.	Чернігівська	0,28	1,24	0,04	0,66	0,06	0,35	2,62	0,072	3,672	71,4
Всього		6,00	12,00	3,00	20,00	4,2	13,89	59,09	59,02	202,07	29,2
Обсяги заміщення орг. палива за рахунок “великої” гідроенергетики								7,0			3,6
Обсяги заміщення органічного палива за рахунок енергії вітру								15,0			7,4
Технічно досяжний енергетичний потенціал позабалансових дж. енергії								12			4,9
ВСЬОГО								93		202,07	46



Технічно досяжний енергетичний потенціал відновлюваних джерел енергії (млн. т у.п.)

Рис. 7. Сумарний енергетично досяжний потенціал відновлюваних джерел енергії Україні

Відсоткова участь енергії, виробленої з ВДЕ в 2010 році в балансі первинної енергії склала в Польщі близько 5,8%, але в балансі використаної енергії близько 7,8% [161] (табл. 6., рис. 8). Цей відсоток нижчий від того, що рекомендується Європейським союзом для країн учасників. Через багатолітнє відставання Польщі щодо ЄС в системному застосуванні механізмів, що підтримують, розвиток відновлювальних джерел енергії вона не має можливостей наздогнати у цьому питанні Євросоюз, особливо у короткотерміновій перспективі 2010 р. Але в довгостроковій перспективі, маючи значний технічний потенціал та бажання, наближення долі ВДЕ до рівня обумовленого вимогами для країн-учасників Європейського союзу в енергетично-паливному балансі країні цілком можливе.

Таблиця 6

Потреба в енергії з ВДЕ кінцевих споживачів Польщі в поділі на види енергії, кт.н.е. [183]

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Електроенергія	370,6	715,0	1516,1	2686,6	3256,3	3396,3
Тверда біомаса	159,2	298,5	503,2	892,3	953	994,9
Біогаз	13,8	31,4	140,7	344,5	555,6	592,6
Вітер	22,0	174,0	631,9	1178,4	1470	1530
Вода	175,6	211	240,3	271.4	276,7	276,7
Фотовольтаїка	0	0	0	0,1	1,1	2,1
Тепло	4312,7	4481,7	5046,3	6255,9	7048,7	7618,4
Тверда біомаса	4249,8	4315,1	4595,7	5405,9	5870,8	6333,2
Біогаз	27,1	72,2	256,5	503,1	750	800
Геотермальний теплопункт	32,2	80,1	147,5	221,5	298,5	348,1
Геліосистеми	3,6	14,2	46,7	125,2	129,4	137,1
Біопаливо для транспорту	96,9	549,0	884,1	1444,1	1632,6	1881,9
Біоетанол	61,1	150,7	247,6	425,2	443	490,1
Біодизель з ріпаку	35,8	398,3	636,5	696,8	645,9	643,5
Біоетенол вторинної переробки	0,0	0,0	0,0	210	240	250
Біодизель вторинної переробки	0,0	0,0	0,0	112,1	213	250
Біоводород	0,0	0,0	0,0	0,0	90,8	248,3
Загальна кількість енергії з ВДЕ	4780	5746	7447	10387	11938	12897
Загальна кількість виробленої енергії	61815	61316	63979	69203	75480	80551
% відновлювальної енергії	7,7	9,4	11,6	15	15,8	16

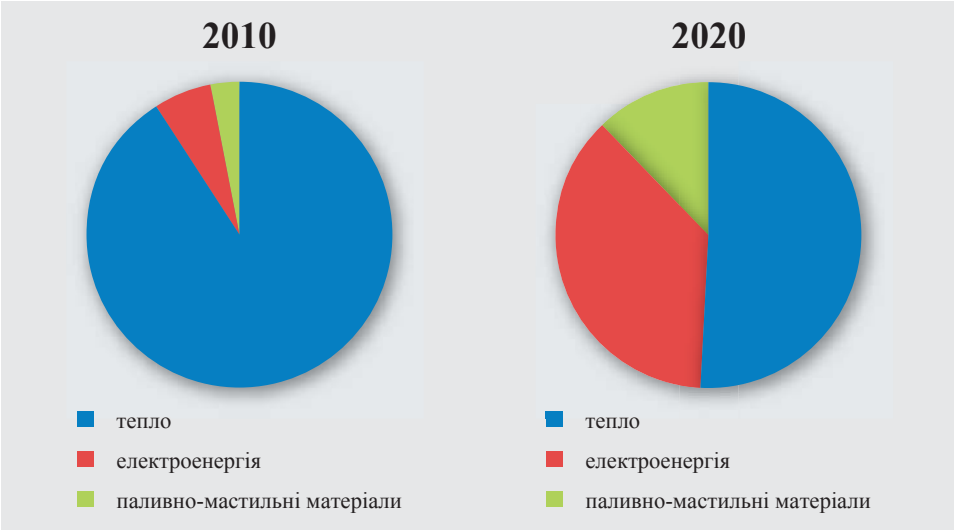


Рис 8. Структура енергії в 2010 році і прогнозована на 2020 р [73]

Актуальна для України «Енергетична стратегія України на період до 2030 року» прийнята Кабінетом Міністрів у 2006 р. визначає перспективи використання альтернативної енергетики. Згідно з нею до 2030 року встановлена потужність генеруючих електроенергію потужностей складатиме 1,9 млн. кВт, а річна кількість виробленої електроенергії складатиме 7,6 – 8 млрд. кВт·год/рік (табл. 7). Разом з тепловою енергією технічно досяжний річний енергетич-

Таблиця 7

Показники розвитку використання ВДЕ в Україні за основними напрямкамиосвоєння (базовий сценарій), млн. т у.п./рік

Напрями освоєння НВДЕ	Рівень розвитку НВДЕ по роках			
	2005	2010	2020	2030
Позабалансові джерела енергії, всього	**13,85**	**15,96**	**18,5**	**22,2**
у т.ч. шахтний метан	0,05	0,96	2,8	5,8
Відновлювані джерела енергії, всього, у т.ч.	**1,661**	**3,842**	**12,054**	**35,53**
Біоенергетика	1,3	2,7	6,3	9,2
Сонячна енергетика	0,003	0,032	0,284	1,1
Мала гідроенергетика	0,12	0,52	0,85	1,13
Геотермальна енергетика	0,02	0,08	0,19	0,7
Вітроенергетика	0,018	0,21	0,53	0,7
Енергія довкілля	0,2	0,3	3,9	22,7
Всього	**15,51**	**19,83**	**30,55**	**57,73**

ний потенціал НВДЕ України в перерахунку на умовне паливо становить біля 79 млн. т у.п. Економічно досяжний потенціал цих джерел за базовим сценарієм складає 57,7 млн. т.у.п. [239].

На даний час цей потенціал використовується недостатньо. Частка ВДЕ становить лише 0,8%.

На рис. 9 представлені діаграми, що показують участь кожного з видів ВДЕ у енергетичному балансі альтернативної енергетики.

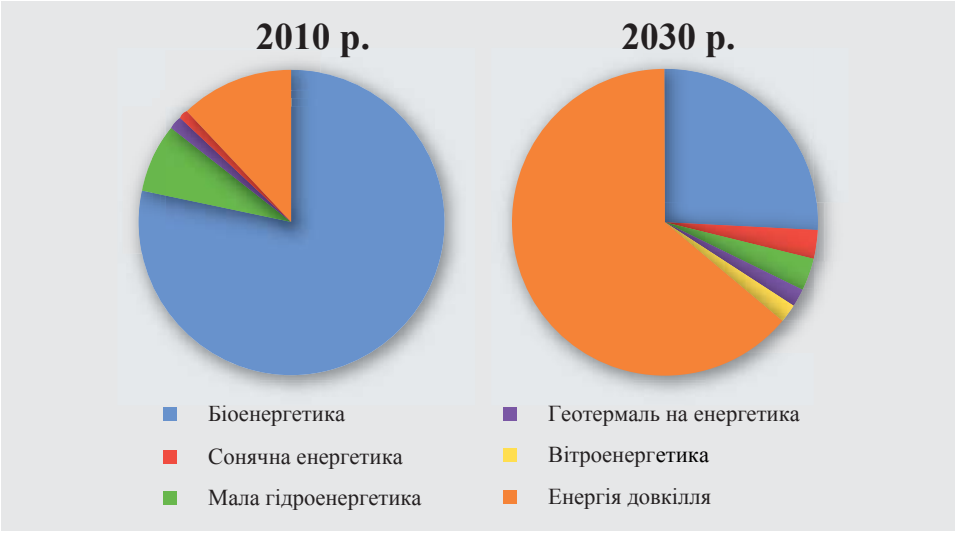


Рис. 9. Доля різних видів ВДЕ у енергетичному балансі у 2010 р. та перспективи на 2030 р.

Стратегічні цілі Польщі та України

Згідно з прийнятими Польщею в Брюсселі перед Євросоюзом зобов'язаннями, стратегічною метою цієї країни є збільшення долі ВДЕ в паливно-енергетичному балансі країні до 7,5% в 2010 році та близько 15% до 2020 року та зменшення емісії CO_2 на 20%. Після впровадження ВДЕ в 2010 роках викиди CO_2, зменшились на 160 млн. тонн [183].

Стратегія і план дій з впровадження ВДЕ представлені у Білій Книзі Європейської Комісії змушують всіх країн-учасників збільшити свою активність у фінансуванні досліджень ВДЕ, розробці законопроектів та підзаконних актів по зменшенню податкового тиску на виробників ВДЕ, гарантували фіксовані ціни на «чисту енергію», збільшили фінансування загальнодержавних проектів і т.п.

Сама Європейська Комісія вже понад десять років підтримує дослідження і розвиток відновлювальних джерел енергії у рамках Рамкових Програм Досліджень і Розвитку. В порівнянні з Європейським союзом, загальнодержавний розвиток відновлювальних джерел енергії у Польщі підтримувався значно менше.

Не прибраними зостаються деякі формально-юридичні бар'єри, що стримують його розвиток цієї галузі.

У багатьох випадках застосування ВДЕ у Польщі на сьогоднішній день не обґрунтованим з економічної точки зору. Багатолітня традиція застосування вугілля, в якості основного енергоносія та одержувані у минулому дотації до енергетики, низькі ціни на традиційні енергоносіїв ставили їх у більш вигідне положення. До цього можна додати ще й значні капіталовкладення на впровадження ВДЕ. Плюсом у питанні економічності ВДЕ є зменшення вартості енергії та ціни її транспортування.

Проблеми низької ефективності енергосектору в Україні стоять ще гостріше, ніж у Польщі, а тим більше інших країнах ЄС. Причинами цього є застарілі технології, вичерпання ресурсу використання основних фондів генерації електроенергії і тепла, що разом з низькою ефективністю використання палива призводить до значних обсягів шкідливих викидів. Значні втрати при транспортуванні, розподілі та використанні електроенергії і тепла, а також монопольна залежність від імпорту енергоносіїв ще більш ускладнюють ситуацію на енергетичних ринках країни. Таким чином, Україна має нагальну потребу у переході до енергетично ефективних та екологічно чистих технологій, якими є, в тому числі, і ВДЕ. Але, незважаючи на декларацію щодо усвідомлення цієї потреби з боку різних гілок влади та низку нормативно-законодавчих актів, які стосуються розвитку НВДЕ, – реальних кроків щодо впровадження НВДЕ зроблено досить мало. Частка НВДЕ в енергетичному балансі країни становить лише 7,2% (6,4% – позабалансові джерела енергії; 0,8% – відновлювані джерела).

Змінити ситуацію можна шляхом проведення відповідної енергетичної політики, вдосконалення нормативно-правової бази та залучення інвестицій у розвиток НВДЕ. Звісно, що цей процес не є швидким, але задля забезпечення майбутнього економічного процвітання України, її гідного місця у Європейській спільноті потрібно вже сьогодні активізувати вирішення цієї актуальної проблеми.

Фінансування проектів відновлювальної енергетики у Польщі

Загальнодержавні фонди. У Польщі існує велика кількість форм бюджетного фінансування проектів з ВДЕ, але процедури отримання коштів з цих фондів складні й заплутані. Крім того

Фонди ЄС. У 2008-2013 роках інвестори відновлювальної енергетики можуть розраховувати на структурні доступні ресурси у рамках Регіональних Програм з Європейського Фонду Регіонального Розвитку, та на ресурси зі Спільного Фонду, доступні у рамках виконання Операційної Програми Інфраструктура і Середовище. Проекти з ВДЕ можуть бути практично повністю виконані коштом фондів, які не потрібно повертати (табл. 8).

Регіональні влади та структурні одиниці призначили безпосередньо на інвестиції з ВДЕ в своїх фондах менші кошти ніж ряд в Європейських фондів (для порівняння бюджет всіх регіональних фондів складає 210 млн євро, тоді як Європейських фондів на території Польщі – близько 360 млн євро).

У таблиці 9 представлено необхідні капіталовкладення на одиницю потужності для різних технологій відновлювальної енергетики.

Аналіз інвестиційних коштів необхідних для отримання «чистої електроенергії» з різних джерел показує, що найдорожчою є електроенергія з фотовольтажних систем, а найбільш привабливим в економічному сенсі є електроенергія з потужних ВЕС та малі гідроелектростанції.

Таблиця 9

Капіталовкладення на одиницю потужності для різних технологій ВДЕ [118]

Вид кінцевої енергії	Технологія	Питома вартість інвестиції, евро/кВТ
Електроенергія	Вітрові турбіни	1500
	Фотовольтажні системи	11 020
	МГЕС	1189
Когенерація	Біогаз	1158
	Когенераційна установка на біомасі	1100
Теплова енергія	Геотермальний теплопункт	1300
	Геліосистеми	800
	Котел на біомасі	264
Паливні ресурси	Біодизель (собівартість продукції 1 л/рік)	95

Свідоцтва походження енергії у Польщі

Польське право, ухвалене з урахуванням необхідності виконання зобов'язань, узятих перед ЄС, зобов'язує всіх виробників електроенергії, а також посередників, з кожним роком продавати кінцевим споживачам не менше визначеної частки електроенергії, виробленої з відновлювальних джерел. Наприклад, 2009 року кожна електростанція Польщі мала продати електроенергії, виробленої з відновлювальних джерел, не менш ніж 3,6% її загального продажу. 2010 року цей показник зріс до 9%.

Електрогенеруючі потужності, які працюють на відновлювальних джерелах енергії та когенераційних установках (КГУ) отримують відповідні сертифікати. Варто додати, що теплові електростанції в Польщі можуть отримувати сертифікати на електроенергію з відновлювальних джерел, навіть якщо на них працюють гібридні установки зі спалювання (ГУС) традиційних видів палива (вугілля) разом з біомасою (крім відходів лісової промисловості). При цьому обсяг "чистої" електроенергії обраховують за спеціальною формулою, а частка біомаси з кожним роком має зростати.

Виробники енергії з ВДЕ користуються пільгами та преференціями затвердженими законодавчими актами. Для отримання пільг та преференцій виробники повинні мати пакет документів, що підтверджує отримання енергії з ВДЕ або ГУС та свої майнові права на них.

В зв'язку з необхідністю виконання рішень Директиви 77/2001/WE в законі про Енергетичне право в 2005 році було введено пункт про Реєстр свідоцтв енергетичних установок з ВДЕ. Реєстр свідоцтв когенераційних установок було введено на два роки пізніше для виконання рішень Директиви ГУС (2004/8/WE), що стосується виробітку електроенергії разом з виробітком теплової енергії. Для ВДЕ – зелені свідоцтва; для когенераційних установок опалюваних газовими котлами номінальною потужністю менше 1 МВт – жовті свідоцтва; для інших когенераційних установок – червоні свідоцтва.

Від загального обсягу "зеленої енергії" з ВДЕ та "жовтої" і "червоної" вироблених на когенераційних установках визначається зобов'язання у продажі «чистої енергії» як відсоток цілковитого річного продажу енергії кінцевим споживачам реалізованої через енергетичне підприємство та число свідоцтв. У 2010 році доля "зеленої енергії" становила 7%, "жовтої енергії" – 2,7%, а "червоної енергії" – 19% [183].

У підсумку система сприяння розвитку відновлювальної енергетики, яка діє в Польщі, призводить до торгівлі сертифікатами про походження енергії, оскільки електростанції чи енергорозподільні компанії, які не дотримуються мінімального рівня продажу електроенергії з відновлювальних джерел, змушені або купувати свідоцтва, які довели б "чисте" походження необхідної частки проданої ними електроенергії, або ж сплачувати щороку компенсаційні внески до Національного фонду охорони довкілля та водного господарства в сумі 240 злотих (близько 60 євро) за кожну недобраний до необхідного показника 1 МВт·год. Контроль за дотриманням продавцями електроенергії цих положень у Польщі покладено на національного регулятора енергетики. Щороку до 31 березня продавці електроенергії пред'являють йому свої сертифікати та дані про операції за рік або відомості про сплачені компенсаційні внески. Виробляючи електроенергії з відновлювальних джерел більше, ніж того вимагає чинне право, вона продає свій надлишок у формі сертифікатів електростанціям, які працюють суто на вугіллі.

Свідоцтва продаються на Товарній Біржі Енергії та Ринку Майнових Прав для ВДЕ або когенерації. Значна кількість транзакцій з майновими сертифікатами – це позасесійні транзакції від багатолітніх угод на продаж прав на усю «чисту енергію здобуту на окремому об'єкті». Такі угоди сприяють фінансуванню будови нетрадиційних джерел за формулою "*project finance*", що передбачає спосіб визначення остаточної ціни від визначених зовнішніх параметрів, напр. ціни сертифікатів на Товарній Біржі Енергії. Для енергетичних компаній таке співробітництво вигідне у гарантованому отриманні власності на довгостроковий період.

Дієвість такої системи підтримки підтверджується практикою та динамічним зростанням кількості новозбудованих об'єктів нетрадиційної енергетики. Найбільший приріст потужностей помітний у вітроенергетиці. У 2008 році Рада регуляції енергетики (URE) видала сертифікатів на 5,2 млн МВт·год, кожному з яких відповідає 1 кВт·год електроенергії. В сумі свої облікові рахунки відкрило 1205 суб'єктів [164].

Ціни 2010 р. на:
- Сертифікат Майнового Права – 230 зл/МВт·год;
- замінюючої оплати – 230 зл/МВт·год;
- "зеленого сертифікату" – близько 180 зл/МВт·год;
- "жовтого" – близько 105 зл/Вт·год;
- "червоного" – близько 20 зл/Вт·год;
- тонна CO_2 – близько 80 злотих.

У 2010 році погашено близько 7,5 млрд. майнових прав, для "зеленої енергії", 158 млн. майнових прав для "жовтого сектору" а також 8,3 млрд. прав на "червоний сектор". Загальна вартість замінюючих оплат в 2010 році становила близько 64 млн. злотих [164].

Оновлений в грудні 2009 року закон з Енергетичного Права сприяє виробітку енергії з когенераційних установок і біогазових установок сільськогосподарських об'єктів [247].

Прийняті польським законодавством положення в сфері сприяння інвестуванню малих установок ВДЕ на думку багатьох експертів та інвесторів, невідповідні.

Для покращення законодавства останні пропонують введення додаткових механізмів підтримки, які б забезпечили:
- зниження початкових капіталовкладень для інвесторів;
- відповідний рівень прибутків на весь період функціонування системи незалежно від його величини [207].

Україна на шляху впровадження ВДЕ

Законодавчі акти, проекти та прожекти [239]

Згідно з інформацією Міністерства палива та енергетики щодо виконання у І кварталі 2011 року положень Меморандуму між Україною та ЄС про порозуміння щодо співробітництва в енергетичній галузі впровадження енергозберігаючих технологій та ВДЕ йде повним ходом [239].

Ще 15 березня 1999 р. Україна підписала Кіотський протокол до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату та ратифікувала його 4 лютого 2004 року.

На сьогодні Україна є активним учасником міжнародного переговорного процесу та розвиває двостороннє співробітництво щодо питань зміни клімату. За останні роки було успішно проведено кілька міжнародних проектів, партнерами в яких виступили, зокрема: Світовий банк, Рада з питань співробітництва Україна – ЄС, Агенція США з міжнародного розвитку, Канадська агенція міжнародного розвитку, TACIC, інші.

Постановою Кабінету Міністрів України від 14 квітня 1999 р. №583 було створено Міжвідомчу комісію із забезпечення виконання Рамкової конвенції ООН про зміну клімату. Одним із завдань комісії є прийняття рішень з питань виконання Україною міжнародних зобов'язань за Рамковою конвенцією ООН про зміну клімату.

4 квітня 2007 р. рішенням Уряду створено Національне агентство екологічних інвестицій України як центральний орган виконавчої влади, діяльність якого спрямовується та координується Кабінетом Міністрів України через Міністра охорони навколишнього природного середовища. Положення про Національне агентство екологічних інвестицій України затверджено постановою Кабінету Міністрів України від 30 липня 2007 р. № 977.

Національна агенція з питань ефективного використання енергоресурсів (НАЕР) співпрацює в енергетичній сфері з: представництвом Європейської Комісії в Україні, Міжнародним енергетичним агентством, Секретаріатом Енергетичної Хартії, Північною екологічною фінансовою корпорацією та іншими авторитетними організаціями країн ЄС [245].

З метою розвитку співробітництва у сфері енергоефективності та енергозбереження від імені НАЕР підписано: Угоду про співробітництво в галузі енергоефективності між Німецьким енергетичним агентством (DENA), НАЕР та УСПП (23.10.2006р.); Меморандум про взаєморозуміння зі Шведським енергетичним агентством (11.03.2008р.); Рамкову угоду між Урядом України та Північною екологічною фінансовою корпорацією (НЕФКО) (17.09.2009р.); Меморандум про взаєморозуміння з Грецьким центром відновлюваних джерел енергії (CRES) (05.01.2010 р.); Меморандум про взаєморозуміння з Австрійським енергетичним агентством (17.03.2010 р.).

Загалом, у сфері енергоефективності в Україні діє більше 200 актів законодавства: 10 Законів України; 15 Указів Президента України; 120 рішень Уряду; інші підзаконні акти.

На даний час в сфері енергоефективності діють 50 національних стандартів групи "Енергозбереження". Основними законами, які регулюють відносини у сфері енергоефективності є: Про енергозбереження, Про електроенергетику, Про альтернативні види палива, Про альтернативні джерела енергії, Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного потенціалу, Про газ (метан) вугільних родовищ.

Основні нормативно-правові щодо стимулювання енергоефективності та відновлюваної енергетики Закони України: «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо стимулювання заходів з енергозбереження», «Про внесення змін до деяких законів України щодо встановлення «зеленого» тарифу», «Про внесення змін Закону України «Про електроенергетику» щодо стимулювання використання альтернативних джерел енергії», «Про газ (метан) вугільних родовищ», «Про внесення змін до деяких законів України щодо сприяння виробництву та використанню біологічних видів палива».

Законодавство України передбачає економічне стимулювання енергоефективності:

1. Звільнення імпортованого енергозберігаючого обладнання від сплати ввізного мита (ставка податку – до 10%) – діє з 2008 року.
2. Звільнення імпортованого енергозберігаючого обладнання від сплати податку на додану вартість (ставка податку – 20%) – діє з 2008 року.
3. Звільнення підприємств, що виробляють альтернативні види палива або енергоефективне обладнання від податку на прибуток (ставка податку –

25%) – буде введено в дію після прийняття Урядом переліку відповідного обладнання.

4. Звільнення підприємств, що впроваджують енергозберігаючі технології від податку на прибуток до 50 відсотків (ставка податку – 25%) – діє з 2008 року.
5. Застосування "зеленого" тарифу для електроенергії, виробленої з альтернативних джерел (величина "зеленого" тарифу розраховується від розміру найвищого роздрібного тарифу для промислових споживачів на 01.01.09 р. в євровому еквіваленті, помноженого на коефіцієнт від 0,8 до 4,8) – діє з 2009 року.
6. Внесення змін до Закону України «Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного потенціалу» – встановлення порядку надання гарантії походження енергії, виробленої на принципі когенерації, механізмів прискорення розвитку когенерації, спрощення адміністративних процедур.
7. Створення правових засад для функціонування стабільної системи державної фінансової підтримки у сфері енергоефективності. З цією метою, нова редакція Закону України «Про енергоефективність передбачає створення Державного фонду енергозбереження.

Джерела наповнення: 10%, отриманих як збори за спеціальне використання природних ресурсів; 10% коштів, отриманих як рентна плата за транспортування та видобуток природного газу та нафти; кошти, отримані від сплати санкцій за порушення законодавства з енергоефективності; кошти, отримані як збір у вигляді цільової надбавки до діючого тарифу на електричну та теплову енергію; кошти, отримані як збір у вигляді цільової надбавки до діючого тарифу на природний газ; кошти, отримані від продажу частин встановленої кількості викидів парникових газів; кошти, отриманих від оплати послуг НАЕР; добровільні внески підприємств, установ, організацій та громадян.

Напрями використання: Державна підтримка заходів з енергозбереження через механізм здешевлення кредитів; Державна програма встановлення теплових насосів; Державна програма зменшення споживання енергоресурсів бюджетними установами України; Державна програма використання теплової енергії сонця та геотермальної енергетики; Державна програма видобування та використання газу метану вугільних родовищ як альтернативного ресурсу; Державна програма виробництва та використання біопалива; Державна програма "Впровадження когенераційних технологій"; Комплексна програма будівництва вітрових електростанцій; Державна програма модернізації газотранспортної системи України.

Щодо результатів роботи Програми Секторальної Бюджетної Підтримки. НАЕР, разом з Представництвом Європейської Комісії в Україні, реалізує програму Бюджетної підтримки в рамках Європейського інструменту сусідства та партнерства (ENPI AAP 2008). Так НАЕР, з метою розроблення проекту Переліку індикаторів Бюджетної підтримки, було створено окрему Робочу групу за участю: Мінпаливенерго; Мінекономіки; Мінфін; НКРЕ; Представництва Європейської Комісії в Україні.

З метою розробки Переліку індикаторів залучено експертів ЄС та, разом з ними, проведено 9 засідань Робочої групи.

За результатами проведеної роботи та відповідно до розпорядження КМУ від 16.12.2009р. №1524-р відбулось підписання фінансової угоди між Урядом України та ЄК.

Зазначений проект секторальної підтримки погоджено усіма структурами Європейської Комісії і спільно з Міністерством економіки України, розробляється Рамкова угода, яка покликана створити відповідні умови для переведення першого (фіксованого) траншу.

Щодо аналізу умов участі України у програмах і агентствах ЄС

Програма "Розумна енергетика"

НАЕР узгодило із МЗС узагальнені висновки щодо доцільності для України налагодження співпраці з програмою "Розумна енергетика", (Intelligent Energy Europe). НАЕР в свою чергу наголошує на доцільності налагодження повноцінної співпраці з програмою "Розумна енергетика" за умови відповідного фінансового забезпечення.

Справжньою перемогою НАЕР у цьому відношенні є підписання українським урядом Рамкової угоди про співпрацю з Північною екологічною фінансовою корпорацією (НЕФКО) та її ратифікація українським парламентом у вересні 2010 року. НЕФКО працює в сфері екології та енергоефективності з 1990 року на підставі угоди між урядами Данії, Фінляндії, Ісландії, Норвегії та Швеції та з метою вирішення екологічних проблем за допомогою ефективних фінансових інструментів. Акцент у кредитуванні робиться на ефективні, швидкоокупні проекти, спрямовані на енергозбереження, зменшення викидів та скидів забруднюючих речовин.В Україні НЕФКО фінансує проекти енергоефективності з 2003 року, однак її діяльність не була підкріплена угодою про статус організації, що перешкоджало роботі.

З ратифікацією Рамкової угоди було підтверджено статус НЕФКО в Україні як міжнародної фінансової організації, що відкриває нові можливості для реалізації в країні нових проектів. За шість попередніх років, з початку роботи НЕФКО в Україні, в українські проекти було інвестовано більше 19 млн. євро. З показових прикладів реалізованих проектів можна назвати наступні: інвестиції у будівництво біодизельного мінізаводу в Рівненській області та біогазового заводу у Львівській області. На даний час на розгляді знаходяться 84 українських проекти в основному пов'язані з енергетикою, сільським господарством, промисловим виробництвом та банківським сектором, у більшості з яких передбачені заходи по скороченню енергоспоживання та викидів вуглекислого газу та інших парникових газів і, багато з них наразі можуть бути виконані завдяки новій Рамковій угоді, на них НЕФКО планує виділити 52,7 млн. євро.

Украй незадовільним є фінансування вищезазначених програм. Хоча в 2010 році на енергоефективність з державного бюджету виділено 910 млн. гривень (500 млн. гривень – зі Спецфонду держбюджету, 100 млн. гривень – від отримання продажу квот на викид парникових газів, 310 млн. гривень – у вигляді допомоги від Євросоюзу, які закладені в держбюджеті), але цього не достатньо

для розв'язання всіх проблем та завдань розвитку цієї сфері, тому необхідно залучати паралельно зацікавлених інвесторів. Тим не менш, ці речі між собою взаємопов'язані: якщо держава буде і надалі витрачатися на енергоефективність – це стане прямим сигналом для інвесторів, які залучатимуть свої кошти, розуміючи, що в Україну можна і необхідно вкладати, не ризикуючи.

Міжнародне агентство відновлюваних джерел енергії

Міжнародне агентство відновлюваних джерел енергії (IRENA) офіційно створено у м. Бонн, Федеративна Республіка Німеччини, 26 січня 2009 року. На сьогоднішній день 142 країни світу та Європейський Союз вже приєднались до організації. НАЕР підтримує рішення щодо можливого членства України в Міжнародній агенції з відновлюваних джерел енергії (IRENA). Саме за ініціативою НАЕР розглядається питання можливості вступу України до IRENA. За проханням НАЕР до участі у найбільш важливих засіданнях Агентства направлялись представники посольств України. Згідно висновків Міністерства закордонних справ України, зроблених за результатами участі Послів України у засіданнях Агентства, вступ до IRENA відноситься до пріоритетних пунктів розвитку зовнішньої політики України.

Усі зазначені вище заходи НАЕР планує спрямовувати у рамках виконання *Державної цільової економічної програми енергоефективності на 2010-2015* роки (затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 01.03.10 р. № 243), яка окреслила основні пріоритетні та першочергові напрямки реалізації заходів з енергоефективності в Україні. Зазначена Програма має стати головним орієнтиром для іноземних партнерів для визначення першочергових та необхідних для України заходів у сфері енергоефективності.

Метою Програми є: створення умов для наближення енергоємності ВВП України до рівня розвинутих країн та стандартів ЄС; скорочення рівня енергоємності ВВП протягом терміну дії Програми на 20% у порівнянні з 2008 роком (щорічно на 3,3%); підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів і посилення конкурентоспроможності національної економіки; оптимізація структури енергетичного балансу України шляхом скорочення в ньому частки імпортованих викопних органічних видів енергоресурсів та заміщення енергоресурсами, отриманими з альтернативних джерел енергії, та вторинними енергетичними ресурсами.

Зелений Тариф в Україні [246]

"Зелений" тариф – справжній прорив для розвитку альтернативної енергетики України. Його основні механізми реалізації були встановлені законом про електроенергетику. Але і досі не прийняті ключові підзаконні акти.

Згідно із Законом України "Про електроенергетику" № 575/97-ВР від 16.10.1997 (далі – закон про електроенергетику), "зелений" тариф є спеціальним тарифом, по якому купується електрика, вироблена з використанням альтернативних джерел електроенергії. На сьогодні "зелений" тариф не поширюється на електрику, вироблену з коксового і доменного газу, а також гідроелектростанціями потужністю більше 10 МВт. Оптовий ринок електроенергії України (далі – ОРЕ) в особі ГП

“Енергоринок” зобов’язаний купувати електроенергію за “зеленим” тарифом. Також передбачається можливість продажів за “зеленим” тарифом безпосередньо споживачам [308]. Проте реальні економічні або адміністративні стимули для купівлі по “зелених” тарифах споживачами створені не були. А значить, єдиним покупцем електрики за “зеленим” тарифом на сьогодні є ГП “Енергоринок”. Відповідно до закону про електроенергетику, розміри “зеленого” тарифу затверджуються для кожного виробника безпосередньо НКРЕ. Проте встановлені фіксовані мінімальні величини “зеленого” тарифу для електрики, виробленої з енергії вітру, біомаси, сонця, а також електрики малих ГЕС. Величини “зеленого” тарифу переглядаються НКРЕ з урахуванням курсу євро відносно гривні.

Для виробників електрики з альтернативних видів енергії, для яких не передбачені мінімальні величини “зеленого” тарифу величини “зеленого” тарифу встановлюються на повний розсуд НКРЕ, і, імовірно, вони можуть бути дуже низькими.

Величини “зеленого” тарифу встановлюються до 2030 року, і держава гарантує його застосування до електростанцій, введених в експлуатацію під час дії положень про нього. Розміри “зеленого” тарифу для електрики, виробленої електростанціями, введеними в експлуатацію (істотно модернізованими) після 2014, 2019 і 2024 років, зменшуватимуться відповідно на 10, 20 і 30%.

Починаючи з 2012 року питома вага сировини, матеріалів, основних фондів, робіт і послуг українського походження у вартості будівництва електростанцій повинен складати не менше 30%, а починаючи з 2014 року – 50%. Що стосується сонячних електростанцій, починаючи з 2011 року питома вага сонячних модулів українського походження повинна складати не менше 30%. На сьогодні не прийнято порядку визначення питомої ваги. Згідно з проектом порядку, розробленим Міністерством економіки, який був розкритикований за його “беззмістовність”, сам власник розраховує цю питому вагу виходячи з певних первинних документів в будівництві. Також незрозуміло, який документ повинен підтверджувати таку питому вагу.

На сьогодні процедуру затвердження “зеленого” тарифу регулює Порядок встановлення “зеленого” тарифу, затверджений постановою НКРЕ.

Для затвердження “зеленого” тарифу виробникові електрики необхідно подати заяву і порівняно невеликий пакет документів. Заява і подані документи розглядаються упродовж 30 календарних днів, після чого упродовж 15 днів виносять питання про затвердження “зеленого” тарифу на засідання НКРЕ. На сьогодні затвердження “зеленого” тарифу для виробників безкоштовно.

Окрім затвердження “зеленого” тарифу НКРЕ, для реалізації таких проектів виробники повинні виконати ряд умов і дозволити ряд практичних завдань, у тому числі отримання ліцензії виробника електроенергії, підключення до електромереж електростанцій, членство в ОРЕ і укладення договорів на продаж електроенергії.

Отримання ліцензії на виробництво електроенергії

Умовою отримання “зеленого” тарифу і продажу електрики за цим тарифом є отримання ліцензії для виробництва електроенергії, оскільки ліцензування обов’язкове для виробників електрики з альтернативних джерел енергії, які ма-

ють намір продавати її в ОРЕ. Плата за видачу ліцензії визначається з розрахунку 18,72 грн. за МВт встановленої потужності електростанцій.

Підключення електростанцій до електромереж

Єдиного порядку підключення електроустановок до електромереж на сьогодні немає. Для когенераційних установок діє порядок, затверджений НКРЕ, а ось ВЕС з потужністю більше 100 МВт повинні підключатися відповідно до порядку, прийнятого Міністерства палива і енергетики України (для інших ВЕС порядок носить рекомендаційний характер). Порядок, який би регулював підключення інших електростанцій, відсутній, і тому виробникам електроенергії слід чітко прописувати механізм підключення в договорах (на підставі зразкових договорів, затверджених НКРЕ) з власниками мереж або, як варіант, посилатися на згадані чинні акти.

Окрім цього, виробникові електрики за "зеленим" тарифом необхідно стати членом ОРЕ. Рада ОРЕ приймає рішення про членство упродовж 30 днів після надання усієї необхідної інформації. На додаток виробникові необхідно укласти договір про продаж електрики ГП "Енергоринок" на основі зразкового договору, прийнятого НКРЕ.

"Зелений тариф" затверджений Постановою НКРЕ № 2068 у листопаді 2011 року на електроенергію, вироблену електричними потужностями:

- з біомаси складає 136,40 коп./кВт.ч,
- малими ГЕС, – 85,39 коп./кВт.ч,
- ВЕУ – 124,54 коп./кВт.ч,
- з використанням сонячної енергії – 512,38 коп./кВт.ч.

На сьогоднішній день в Україні більше 32 підприємств вже отримали право реалізовувати електроенергію за ставкою "зеленого" тарифу.

Фонди та проекти, що сприяють впровадженню ВДЕ в Україні

Український уряд активно співпрацює і впроваджує проекти енергозбереження та розвитку нових та поновлюваних джерел енергії з фінансовими інститутами та міжнародними організаціями, такими як NEFCO, ADEME, IFC, Європейський банк реконструкції та розвитку, Світовий Банк та іншими.

ЄС виділяє 319 млн. грн (27,7 євро) на підтримку реалізації Енергетичної стратегії України. Очікується, що в Україні великі угоди будуть відчувати певні труднощі з борговим фінансуванням через економічний спад і в жодному разі вимагатимуть більш складних підходів до структуризації. У той же час міжнародні фінансові інститути інвестують все більше коштів в Україну. IFC оголосила про свій намір інвестувати близько $ 500 млн в 2010 році для підтримки здійснення різноманітних проектів (у тому числі і тих, які стосуються енергетики). ЄБРР схвалив виділення 50 млн. доларів у розвиток альтернативної енергетики в Україні. Світовий Банк виділить 250 млн. дол США в 2010 році для реалізації енергетичних проектів в Україні.

Згідно з прийнятими в березні 2011 змінами до Держпрограми енергоефективності, частка енергії з відновлюваних джерел в енергобалансі Україна повинна скласти не менше 10% вже до 2015 року. Перш за все в уряді розраховують

на зростання цього показника за рахунок розвитку вітрової, сонячної енергетики і малої гідроенергетики. Обсяг фінансування відповідних проектів з держбюджету в 2012-2015 рр. складе 13,81 млрд. грн. У першу чергу в уряді роблять ставку на залучення масштабних іноземних інвестицій, і державні кошти планується направляти головним чином на створення умов і стимулів для інвесторів. У поточному році на реалізацію Держпрограми передбачено виділити 910 млн. грн. з держбюджету, а також залучити з місцевих бюджетів 2 млрд. грн., з інших джерел – 27,97 млрд. грн. У Держенергоефективності очікують, що завдяки таким інвестиціям в 2011 р. енергоємність ВВП знизиться на 3,3% в порівнянні з 2010 р. і скоротиться використання природного газу та нафтопродуктів на 3 млрд. куб. м.

В Україні діє програма підвищення енергоефективності (UKEEP). Це кредитний продукт, розроблений Європейським Банком Реконструкції і Розвитку (ЄБРР), для українських приватних компаній будь-якого сектора економіки, які хочуть здійснити інвестиції в підвищення ефективності використання енергії або створення джерел поновлюваної енергії, – інвестиції, результатом яких буде скорочення споживання енергії, зростання виробництва власних енергоносіїв або більш ефективне її використання. UKEEP надає безкоштовну технічну допомогу міжнародних експертів по енергоефективності компаніям, у яких є проекти, що відповідають умовам фінансування UKEEP. Якщо проект виявиться реальним для втілення, UKEEP надає можливість позики для здійснення цього проекту. До учасників проекту входять: Європейський Банк Реконструкції та Розвитку, Ваттенфалл Пауер Консалтант [310]. Шведська Експортно-кредитна Корпорація [311], Шведське Міжнародне Агентство по Розвитку Сотруничества [312], Укрексімбанк [313].

З 1999 року в Україні працює компанія ЗАТ «УкрЕСКО» [240]. Це перша енергозберігаюча сервісна компанія на теренах СНД, яка поєднує фінансування і впровадження енергоефективних проектів «під ключ». У 2006 році ЗАТ «УкрЕСКО» завершено проект ЄБРР «Фінансування української ЕСКО», в рамках якого реалізовано 19 проектів загальною вартістю 20 млн. дол. США. Проекти вибираються таким чином, щоб вартість енергії, що заощаджується, була достатньою, щоб покрити вартість виплат замовника ЕСКО впродовж терміну дії контракту (зазвичай тривалість контракту 3-8 років).

Механізми фінансування ВДЕ в країнах ЄС

Таким механізмом могла б бути постійна такса (*Feed-in Tariff*), застосовувана в 21 державах ЄС. Такса FiT – то ціна за одиницю енергії ВДЕ (кВт·год), яку енергетична установа зобов'язана заплатити її виробникам на області який обслуговує. Значення FiT визначається державою та гарантують виробникам «чистої» енергії отримання цих коштів як додатку до ринкової ціни енергії на протязі тривалого часу, наприклад, 20 років. Значення цієї надбавки залежить від виду технології та специфіки запасів ВДЕ і знижується щороку на декілька відсотків. Введення цієї призводить до вирівнювання конкурентоспроможності на енергетичному ринку і стимуляції технологічного прогресу в секторі ВДЕ. Ставка FiT в країнах ЄС починається від 0,3÷0,6 евро/ кВт·год. Підтримання такої надбавки підтримується за рахунок споживачів електроенергії.

Критики цього рішення у Польщі твердять, що система FiT дорога і її застосування ляже додатковим тягарем на споживачів. Введення такої системи з розрахунковою ставкою такси FiT у 2,5 зл/ кВт·год спричинило б значне зростання цін на електроенергію і навряд чи знайшло підтримку у суспільства.

Підсумки

Впродовж найближчих років енергія з відновлюваних джерел буде становити значну частину європейського енергетичного балансу і до 2020 року повинна складати близько 20%. Динаміка зростання долі ВДЕ з роками буде тільки підвищуватись. Членство Польщі в ЄС з одного боку зобов'язує її до рішучих дій у розвитку відновлювальних джерел енергії, а з іншого дозволяє користуватись істотною допомогою Європейського союзу в цій області. Необхідно збільшити до 7,5% долю «чистої» енергії в паливно-енергетичному балансі до 2010 р., але за прогнозами вона може бути навіть дещо більшою. Але зупинятись на досягнутому не можна. Потрібно звернути особливу увагу на ті види ВДЕ, які розвиваються досить повільно з метою прийняття програм і документів для їх стимулювання. Стратегічною метою є збільшення участі ВДЕ до 2020 року до 15% (Директива Європарламенту і Ради 2009/28/WE від 23.04.2009) [222].

Не треба забувати, що розвиток ВДЕ створює передумови, особливо для місцевої громади на отримання енергетичної незалежності та регіонального розвитку, створює нові місця роботи, веде до екологічної модернізації, диверсифікації і децентралізації загальнодержавного енергетичного сектора. Чим скоріше Україна долучиться до цього процесу, тим скоріше загальнодержавна промисловість відновлювальної енергетики, малі і середні підприємства стануть рівноправними учасниками світового ринку технологій відновлювальних джерел енергії. Наявний в країні технічний потенціал в сфері ВДЕ зобов'язує до реалізації завдань, що мають на меті його найефективніше використання. На жаль програми розвитку ВДЕ і зменшення CO_2 досить дорогі і треба рахуватись з тим, що без додаткових коштів Євросоюзу і без значного фінансування приватних інвесторів держава не змозі виконати поставлену Євросоюзом і власним керівництвом мету.

Підсумовуючи, варто наголосити на позитивній тенденції в бік розвитку енергетичної ефективності в Україні. Завдяки синергії двох складових: удосконаленню нормативно-правової бази та залученню, як державних, так і іноземних інвестицій, наша держава має всі шанси перебудувати вітчизняну енергосистему у бік підвищення енергоефективності та зниження енергоємності ВВП, а, отже, посилення конкурентоспроможності української економіки

Висновки

1. Загальнодержавний технічний потенціал відновлювальних джерел енергії у Україні порівнянний з технічним потенціалом Польщі та інших держав Європейського союзу. Відрізняються лише потенціали за окремими видами енергії.

2. Системні рішення по підтримці Відновлювальної енергетики функціонують в Європейському Союзі більше п'ятнадцяти років. Комплексні Програми впровадження ВДЕ в Україні та Польщі почали застосовуватись тільки віднедавна.
3. У зв'язку з великим відставанням у введенні в Україні механізмів щодо підтримки відновлюваної енергетики, ефективність прийнятих рішень та темпи впровадження ВДЕ необхідно порівнювати з розвитком останніх на початок 2010 року.
4. На першому етапі реалізації стратегії використання ВДЕ особливу увагу слід приділити найперспективнішим для України напрямкам. Це перш за все використання біомаси, енергії вітру та сонячної енергії.
5. Доля відновлювальних джерел енергії паливно-енергетичному балансі Польщі повинно до 2020 року скласти 15%, в Україні – 8%.
6. Необхідно залучати до виконання програм органи місцевого самоврядування, стимулюючи розвиток ВДЕ на місцевому рівні.
7. Необхідно збільшити кошти на освіту та пропагування ВДЕ серед молоді. Передбачити освітні програми для різних рівнів освіти професійно-технічної і вищої шкіл за спеціальністю «будова і експлуатація пристроїв, використовуючих відновлювальні джерела енергії». Необхідно організація семінарів та конференцій, фінансування підручників, програм навчання з області ВДЕ.
8. Популяризувати ВДЕ у медіа, пресі та Інтернеті.
9. Пристосовувати українське законодавство до вимог Європейського, зокрема Директиви 2009/28/WE (фрагменти, цитовані в кінцевій частині книжки).

"Чиста енергія" – "дешева" енергія, адже її характеризує:

- мінімальний вплив на навколишнє середовище;
- економія традиційних палив, що виражається у зменшенні або повному припинення спалювання вугілля, нафти і газу;
- величезні та постійно поновлювані запаси енергії;
- постійна ціна за одиницю отримуваної електроенергії;
- "еластична енергетика", що використовує різноманітні місцеві джерела енергії;
- розосередженність по всій території країни розв'язує проблеми транспортування енергії, звідси зменшення витрат на будівництво та експлуатацію енергетичних мереж;
- зменшення енергетичної залежності країни від імпорту енергоносіїв;
- постійне зниження ціни на обладнання з ВДЕ внаслідок технічного прогресу та збільшення прогресу їх виробки;

Стимулом для розвитку ВДЕ є також постійне збільшення вартості енергії від традиційних енергоблоків за рахунок вимог, щодо необхідності монтування дорогих пристроїв для зменшення викидів у атмосферу.

I СОНЯЧНА ЕНЕРГІЯ

1.1. Вступ

На поверхню земної кулі падає сонячне випромінювання, енергія якого становить близько 81 000 · 10^6 МВт, з яких 27 000 · 10^6 МВт припадає на континенти. Всесвітнє використання всіх видів енергії становить близько 1 · 10^7 МВт.

Американські вчені порахували, що за годину наша планета одержує від сонця стільки енергії, скільки людство використовує впродовж року [110]. При цьому, поверхні Землі досягає лише 47% енергії: 34% віддзеркалюється від атмосфери, а 19% поглинається нею. Кількість сонячної енергії в умовах польських широт коливається у межах від 0 до 5,5 кВт · год./м^2 на день, а впродовж місяця досягає кількості 11,6–160,1 кВт · год./м^2 (рис. 1.1) [116].

Виникає питання: чому ж за такого потужного потенціалу безкоштовної сонячної енергії так складно перетворити її на енергію, доступну для використання, і чому отримана від сонця енергія є такою дорогою? Головна причина цього – мала щільність енергії, яка надходить від сонця, та нерівномірність її розподілу у часі й просторі. Також важливою є значна вартість пристроїв для перетворення та накопичення сонячної енергії. При спалюванні кубу вугілля з ребром у 10 см і вагою близько 1 кг вивільняється енергія потужністю близько 10 кВт · год. Для отримання еквівалентної кількості енергії випромінювання сонця з квадратної поверхні зі стороною 10 см необхідний рік.

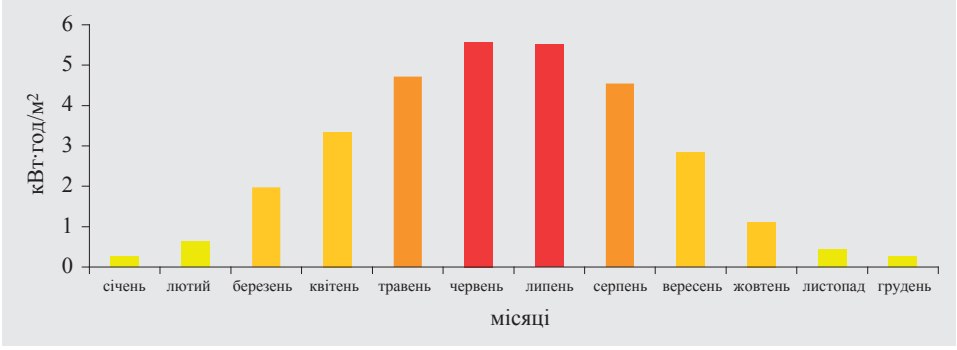


Рис. 1.1. Ефективність використання теплової енергії залежно від пори року [26]

Основні напрямки сонячної енергетики.

Існує два основних напрямки сонячної енергетики: сонячна електроенергетика та сонячна теплоенергетика.

Сонячна електроенергетика – це напрямок сонячної енергетики, що займається перетворенням енергії сонячного випромінення на електричну енергію.

Відповідно, ***сонячна теплоенергетика*** – це напрямок сонячної енергетики, що займається перетворенням енергії сонячного випромінення на теплову енергію для потреб опалення, гарячого водопостачання, забезпечення різних технологічних потреб у теплі. Обидва напрямки розвиваються паралельно, використовуючи різні властивості сонячного випромінення і задовольняючи різні потреби людства.

1.2. Потенціал сонячної енергії України

Потенціал сонячної енергії в Україні є достатньо високим для широкого впровадження геліосистем як теплоенергетичного, так і фотоелектроенергетичного обладнання практично на всій території (рис. 1.2). На територію України надходить 720 млрд. МВт·год сонячної енергії, що дорівнює 88400 млн тонн у.п.

Сезонний період для активного використання сонячної енергії у північних регіонах продовжується з квітня по вересень, а у південних – з березня по жовтень і становить 1900–2400 годин на рік. Загальне середньорічне сонячне випромінювання варіюється в межах від 1070 кВт·год/м^2 на рік у північних районах України до 1400 кВт·год/м^2 на рік на півдні. За рівнем інтенсивності сонячного випромінювання (радіації) на території України необхідно виділити чотири зони, які показані нижче.

У першій та другій зонах знаходяться всі південні області України; більше половини території нашої країни знаходиться в третій зоні; четверта зона найменш придатна для використання сонячної енергії. Максимальна величина надходження сонячного проміння в першій зоні – 1350 кВт·год/м^2 на рік, а мінімальна – в четвертій – 1000 кВт·год/м^2. Для другої та третьої зон ці величини складають, відповідно, 1250 кВт·год/м^2 та 1150 кВт·год/м^2 за рік [296]. У цілому територія України відноситься до зон із середньою інтенсивністю сонячної радіації. У реальних умовах величина густини прямої та дифузійної, сонячної радіації залежить від широти місцевості, прозорості атмосфери, характеристик земної поверхні, а також від часу доби та пори року. З цієї причини величина річного потрапляння сонячної радіації на 1м^2 поверхні землі суттєво варіюється для різних регіонів України та має статичний характер розподілу. Проте, цілком очевидною визначальною тенденцією при цьому є збільшення густини сонячної радіації та кількість сонячних днів у напрямку з Півночі на Південь із пропорційним збільшенням річного потрапляння сонячної радіації на 1 м^2 поверхні землі.

У таблиці 1.1 представлено показники середньомісячного середнього значення інтенсивності сонячного випромінення в містах України, що потрапляє на горизонтальну поверхню за один день (середній показник за останніх 22 року за даними NASA) [328].



Рис. 1.2. Потенціал сонячної енергії України

Таблиця 1.1

Показники середньомісячного середнього значення інтенсивності сонячного випромінення в містах України, що потрапляє на горизонтальну поверхню за один день, Вт/м²

Місяці / Регіони	січень	лютий	березень	квітень	травень	червень	липень	серпень	вересень	жовтень	листопад	грудень	Середнє
Сімферополь	1,27	2,06	3,05	4,30	5,44	5,84	6,20	5,34	4,07	2,67	1,55	1,07	3,58
Вінниця	1,07	1,89	2,94	3,92	5,19	5,3	5,16	4,68	3,21	1,97	1,10	0,9	3,11
Луцьк	1,02	1,77	2,83	3,91	5,05	5,08	4,94	4,55	3,01	1,83	1,05	0,79	2,99
Дніпропетровськ	1,21	1,99	2,98	4,05	5,55	5,57	5,70	5,08	3,66	2,27	1,20	0,96	3,36
Донецьк	1,21	1,99	2,94	4,04	5,48	5,55	5,66	5,09	3,67	2,24	1,23	0,96	3,34
Житомир	1,01	1,82	2,87	3,88	5,16	5,19	5,04	4,66	3,06	1,87	1,04	0,83	3,04
Ужгород	1,13	1,91	3,01	4,03	5,01	5,31	5,25	4,82	3,33	2,02	1,19	0,88	3,16
Запоріжжя	1,21	2,00	2,91	4,20	5,62	5,72	5,88	5,18	3,87	2,44	1,25	0,95	3,44
Івано-Франківськ	1,19	1,93	2,84	3,68	4,54	4,75	4,76	4,40	3,06	2,00	1,20	0,94	2,94
Київ	1,07	1,87	2,95	3,96	5,25	5,22	5,25	4,67	3,12	1,94	1,02	0,86	3,10
Кіровоград	1,20	1,95	2,96	4,07	5,47	5,49	5,57	4,92	3,57	2,24	1,14	0,96	3,30
Луганськ	1,23	2,06	3,05	4,05	5,46	5,57	5,65	4,99	3,62	2,23	1,26	0,93	3,34
Львів	1,08	1,83	2,82	3,78	4,67	4,83	4,83	4,45	3,00	1,85	1,06	0,83	2,92
Миколаїв	1,25	2,10	3,07	4,38	5,65	5,85	6,03	5,34	3,93	2,52	1,36	1,04	3,55
Одеса	1,25	2,11	3,08	4,38	5,65	5,85	6,04	5,33	3,93	2,52	1,36	1,04	3,55
Полтава	1,18	1,96	3,05	4,00	5,40	5,44	5,51	4,87	3,42	2,11	1,15	0,91	3,25
Рівне	1,01	1,81	2,83	3,87	5,08	5,17	4,98	4,58	3,02	1,87	1,04	0,81	3,01
Суми	1,13	1,93	3,05	3,98	5,27	5,32	5,38	4,67	3,19	1,98	1,10	0,86	3,16
Тернопіль	1,09	1,86	2,85	3,85	4,84	5,00	4,93	4,51	3,08	1,91	1,09	0,85	2,99
Харків	1,19	2,02	3,05	3,92	5,38	5,46	5,56	4,88	3,49	2,10	1,19	0,9	3,26
Херсон	1,30	2,13	3,08	4,36	5,68	5,76	6,00	5,29	4,00	2,57	1,36	1,04	3,55
Хмельницький	1,09	1,86	2,87	3,85	5,08	5,21	5,04	4,58	3,14	1,98	1,10	0,87	3,06
Черкаси	1,15	1,91	2,94	3,99	5,44	5,46	5,54	4,87	3,40	2,13	1,09	0,91	3,24
Чернігів	0,99	1,80	2,92	3,96	5,17	5,19	5,12	4,54	3,00	1,86	0,98	0,75	3,03
Чернівці	1,19	1,93	2,84	3,68	4,54	4,75	4,76	4,40	3,06	2,00	1,20	0,94	2,94

На рис. 1.3 показані величини енергії сонячної радіації, що досягають Землі протягом року на 1 м² горизонтальної поверхні в окремих регіонах.

Діаграма на рисунку на прикладі шести українських міст показує, що за 6 місяців теплого періоду року на поверхню потрапляє більше 70% річної кількості сонячної енергії. Кількість річної енергії сонячної радіації у великих містах України становить: Сімферополь – 4,99 ГДж/м², Одеса – 4,88 ГДж/м², Донецьк – 4,44 ГДж/м², Київ – 4,12 ГДж/м², Суми – 3,89 ГДж/м², Львів – 3,85 ГДж/м² [297].

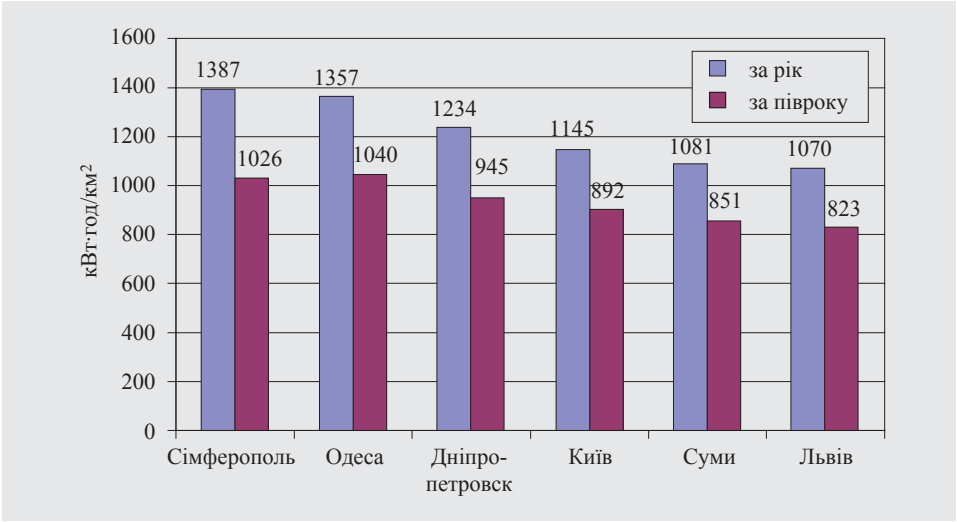


Рис. 1.3. Сумарна сонячна радіація на горизонтальну поверхню у різних містах України

Річний технічно досяжний енергетичний потенціал сонячної енергії в Україні є еквівалентним 6 млн. т у.п., тобто його використання дозволило б заощадити близько 5 млрд. м^3 природного газу. Збільшення споживання сонячної енергії в багатьох місцях розв'язало би проблеми гарячого водопостачання о теплій порі року.

Другою важливою характеристикою сонячного випромінення є довжина періоду опромінення. В Україні найдовше (від 2080 год. до 3200 год. на рік) сонце світить у західній частині Кримського півострову, де найчастіше спостерігається безхмарна погода.

1.3. Сонячна електроенергетика

Існує два основних принципи перетворення сонячної енергії на електричну. При машинному, або геліотермічному, методі відбувається перетворення концентрованої сонячної енергії у теплову, яка потім перетворюється на електричну за допомогою парогенераторів. Інший принцип – геліоелектричний – використовує методи прямого перетворення променевої енергії в електричну на основі явища фотоефекту за допомогою фотоелектричних перетворювачів, що називаються сонячними елементами (СЕ).

1.3.1. Геліотермічний метод

Геліотермічний метод полягає у концентрації значної кількості сонячної енергії з великих «сонячних полів» (площі з великою кількістю сонячних дзеркал), завдяки чому відбувається випаровування робочої рідини та перетворення

енергії сонця в електричну за допомогою парових турбін. Основними елементами в такій системі є геліостати – дзеркала, що розташовані на великих «сонячних полях», які приймають енергією сонця і скеровують його віддзеркалені промені на розміщений у центрі установки у високій башті абсорбер (рис. 1.4–1.5). Ефективність роботи сонячного поля забезпечується комп'ютерною системою, що скеровує орієнтацію кожного дзеркала. Абсорбер складається з труб, фокусують на собі відбите від геліостатів сонячне випромінювання. Всередині труб абсорбера циркулює робоча рідина (натрій, літій, нітрат калію), пара якої обертає турбіну. Найбільшою сонячною електростанцією, діючою за цим принципом, є електростанція Барстов (Barstow) потужністю 10 МВт, що працює в Каліфорнії (США). У даний час проектуються електростанції потужністю 80 МВт, де башта абсорбера має висоту 225 м, геліостати розміщені на площі 450 м^2, температура робочої рідини досягає 530°С. Інший американський про-

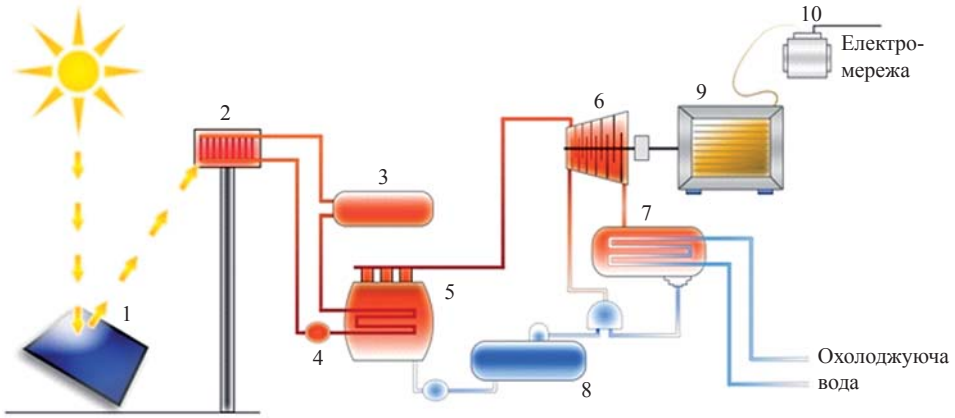


Рис. 1.4. Схема сонячної електростанції [71]
1 – дзеркала, керовані комп'ютерами; 2 – абсорбер; 3 – збірник нагрітого натрію; 4 – циркуляційний насос; 5 – пароутворювач; 6 – парова турбіна; 7 – конденсатор пари; 8 – охолоджувач; 9 – генератор електричної енергії; 10 – трансформатор.



Рис. 1.5. Фотознімок геліотермічної електростанції [135]

Рис. 1.6. Фото геліотермічної електростанції “Andasol1” [195]



ект сонячної електростанції потужністю 250 МВт передбачається побудувати в пустелі, де інтенсивність сонячного випромінювання доходить до 1200 Вт/м^2. При цьому тиск робочої рідини досягає 15 МПа, а температура 500°С. Функціональну схему такої електростанції представлено на рис.1.4. Швейцарський проект подібної електростанції потужністю до 50 МВт передбачає розміщення геліостатів на південних гірських схилах.

Іншим видом сонячних електростанцій є лінійні сонячні колектори, що мають форму параболоїдів, у центрі яких розміщені трубчасті абсорбери з циркулюючою робочою рідиною (рис. 1.6). Перегрітий теплоносій використовується для підігрівання пари в турбіні, яка обертає генератор, виробляючий електричну енергію. Система керування регулює положення сонячних колекторів перпендикулярно до падаючих сонячних променів. Це ”слідкуючий” сонячний колектор.

Параболічні колектори є найбільш ефективними і широко застосовуються для отримання сонячної енергії у великих масштабах. Наразі капіталовкладення на будівництво сонячних електростанцій такого типу становлять близько 3000 – 4000 дол./кВт [71].

1.3.2. Перспективні геліотермічні проекти

Сонячна енергія може використовуватись за допомогою так званих теплових ставів. Тепловий став має чорне дно, яке абсорбує сонячні промені, і два шари води: нижню сильно засолену і верхню із звичайної або морської води. Нижній шар поглинає сонячне випромінювання, а велика щільність рідини ускладнює піднімання тепла нагору. Відтак, нижні шари води нагріваються все більше і більше. Це тепло у теплообміннику з рідиною, яка має низьку температуру кипіння, перетворюється на пару, що подається на турбіну. Завдяки великій теплоємності води тепловий став має здатність акумулювати значну кількість енергії, а отже дозволяє установці працювати при зменшенні сонячного випромінювання. Тепловий став в Ізраїлі з поверхнею 25 га має потужність 5 МВт [176].

Австралійська фірма EnviroMission планує виконати цікавий проект. Завдяки підігріву повітря у багатокілометровому парнику під скляним або плівковим

дахом у башті висотою 1000 м створюється потік нагрітого повітря більше 15 м/с і температурою біля 70°С. Генератори потужністю у 200 МВт перетворюють потік гарячого повітря на електричну енергію і передають до мережі [175].

У 2030 році заплановано здійснити ще один проект. Планується розбудова сонячних космічних електростанцій на геостаціонарних сателітах [71]. Проекти базуються на тому факті, що сонячна енергія на орбіті такого сателіта дозволяє отримати у 4–10 разів більше енергії, ніж на Землі. Енергію планується передавати на Землю у вигляді ультракоротких хвиль, де за допомогою генераторів синусоїдального сигналу вона перетворюватиметься на змінний струм.

1.4. Геліоелектричний метод

Геліоелектричний метод полягає в безпосередньому перетворенні енергії сонячного світла в електроенергію за допомогою сонячних елементів (СЕ) (рис. 1.7). Такі елементи здатні перетворювати на електроенергію не тільки пряме, але й розсіяне випромінювання сонця за хмарної погоди.



Рис. 1.7. Електростанція на фотоелементах компанії FRoSTA [186]

Першою потужною електростанцією, у якій були використані СЕ, є електростанція Карисса Плайнасс (Carissa Plainas) у Каліфорнії потужністю 6,5 МВт, побудована у 1985 р. Вартість будівництва цієї електростанції з СЕ в 1985 р. була близько 5000 дол./кВт [80]. Необхідно звернути увагу на те, що батареї СЕ займають значну поверхню, ускладнюючи тим самим реалізацію проектів такого типу. Для електростанції потужністю 1000 МВт необхідна площа у 50 км^2. Наразі найбільша електростанція (потужністю 23 МВт) працює в Джумілії (Jumilii) в Іспанії.

Фотоелектричні електростанції мають потужність від декількох кВт до кількох десятків МВт.

На основі досвіду використання установок, виготовлених у Німеччині, Іспанії, Франції такими фірмами як ABB, Urbasolar, можна сказати що:

- вартість будівництва 1 МВт установки становить близько 7 млн. доларів (СЕ – 53%, генератори синусоїдального сигналу – 23%, монтажні роботи 12%, монтаж систем електрозабезпечення та телеметричних систем тощо – 13%;
- електростанція потужністю 1 МВт займає поверхню близько 1 га;
- складається приблизно із 5000 модулів потужністю 200 Вт кожен;
- час реалізації проекту приблизно 6 місяців;
- частина використання випромінювання 13–18%;
- від станції в 1 МВт отриманий енергетичний ефект становить: на околицях Дрездена близько 1000 МВт · год., у Південній Іспанії приблизно 2200 МВт · год.

– річна робота сонячної електростанції (СЕС) потужністю 1 МВт призводить до зменшення викидів CO_2 приблизно на 1300 т/рік. Оцінюється, що видобуток електроенергії на СЕС в умовах Польщі може відбуватися впродовж близько 1600 год./рік при інтенсивності сонячного випромінювання 120 Вт/м^2.

Електроенергія, вироблена СЕ, все частіше використовуються для потреб індивідуальних споживачів і живлення електроенергією невеликих комунальних і промислових об'єктів.

У Польщі фірма-виробник FRoSTA з Бидгощі (Bydgoszcz) – постачальник заморожених фруктів, встановила на даху морозильника сонячну електростанцію. Це найбільша установка такого типу у Польщі. Фотомодулі на даху морозильника займають 600 м^2 і мають сумарну потужність 80,5 кВт, що дозволяє заощадити до 30% необхідної енергії для зберігання продуктів. Проект здійснила фірма Wamtechik Sp., яка має досвід втілення менших проектів, як, наприклад, монтаж фотоелектричної системи у Варшавському політехнічному Університеті. [185]

У 2007 році на промисловій виставці в Здженшовицях (Zdzieszowicach, Польща) комерційною фірмою Tesco було представлено установку з 18 сонячних батарей потужністю близько 6 кВт, здатну заощаджувати близько 30% коштів, пов'язаних із закупівлею електроенергії (рис. 1.8) [187].



Рис. 1.8. Фотографія фотоелектричної станції Tesco в Здженшовицях (Zdzieszowicach) [187]

На сьогодні Україна входить до першої п'ятірки держав світу (Україна, США, Японія, Німеччина, Китай), що володіють найпотужнішим науковим і виробничим потенціалом для створення й випуску фотовольтажного обладнання та устаткування. Виробничі запаси України становлять понад 10% світових обсягів монокристалічного кремнію для виготовлення СЕ. За попередні роки було випущено біля 100 МВт СЕ і встановлено 2 МВт автономних сонячних станцій, що мають ККД світового рівня (14−16%). Україна має також відповідні технології та досвід промислового отримання полікремнію – сировини для монокристалічного кремнію, попит на який у світі на сьогодні необмежений, а вартісні показники наближаються до 100 дол. США за 1кг.

Щорічно в Україні виробляється СЕ загальною потужністю біля 150 МВт, які практично повністю ідуть на експорт, в той час як обсяги впровадження в Україні становлять лише близько 100 кВт на рік [298].

Основним розробником устаткування для виробництва монокристалічного кремнію (а в перспективі і для отримання полікремнію) в Україні є ДП ЦКБМ «Донець» м. Луганськ. За участю ДП ЦКБМ «Донець» сформована інвестиційна пропозиція проекту створення комплекту обладнання для отримання полікремнію шляхом очищення металургійного кремнію (сьогоднішнє вітчизняне виробництво якого складає близько 8,0 тис. т) і відновлення високопродуктив-

ного виробництва високотехнологічної сировини в Україні за участю вітчизняних спеціалізованих підприємств. Конструкторським бюро разом з російськими фахівцям (ВАТ «Балтійська кремнієва долина – «Міжнародний проект «ПОЛІСІЛ», м. Сосновий Бор Ленінградської області) розглядається можливість створення принципово нового обладнання з екологічно чистим технологічним процесом для одностадійного отримання кремнію шляхом прямого розщеплення сполучення SiO_2 на кремній та кисень).

В Україні є низка приладобудівних підприємств і підприємств мікроелектронного профілю для серійного випуску СЕ: «Квазар», "ІРВА", "Гравітон", "Гамма", "Родон", "Дніпро", "Хартрон" (м. Харків), "Гамма"і "Електроавтоматика" (м. Запоріжжя), "Дніпро" (м.Херсон), "Позитрон" (м. Івано-Франківськ) та інші. На сьогодні найбільші вітчизняні виробники монокристалічного кремнію − ВАТ "Квазар" та ТОВ "Пілар" (м. Київ) забезпечують майже 10% світового обсягу виробництва (2,5 тис./рік), але при цьому вимушені або імпортувати полікремній (Киргизія, Китай, Японія, США та ін.), або працювати за давальницькою схемою. Нарощування обсягів виробництва стримується значним подорожчанням полікремнію у зв`язку із стрімким розвитком сонячної енергетики у світі [299].

В Україні промислове виробництво СЕ, фотобатарей та сонячних електростанцій збільшилось за останні три роки у чотири рази. Так, лише у 2005 р. ВАТ "Квазар", м. Київ вироблено сонячно-енергетичних потужностей, здатних генерувати 24 МВт, з них встановлено в Україні 150 кВт. Українськими підприємствами здійснюється технічна допомога у реалізації проектів розвитку сонячної енергетики багатьох країн світу.

1.4.1. Розвиток сонячної електроенергетики у світі

Зацікавленість СЕ у світі швидко зростає з огляду на те, що сонячна енергія на таких установках перетворюється безпосередньо на електроенергію без побічних продуктів, забруднень, шуму. Це майже ідеально «чисте» джерело енергії, що не викликає негативних змін у зовнішньому середовищі.

Виробництво і монтаж фотоелектричних батарей, другого за обсягами джерела ВДЕ після вітрогенераторів, у 2009–2010 рр. збільшився з 16 304,4 МВт до 29 327,7 МВт [29].

Німеччина зміцнила свій статус найбільшого європейського та світового ринку сонячної енергетики. Італія залишилася на 2-му місці по об'ємах річних установок; США і Японія поділили 3-є місце.

Сумарний світовий об'єм встановлених потужностей сьогодні перевищує 40 ГВт. Європа як і раніше лідирує: близько 29 ГВт (біля 70% світових сумарних установок).

Згідно з середньостроковими прогнозами, ринок фотовольтаїки продовжить зростання і досягне 27-47 ГВт річних установок до 2015 р. [329].

Сонячні елементи використовуються у пристроях загального вжитку, мобільних системах, у фотоелектричних системах (ФЕС) локальних об'єктів та сонячних електростанціях (СЕС), під'єднаних до загальної електричної мережі.

Близько 50% світового ринку СЕ монтується у пристроях, які не з'єднані з електричною мережею. Наприклад: аварійні телефони, телекомунікаційні станції, водяні насоси тощо. Єдиною альтернативою енергопостачання для таких пристроїв є дорогі системи з дизельними генераторами. Близько 20% встановленої потужності знайшли своє застосування у пристроях загального вжитку, таких як годинники, калькулятори тощо. Нинішнє раптове зростання виробництва ФЕС пов'язане з початком більш активного їх застосування для живлення електроенергією будинків (близько 30%). ФЕС мають величезний потенціал для живлення об'єктів, не з'єднаних з електричною мережею. Оцінюється, що нині у всьому світі для повного або часткового покриття своїх потреб в електроенергії, фотоелектричними системами користуються кілька мільйонів приватних будинків та окремих господарств.

В останні роки, особливо у високорозвинених промислових країнах, активно розвиваються СЕС, з'єднані з електричною мережею, оскільки вони мають найвищий потенціал для довгострокового використання з метою відходу від традиційного палива і зменшення викидів вуглекислого газу.

Швидкий розвиток сонячної енергетики в Німеччині виникає завдяки всебічній підтримці з боку урядових програм, дотації галузі і високій ціні традиційної електроенергії, що пропонується енергетичними компаніями. Використовуючи нинішній будівельний бум, ФЕС було встановлено в Берліні у Парламенті, Міністерстві Економіки, на залізничних станціях і житлових будинках. У Мюнхені на даху ринкового павільйону встановлено ФЕС потужністю 1 МВт.

До 2010 року потужність встановлених СЕ у вищеназваній країні становила 17 370 МВт (при загальній потужності систем у країнах ЄС – 29 327,7 МВт) [29]. Такі проекти фінансуються додатково таким чином, що до кожного кВт енергії споживач одержує доплату у розмірі 0,45 євро. СЕС потужністю 51 МВт встановлена на будівлі у Котбусі (Cottbus). У Лейпцигу реалізується проект потужністю 40 МВт, що буде коштувати 180 млн. євро, і з якого планується на рік отримувати 985 кВт · год. енергії з 1 кВт встановленої потужності. Ціна 1 кВт · год. становить близько 0,13 Євро.

З 2006 року в Іспанії всі об'єкти громадської власності, що отримують з мережі більше 6,25 кВт, повинні встановити ФЕС, а комерційні центри обов'язково встановлюють ці системи, якщо їхні мережі споживають більш ніж 50 кВт. До кінця 2010 року від встановлених 3808 МВт потужностей було отримано 6,3 ТВт · год. електроенергії. Оцінюється, що річний приріст (2007/2008) ФЕС дозволив отримати біля 2080 МВт [29]. До кінця 2010 року у Іспанії потужності ФЕС досягли 3808 МВт і отримано 6,3 ТВт×год електроенергії. Вищеназвані проекти були підтримані дотацією Іспанського Уряду квотою близько 0,33 євро/кВт · год. [29].

Високий сонячний потенціал Італії та урядові програми розвитку сонячної енергетики дають можливості для динамічного зростання цього сектору енергетики. До 2010 року тут було встановлено фотоелектричне обладнання потужністю близько 3478,5 МВт [73]. Потужність обладнання, встановленого в Польщі у 2009 році, складає близько 400 МВт [29].

Динамічний розвиток Європейських програм стосовно СЕС обумовлений досить сильною фінансовою і політичною підтримкою, що дозволяє реалізу-

вати амбіційні цілі щодо активного розвитку цього виду енергетики. Німеччина, Голландія, Італія, Швейцарія у широких масштабах реалізовують проекти з впровадження СЕ у приватних будинках, будівлях громадської власності, на дахах окремих комерційних будівель. На кінець 2005 року найбільшу потужність у перерахунку на одного мешканця, отриману від СЕ, мала Швейцарія (табл. 1.2–1.3) [73].

Основними виробниками полікристалічного кремнію у світі є фірми і корпорації: Hemlock Semiconductors; Wacker Siltronics; DC Chemical; LDK Solar, MEMC; REC; M. Setek Co., Ltd.; Tokuyama; Eniel; Mitsubishi. Активно розвиваються підприємства по виробництву полікристалічного кремнію в Китаї – Dago New Energy; Росії – Nitol Solar і ГХК "Росатома"; Киргизстані – OJSC Crystal та ін. З кожним роком обсяг виробництва полікристалічного кремнію має істотне зростання за рахунок інтенсивного розвитку сонячної електроенергетики [330] . Світовий об'єм потужностей по виробництву ФЭП в 2010 р. досяг 37 ГВт. За прогнозами Європейської Асоціації Фотовольтаїки (EPIA), аж до 2014 р. річні темпи зростання потужностей складуть 20%, а світовий об'єм виробничих потужностей в 2014 р. досягне 65 ГВт. Потужності по виробництву модулів на

Таблиця 1.2

Потужність СЕ, встановлених в ЄС в 2009–2010 роках [29]

Країна	Потужність, встановлена в [МВт]		Загальна потужність в [МВт]		Виробництво ел. енергії, ГВт·год.	
	2009	2010	2009	2010	2009	2010
Німеччина	3 940,000	7 411,000	9 959,000	17 370,000	6578,0	12 000,0
Іспанія	17,010	370,000	3 438,081	3 808,081	5962,0	6 302,0
Італія	698,800	2 321,100	1 157,400	3 478,500	677,0	1 600,0
Франція	221,200	719,146	335,200	1 054,346	215,0	600,0
Чехія	408,646	1 489,780	463,320	1 953,100	88,8	615,6
Польща	0,369	0,370	1,380	1,750	1,2	1,8
ЄС	5918,2	13 023,2	16304,4	29 327,7	14376,6	22451,6

Таблиця 1.3

Головні виробники фотоелементів у світі [29]

Фірма – Країна	Потужність [МВт]		Загальна потужність в [МВт]	
	2009	2010	2009	2010
Q-Cells – Німеччина	551	1062	1235	1335
Sharp – Японія	595	910	1000	1400
Suntech Power – Китай	704	1572	1800	2400
Kyocera – Японія	400	650	b.d.	1000
First Solar	1100	1412	1502	2254

основі кристалічного кремнію ростимуть з середньорічними темпами (CAGR) 22%, а потужності по виробництву тонкоплівкових модулів ─ з CAGR на рівні 25%, але доля останніх так і не перевищить 25% до 2014 р. [331].

Американський план дій передбачає широке залучення національної і регіональної влади, суспільних організацій і енергетичних установ до реалізації поставлених цілей у сфері використання СЕ. У 2007 році у США встановлено геліоустановки потужністю 132 МВт, а вже у 2008 році потужність, отримана від таких систем, досягла близько 342 МВт. У 2009 році загальна потужність ФЕС досягла величини 1,2 ГВт (приріст близько 350%).

У 2007 р. у Каліфорнії розпочато реалізацію десятирічної програми податкових пільг (3 млрд. доларів), яка повинна привести до встановлення фотобатарей потужністю 3000 МВ [73].

Швидке зростання потреб ринку на електричні геліоустановки прискорило інвестування у сонячні технології за останні два роки.

Зараз, внаслідок великого попиту на ФЕС, ринкові ціни стабільні і становлять близько 2 $/Вт, але експерти оцінюють, що впродовж наступного десятиліття вони впадуть до 1$/Вт і нижче, що зробить цей вид енергії більш конкурентоспроможним [82]. Необхідно зазначити, що вартість СЕ становить лише ≈ 50% вартості всієї СЕС.

Одним із факторів, стримуючих зниження ціни на фотоелементи, є зростання в останні роки світової ціни на кремній. Але все одно за прогнозами спеціалістів найближчими роками очікується стрімке зростання світового виробництва фотоелектричних станцій. За оцінками фахівців, щорічна світова потреба ПКК сонячної якості в 2010 році може скласти від 16 000 до 32 000 тонн. При цьому постачання передбачається в об'ємі 8000 тонн. Таким чином, потрібні нові джерела полікристалічного кремнію сонячної якості [332]. За оптимістичними оцінками до 2025 р. будуть введені до експлуатації сонячні електростанції загальною потужністю близько 160 ГВт.

Україна теж починає рух у цьому напрямку. Наразі у експлуатацію введено сонічних електростанцій загальною потужністю 156,094 МВт [228]. У цьому році австрійською компанією Activ Solar завершено будівництво і розпочато введення в експлуатацію сонячної електростанції потужністю 20 мегават у Сакському районі АР Крим, яка є першою чергою проекту "Охотнікове". Станція займає площу 40 га і буде виробляти 25 тис. мегават-годин електроенергії на рік, якої досить, щоб задовольнити потреби близько 5 тис. домашніх господарств і скоротити на 20 тис. тонн викиди вуглекислого газу.

1.4.2. Сонячні елементи. Конструкція, принцип дії та технології виготовлення

1.4.2.1. Загальні відомості з оптичної фізики

Сонячна радіація, або сонячне випромінення, – це електромагнітне випромінення хвильової природи широкого спектру. Сонячне випромінення має діапазон довжин хвиль від 100 нм до 10000 нм (10^{-7} – 10^{-4} м) і має, відповідно, різну кількість енергії. Близько 46% енергії випромінювання припадає на видиме випро-

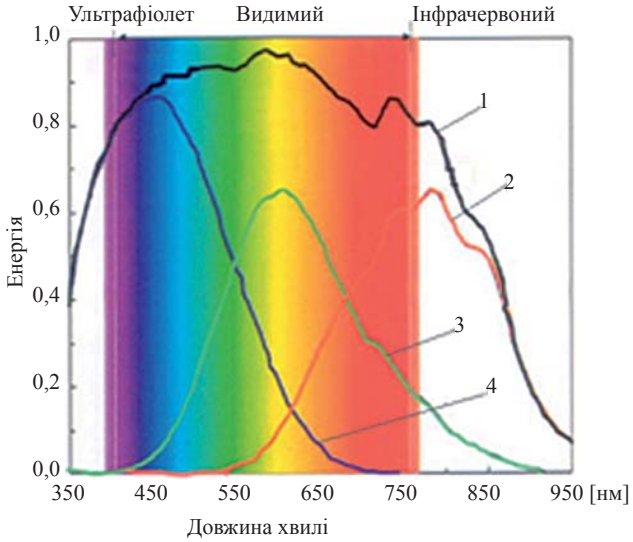


Рис. 1.9. Характеристика чутливості СЕ до сонячного спектру [263]

1 – сума енергії сонячного світла;
2 – енергія інфрачервоного спектру;
3 – енергія видимого спектру;
4 – енергія ультрафіолетового спектру.

мінювання, 47% – на інфрачервоне, 7% – на ультрафіолет [116]. Інтенсивність сонячного випромінювання (Вт/м^2) залежить від висоти сонця над горизонтом, а отже й від товщини шару атмосфери і коливається від 0 до 1200 Вт/м^2.

Ультрафіолетовий спектр знаходиться у діапазоні 1–380 нм, інфрачервоний у 780 нм – 1 мм, а випромінювання у діапазоні 380 нм – 780 нм є видимим спектром (рис. 1.9).

На особливості взаємодії світла з речовиною, у тому числі і з напівпровідниками, впливають його хвильові і корпускулярні характеристики. Хвильові властивості домінують в пасивних впливах, таких як: відбиття, заломлення, дифракція, інтерференція, розсіювання, поляризація. Натомість в активних впливах, таких як: абсорбція, емісія і люмінесценція – домінують корпускулярні властивості. Хвильові або корпускулярні властивості світла безпосередньо залежать від довжини хвилі. При короткохвильовому випромінюванні переважають корпускулярні властивості, а хвильові властивості переважають у довгих хвиль .

Світлове випромінювання описується енергетичними і світловими величинами. Світловий потік та інші світлові одиниці залежать від інтенсивності світлового випромінювання та його спектру. Інтенсивність сонячного випромінювання (Вт/м^2) залежить від висоти сонця над горизонтом, а отже й від товщини шару атмосфери і коливається від 0 до 1200 Вт/м^2.

Енергію має як пряме так і розсіяне сонячне світло. Наприклад, розсіяне світло у Польщі влітку складає близько 44%, а взимку до 72%.

Для обчислень приймається $\lambda = 0{,}6 \cdot 10^{-6}$ м. Довжина хвилі λ і частота f пов'язані загальновідомою залежністю:

$$c = \lambda \cdot f, \tag{1.1}$$

де:
c – швидкість світла у вакуумі $\approx 3 \cdot 10^8$, м/с;
f – частота електромагнітного випромінювання, 1/с.

Енергія фотонів описується рівнянням Планка:

$$E = h \cdot f = 6{,}6 \cdot 10^{-34} \cdot 5 \cdot 10^{14} = 33 \cdot 10^{-20}, \text{ Дж} \quad (1.2)$$

та рівнянням

$$E = e \cdot f, \text{ Дж} \quad (1.3)$$

де

E – енергія випромінювання, енергія одного фотона (квант випромінювання), Дж;
h – стала Планка $\approx 6{,}626 \cdot 10^{-34}$, Дж · с;
$e = 1{,}60219 \cdot 10^{-19}$ – заряд електрона, Кл

Отже

$$E = e \cdot f = h \cdot f = h \cdot c/\lambda, \text{ Дж} \quad (1.4)$$

$$f = h \cdot c/e \cdot \lambda = 1239{,}8 \text{ Дж} \quad (1.5)$$

Таким чином, СЕ є прямим перетворювачем енергії квантів сонячного світла (фотонів) в енергію електричного струму.

Залежність енергії, виробленої фотоелементом, до інтенсивності сонячного випромінювання на одиницю поверхні визначає ККД фотоелемента.

1.4.2.2. Будова та принцип роботи СЕ

Напівпровідники – це матеріали, що у відповідних умовах мають здатність проводити електричний струм. Напівпровідники ***n***-типу мають вільні електрони, у напівпровідникових матеріалах ***p***-типу у кристалічній решітці є деяка кількість надлишкових дірок. Пластини ***p*** та ***n*** типу, що з'єднанні між собою, утворюють ***p-n*** перехід.

СЕ – це напівпровідникові пристрої, які перетворюють сонячне випромінювання на електричну енергію. Перетворення енергії в сонячних елементах засноване на фотоефекті в неоднорідних напівпровідникових структурах під дією на них сонячного випромінювання. Струм у напівпровідниках виникає за рахунок виникнення у їх кристалічних решітках вільних зарядів під впливом електричного поля або теплових коливань кристалічної решітки, наприклад, за рахунок сонячного випромінювання.

Коефіцієнт корисної дії ККД сонячного елементу визначається як відношення максимальної вихідної потужності до потужності падаючого сонячного світла

$$\eta = \frac{P_e}{G \cdot S} \cdot 100\% = \frac{I \cdot U}{G \cdot S} \cdot 100\% \quad (1.6)$$

де:

I – струм СЕ, А;
U – електрорушійна сила (ЕРС) СЕ, В;
P_e – вихідна електрична потужність СЕ, Вт;
S – поверхня фотоелементу, м^2;
G – інтенсивність сонячного випромінювання, Вт/м^2.

ККД звичайного кремнієвого сонячного елементу нині коливається в межах 10–16%. Це означає, що елемент розміром 100 × 100 мм за стандартних умов може генерувати 1–1,6 Вт.

Дослідження у лабораторії Полтавської державної аграрної академії показують, що в умовах Полтави з 1 м^2 фотоелементів з монокрісталичного кремнію можна отримати близько 100 кВт·год. електроенергії щороку.

Оптичними параметрами фотоелементу є спектральна чутливість. Розрізняють інтегральну (світлову) і спектральну чутливість.

- діапазон довжин хвиль випромінювання, при яких значення спектральної чутливості становить близько 50% свого максимального значення (діапазон $\lambda_2 - \lambda_1$ становить 50 нм);
- довжина хвиль випромінювання, при якій наступає максимум чутливості (застосовуючи відповідні технології його можна перемістити у бік коротших або довших хвиль).

Фотоелементи можна з'єднувати послідовно та паралельно або послідовно-паралельно, залежно від сили фотоелементів та вимог до сили струму при навантаженні. Об'єднавши фотоелементи можна отримати фотомодуль потужністю від кількох до 120 Вт.

Фотомодулі можуть використовуватись протягом всього року, але з квітня до вересня вони найбільш ефективні.

Очікується, що впродовж декількох наступних років значного розвитку набудуть фотоелементи, змонтовані на основі полімерів (поліестер, акріл, полістирол), на які методом набивання накладається шар зі сполук міді, індію, селену, галію. Відмінністю таких елементів є велика еластичність, ККД близько 10% та, що особливо важливо, низька собівартість, яка робить можливим масове використання такої продукції.

Стандартними умовами для паспортизації елементів у всьому світі (Standart Test Conditions) визнаються наступні:

- інтенсивність сонячного випромінення 1000 Вт/м^2,
- температура 25°С,
- спектр АМ 1,5 (сонячний спектр на широті 45°).

1.4.2.3. Конструкції і матеріали сонячних елементів

СЕ з монокристалічного кремнію.

Найбільш поширеним напівпровідниковим матеріалом, що використовується у фотовольтаїчних системах, є кремній. Сьогодні біля 90% СЕ у всьому світі виготовляється на традиційному монокристалічному кремнії. Кремній є другим за поширеністю матеріалом на землі, і тому як сировина він абсолютно доступний.

Проста конструкція СЕ на основі монокристалічного кремнію показана на рисунках 1.10–1.11. На малій глибині від поверхні кремнієвої пластини ***p***-типа сформований ***p-n***-перехід з тонким металевим контактом. На зворотний бік пластини нанесений суцільний металевий контакт.

В ***p-n*** переході на місці стику існує внутрішнє електричне поле, яке називається потенційним бар'єром. Висота потенційного бар'єру залежить від температури і концентрації домішок у напівпровіднику. Таке поле збирає по обидві границі електричні заряди протилежного знаку до більшості носіїв

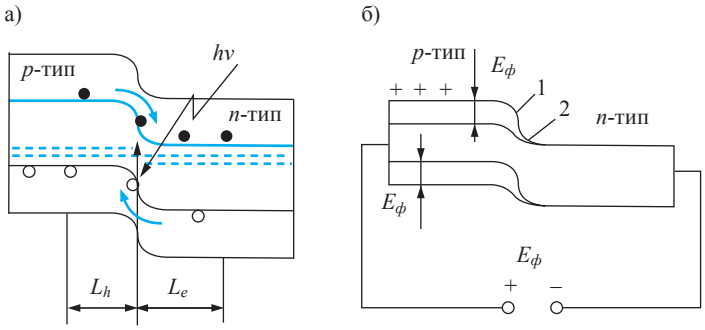


Рис. 1.10. Зонна модель розімкненого p-n-перехода: а) в початковий момент освітлення; б) зміна зонній моделі під дією постійного освітлення і виникнення фото-ЕРС

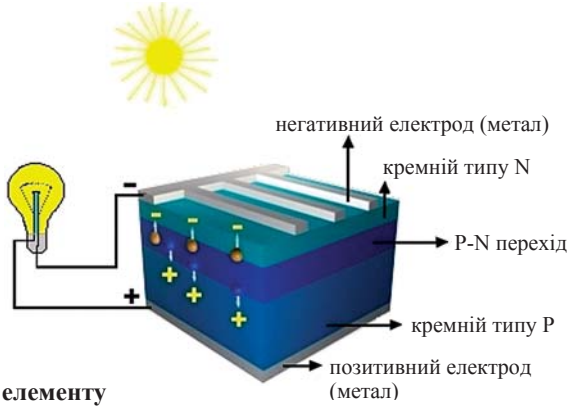


Рис. 1.11. Конструкція сонячного елементу

шару. Коли СЕ освітлюється, поглинання фотонів спричиняє утворення нерівноважних електрон-діркових пар. Електрони, що генеруються в ***p***-шарі поблизу ***p-n***-переходу, підходять до ***p-n***-переходу, і, існуючим в ньому електричним полем виносяться в ***n***-область. Аналогічно і надлишкові дірки, створені в ***n***-шарі, частково переносяться в ***p***-шар (рис. 1.12). В результаті ***n***-шар набуває додаткового негативного заряду, а ***p***-шар – позитивного. Знижується первинна контактна різниця потенціалів між ***p***- і ***n***-шарами напівпровідника, і в зовнішньому ланцюзі з'являється напруга, яка залежить від інтенсивності випромінювання. Негативному полюсу джерела струму відповідає ***n***-шар, а ***p***-шар – позитивному.



Рис. 1.12. Модуль фотоелектричної батареї [206]

Значення усталеної фото ЕДС при постійній інтенсивності випромінення описується формулою:

$$U = (kT/q) \cdot \ln[(I_{ph} - I) I_s + 1] \quad (1.7)$$

де
I_{ph} – фотострум, А;
I_s – струм насичення СЕ, А;
kT/q – коефіцієнт, що характеризує залежність ВАХ від температури та освітлення.

Елементи, в яких використовується явище фотопровідності, не потребують додаткового живлення, оскільки самі виробляють електрорушійну силу, реагуючи на електромагнітне випромінювання видимої та інфрачервоної ділянки спектру світла (рис. 1.12).

Кремнієві сонячні елементи є нелінійними пристроями і їх поведінку не можна описати простою формулою типу закону Ома. Замість неї для пояснення характеристик елементу можна користуватися вольт-амперною характеристикою (ВАХ) та характеристикою потужності СЕ. ВАХ – це залежність вихідного струму СЕ від напруги на них (рис 1.13).

Основними характристиками СЕ є ЕРС фотоелементу (U_p), струм короткого замикання ($I_{кз}$), напруга холостого ходу (U_{xx}) та ККД. Напруга холостого ходу – це максимальна напруга, яку може генерувати елемент за умов, коли зовнішнє навантаження нескінченне. Якщо опір зовнішнього навантаження прямує до нуля, то напруга на клемах буде мати значення $U_н \approx U_p$, і по ланцюгу буде протікати максимальний струм, який може генерувати даний елемент – струм короткого замикання $I_{к.з} = I_p$. А струм короткого замикання – це максимальний струм (коли зовнішнє навантаження дорівнює нулю).

Пунктиром позначається лінія пікової потужності, що відповідає максимальному значенню $U \cdot I$. Максимум енергії досягається, якщо підтримувати значення U та I такими, щоб їх добуток співпадав з лінією максимальної потужності при зміні інтенсивності сонічного випромінення та опору навантаження. Таким чином, для досягнення максимальної вихідної потужності при змінних умовах

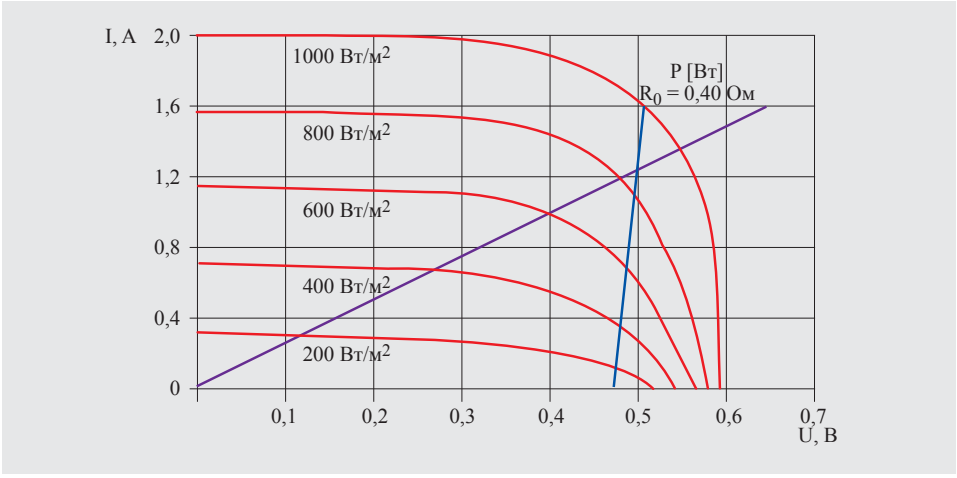


Рис. 1.13. Вплив сонячного випромінювання на параметри фотоелементу [109]

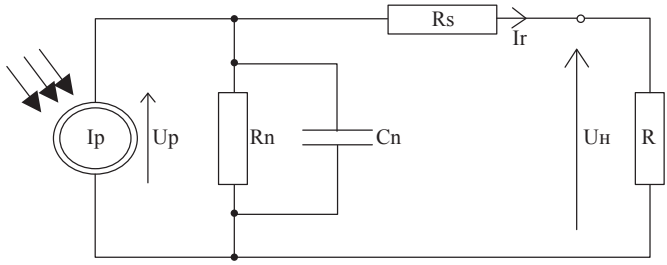


Рис. 1.14. Принципова електрична схема фотоелемента, де: Rn – опір переходу; Cn – ємність переходу; Rs – опір напівпровідника; R – опір навантаження

освітленості використовують пристрої регулювання навантаження, що по суті є перетворювачами постійного струму. На рисунку 1.14 зображено еквівалентну схему СЕ, за допомогою якої можна пояснити вищенаведену ВАХ.

ЕРС фотоелемента (U_p) залежить від виду напівпровідникового матеріалу, кількості та виду домішок, температури та інтенсивності освітлення. При зростанні освітленості на початку, у діапазоні дуже малих величин, потужність СЕ росте лінійно, потім починає наростати за логарифмічною залежністю і при великих значеннях освітленості (близько 800 лк) досягає значення насиченості рівної 450 мВ.

Залежність струму короткого замикання від інтенсивності випромінювання є лінійною, натомість напруга має логарифмічну залежність (рис. 1.13). Напруга холостого ходу, генерована одним елементом складає близько 0,6 В, але у різних виробників, різних партіях СЕ та навіть елементах однієї партії може дещо відрізнятися. Ця величина не залежить від розмірів елементу. Інша ситуація зі струмом. Він залежить від інтенсивності світла і розміру елементу, під яким мається на увазі площа його поверхні. Елемент розміром 100 × 100 мм в 100 разів перевищує елемент розміром 10 × 10 мм і, отже, при тій же освітленості він видасть струм у 100 разів більший.

Навантажуючи елемент, можна побудувати графік залежності вихідної потужності від напруги, отримавши щось подібне зображеному на рисунку 1.15.

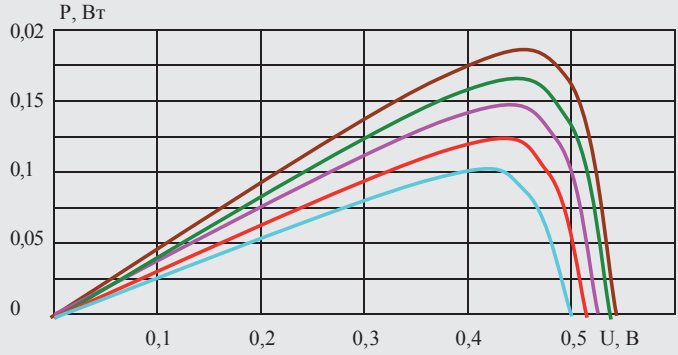


Рис. 1.15. Характеристика потужності СЕ при різних умовах освітленості і постійній температурі

Пікова потужність відповідає напрузі близько 0,47 В. Щоб правильно оцінити якість сонячного елементу, а також заради порівняння елементів між собою в однакових умовах, необхідно навантажити його так, щоб вихідна напруга дорівнювала 0,47 В. Після того, як сонячні елементи підібрані за параметрами роботи їх поєднують у єдиний електричний ланцюг пайкою. Серійні елементи забезпечені струмознімаючими сітками, призначеними для припаювання до них провідників.

Батареї можна складати в будь-якій бажаній комбінації. Простою батареєю є ланцюжок з послідовно включених елементів. Можна також з'єднати паралельно ланцюжки, отримавши так зване послідовно-паралельне з'єднання.

Важливим моментом роботи сонячних елементів є їх температурний режим. При нагріванні елементу на один градус після порогу 25°С він втрачає в напрузі 0,002 В, тобто 0,4%/градус. У яскравий сонячний день елементи нагріваються до 60–70°С втрачаючи 0,07–0,09 В з кожного. Це і є основною причиною зниження ККД сонячних елементів, призводячи до падіння напруги, генерованої елементом.

Вплив температури на параметри СЕ

Фотоелектричні модулі у процесі експлуатації працюють у широкому діапазоні температур від – 20°С до +70°С, які залежать від інтенсивності сонячного випромінення, температури навколишнього середовища і т. ін., і можуть складати до 30% відносно нульової температури.

На графіку (рис. 1.16) показано залежність струму та напруги від температури. Зі збільшенням температури зменшується значення фактору «заповнення» ВАХ, але при цьому на 0,4–0,45%/°С зменшується і значення напруги холостого ходу U_{xx}. Пропорційно зменшується й потужність СЕ.Струм короткого замикання практично не змінює свого значення.

Зменшення U_{xx} при збільшенні температури призводить до зменшення ККД СЕ. Температурна залежність обумовлена головним чином з дифузійною довжи-

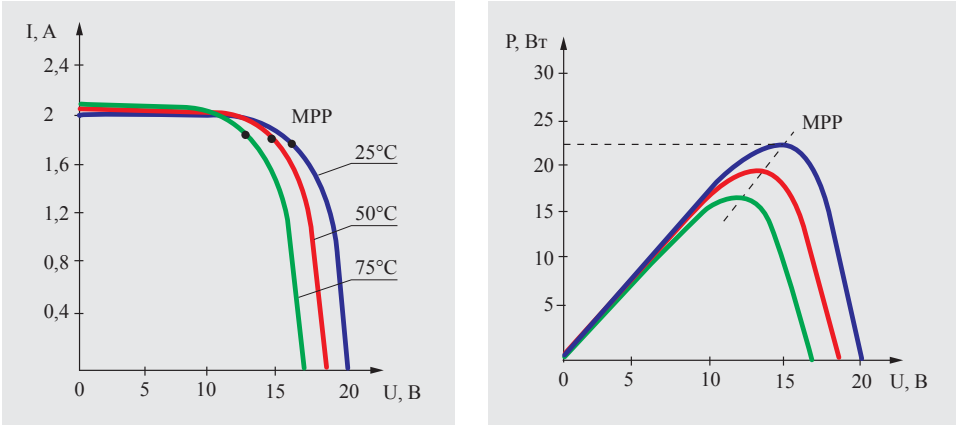


Рис. 1.16. Діаграми залежностей напруги і струму та потужності від температури СЕ

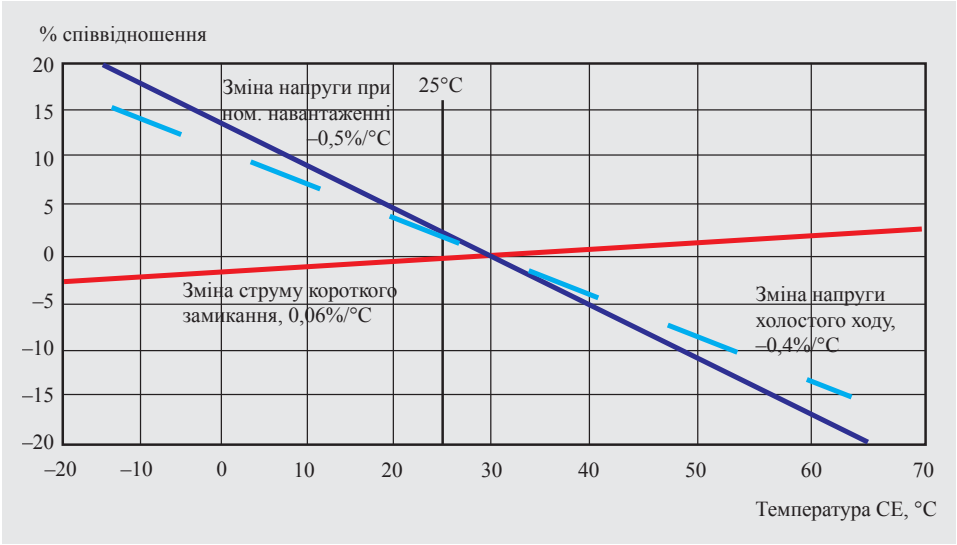


Рис. 1.17. Залежність напруги і струму короткого замикання від температури СЕ [264]

ною неосновних носіїв заряда, часом їх життя та положенням рівня забороненої зони. Зазвичай точка максимальної потужності сонячних модулів вибирається 17 В з метою компенсації температурних втрат.

З діаграми, представленої на рис. 1.17 слідує, що найвище значення напруги U_{xx} СЕ має при температурі близько – 25°C. При температурі 65°C напруга зменшується до 45% по відношенню до режиму роботи при – 25°C. Можна констатувати, що підвищення температури СЕ на 1°C спричиняє зменшення напруги холостого ходу приблизно на – 0,5 В. Струм навантаження $I_н$ зі зміною температури від – 25°C до + 65°C збільшується на 6%. На характеристиці записано цією зміну як 0,06%/°C.

Крім зниженння вольт-амперних характеристик високі температури негативно впливають на конструкційні матеріали, що може вплинути на строки служби сонячних панелей.

Способи поєднань сонячних модулів

Сонячні модулі з'єднуються послідовно, паралелльно та послідовно-парелельно в залежності від того які електричні параметри має корисне навантаження (рис. 1.18).

В разі паралельного з'єднання сонячних панелей в батарею, напруга на її виході буде дорівнювати напрузі, що виробляє кожна панель (12 В або 24 В), а сила струму буде дорівнювати сумі струмів усіх поєднаних панелей.

При послідовному з'єднанні струм на виході буде дорівнювати струму однієї панелі, а вихідна напруга буде дорівнюватисумі напруг усіх панелей. Змішане поєднання реалізовується коли необхідно отримати вищу напругу – 36 В, 72 В і, відповідно, більші значення струмів ніж при послідовному з'єднанні.

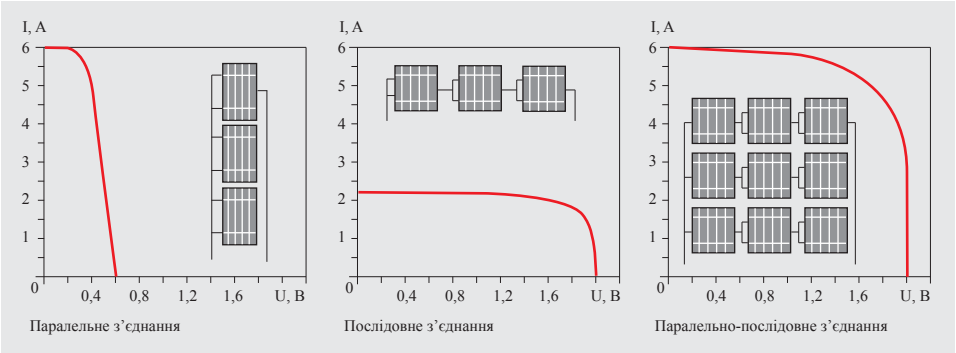


Рис. 1.18. Способи з'єднання фотомодулів

Технологія виробництва.

Кристалічного кремнію в природі не існує. Його отримують шляхом екстракції з рідкого монокристалічного кремнію, збагаченого бором. У основу технологій виробництва монокристалічного кремнію і PV – пластин на його основі покладено два методи:

- метод Чохральского (Czochralski method, CZ) – вирощування монокристала кремнію з розплаву полікристалічного кремнію з наступним його розпилюванням на пластини і їх поліровкою;
- метод безбритвальної зонної плавки (Float – Zone method, FZ) – вирощування монокристала по напряму переміщення вузької зони його розплаву, створеної індукційним нагрівом, з наступним розпилюванням на пластини і їх поліровкою.

Виробництво мультикристаллического кремнію і фотопластин засноване на методі спрямованої кристалізації з наступним розпилюванням мультикристалла кремнію на прямокутні блоки і далі – на пластини.

Більшість сучасних кремнієвих СЕ мають товщину 210-240 мкм (кращі показники – 180 мкм) і розмір пластин 100 × 100 мм (4 дюйми), 125 × 125 мм (5 дюймів), 150 × 150 мм (6 дюймів), 210 × 210 мм (8 дюймів). Згідно з прогнозами, до 2012 р. товщина пластин зменшиться до 150 мкм, що повинне привести до зниження коефіцієнта витрати кремнію до 6 г/Вт до 2012 р. і 3 г/Вт до 2020 р.

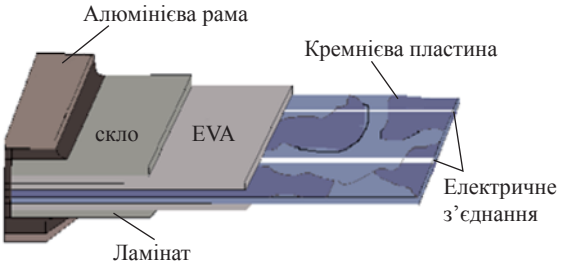
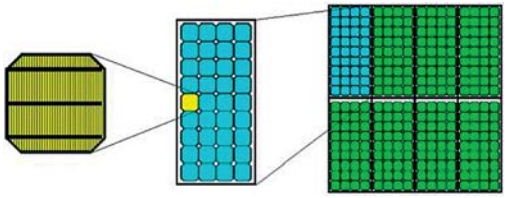


Рис. 1.19. Структура СЕ [257]

Рис. 1.20. Етапи виробництва фотобатареї [206]



Технології виробництва ФЕП на основі використання кристалічного кремнію нині переважають і очікується, що вони збережуть свої домінуючі позиції і в найближче десятиліття. Ці технології забезпечують максимальні ККД фотоелементів, що виробляються в промислових масштабах (в середньому, 16–22%, ККД кращих зразків ФЕП промислового виробництва повинен піднятися до 23% до 2020 р.).

Тонкоплівкові технології дозволяють понизити вартість кінцевого продукту завдяки тому, що вони використовують невелику кількість кремнію, або використовують замість нього інші матеріали. В той же час, хоча кращі зразки тонкоплівкових модулів на некремнієвій основі досягають ККД 26%, в середньому вони поступаються кремнієвим за ефективністю (близько 4–11%). З падінням цін на полікремній, ринковий потенціал тонкоплівкових технологій був істотно підірваний, і, за прогнозами, в найближчій перспективі вони не зможуть серйозно конкурувати з кристалічними кремнієвими технологіями.

Наприклад, СЕ з розмірами 156,5 × 156,5 мм генерує напругу ≈ 0,5–0,6 В. Для отримання напруги 6–24 В і відповідного струму в одній фотобатареї об'єднують 48 СЕ. З 36 поєднаних послідовно елементів створюється панель. Панелі з'єднуються між собою послідовно – паралельно електричними контактами, на них наноситься органічна селективна плівка EVA (этилен-вінлацетата). Під високим тиском і при високій температурі елементи приклеюються до нижньої підкладки. В якості захисту від зовнішніх впливів на верхній поверхні використовують скло.

Такий захист гарантує стійкість фотобатареї протягом 25 років роботи. Завершуючим етапом виробництва фотоелектричних елементів є їх дослідження, зокрема випробування високою напругою, виміри опорів ізоляції між окремими СЕ та фотоелектричними панелями, з яких складається фотобатарея.

Фотобатареї, що виробляються з полікристалічного кремнію знаходяться у алюмінієвому корпусі та покриті спеціальним гартованим склом (рис. 1.21, табл. 1.4). Фотобатареї можуть застосовуватись як поодинці, так і поєднуватись у батареї до 1 кВ.

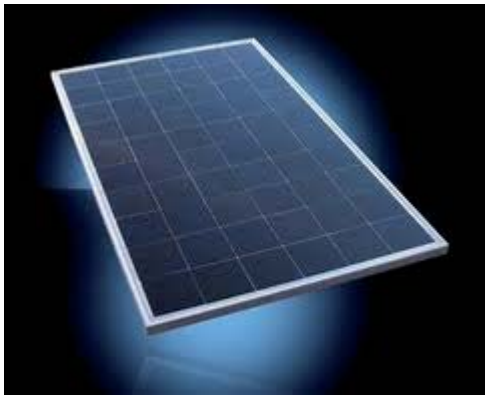


Рис. 1.21. Фотомодуль з полікристалічного кремнію [37]

Таблиця 1.4

Технічні характеристики [37]

Електричні дані		**S10**	**S25**	**S36**
Номінальна потужність	[Вт]	9,0	24,0	36,0
Струм короткого замикання	[А]	0,57	1,5	2,3
Напруга холостого ходу	[В]	21,4	21,4	21,4
Напруга під навантаженням	[В]	16,5	16,5	16,5
Габарити				
Довжина	[мм]	430	550	635
Ширина	[мм]	255	449	550
Товщина батареї	[мм]	38	38	38
Вис. під'єднання	[мм]	45	45	45
Маса	[кг]	1,5	3,4	4,4

Типовим застосуванням таких фотомодулів є освітлення дорожніх знаків, садів, а також промислові установки, що виробляють електроенергію для власних потреб або на продаж.

Фотобатареї використовуються головним чином на промислових об'єктах (табл. 1.5). Легкий монтаж і під'єднання забезпечуються завдяки стандартним для усіх фотобатарей роз'ємами типу MultiContact.

Усі параметри вказані для стандартних умов роботи: інтенсивність сонячного випромінювання – 1000 Вт/м2, робоча температура фотомодулів – 25°C. На базі таких фотоелементів будуються електроенергетичні системи загальною потужністю більше 50 МВт. Гарантійні зобов'язання виробника для цих батарей становлять 25 років.

Таблиця 1.5

Технічні характеристики [37]

Тип фотобатареї		**SQ70**	**SQ75**	**SQ80**	**SQ140C**	**SQ150C**	**SQ160C**
Максимальна потужність	[Вт]	70	75	80	140	150	160
Номінальна напруга	[В]	12,0	12,0	12,0	24,0	24,0	24,0
Максимальна робоча напруга	[В]	16,5	17,0	17,5	33,0	34,0	35,0
Струм короткого замикання	[А]	4,7	4,8	4,9	4,7	4,8	4,9
Напруга холостого ходу	[В]	21,4	21,7	21,8	42,8	43,4	43,5
Виміри							
Довжина	[мм]	1200	1200	1200	1622	1622	1622
Ширина	[мм]	527	527	527	814	814	814
Маса	[кг]	7,6	7,6	7,6	17,2	17,2	17,2
Допустима напруга системи	[В]	715	715	715	1000	1000	1000
Число фотопластин	[–]	36	36	36	72	72	72

Виробництво структур на основі монокристалічного кремнію – процес технологічно складний, дорогий і екологічно небезпечний. Це дає привід сумніватися, що розвиток сонячної енергетики піде тільки по шляху тиражування існуючого основного способу виробництва кремнієвих СЕ Сименс-методом з трихлорсилану. Навіть якщо припустити, що до 2025 р. потужності традиційного Сименс-методу вдасться збільшити в 3–4 рази (що представляється украй оптимістичною оцінкою), то випуск складе близько 30 ГВт. Тому увага вчених була звернена на інші технології і матеріали.

СЕ з аморфного кремнію

Розглянемо ***кремнієві аморфні тонкоплівкові*** елементи (рис. 1.22–1.23). Аморфний кремній виступив дешевшою альтернативою монокристалічному. Перші СЕ на його основі були створені в 1975 році. Оптичне поглинання аморфного кремнію в 20 разів вище, ніж кристалічного. Тому для істотного поглинання видимого світла досить плівки α-Si:H товщиною 0,5–1,0 мкм замість дорогих кремнієвих 300-мкм підкладок. Крім того, завдяки існуючим технологіям отримання тонких плівок аморфного кремнію великої площі не вимагається операції різання, шліфовки і поліровки, необхідних для СЕ на основі монокристалічного кремнію. В порівнянні з полікристалічними кремнієвими елементами виробу на основі α-Si:H виробляють при нижчих температурах (300°C): можна використовувати дешеві скляні підкладки, що скоротить витрату кремнію в 20 разів.

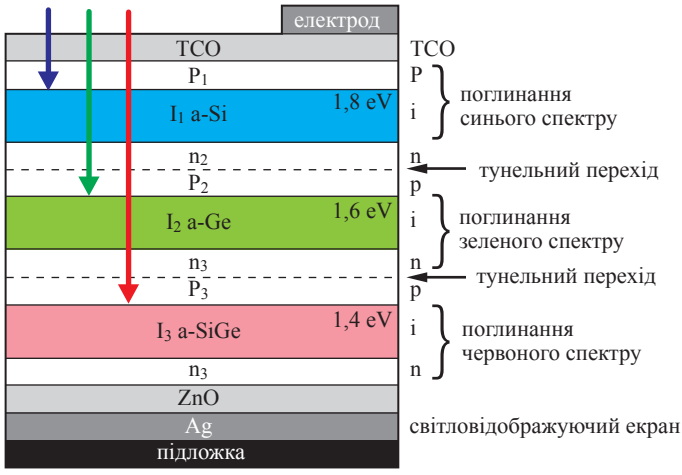


Рис. 1.22. Структура аморфних кремнієвих СЕ [257]

Поки максимальний ККД експериментальних елементів на основі α-Si:H – 12% – дещо нижче ККД кристалічних кремнієвих СЕ (~15%). Проте не виключено, що з розвитком технології ККД елементів на основі α-Si:H досягне теоретичної межі – 16%.

На перший погляд тонкоплівкові аморфні кремнієві СЕ через свою низьку вартість мають безперечні переваги: мала витрата матеріалів – товщина кристалічного кремнію близько 200 мкм, а у тонкоплівкових – до 10–20 мкм; ефективність (КПД) при розсіяній сонячній радіації більша, ніж у традиційних. Проте,

аморфні СЕ мають серйозні недоліки: значна деградація КПД при тривалій дії сонячної радіації, коли протягом декількох місяців ефективність падає на 30–40% від первинного рівня (ефект Стаблера-Вронського); практично в два рази менше ефективність, і, відповідно, за однакових умов для отримання тієї ж кількості енергії необхідна вдвічі більша площа; складне і дороге устаткування для їх масового виробництва. Крім того, для виробництва необхідні високочисті, дорогі гази (при збільшенні обсягів виробництва тонкоплівкових елементів очікується дефіцит газів, раніше усього моносилану).

Існують тонкоплівкові СЕ другого покоління, наприклад на базі мікроморфно-аморфного кремнію за технологією Oerlikon&Hevel Solar (рис. 1.24). Такі СЕ, деградацію не більше 10% за 10 років і можуть стати одним з найбільш перспективних напрямків розвитку СЕ. Проте, проблема отримання дешевого моносилану у великих кількостях залишається актуальною.



Рис. 1.23. Структура і зовнішній вигляд аморфних кремнієвих СЕ [246]

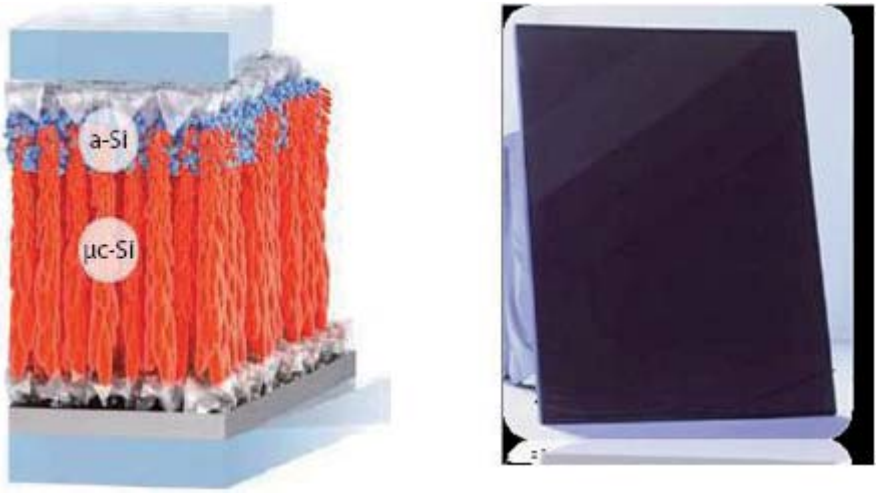


Рис. 1.24. Структура і зовнішній вигляд аморфних-мікроморфних СЕ [346]

З цієї точки зору досить перспективно виглядає отримання і очищення SiH_4 розроблена в НВО "КВАНТ" за допомогою технології синтезу силіциду магнію та кислотного гідрування. Магнійтермічний метод заснований на отриманні високочистого моносилану (SiH_4), синтезованого при кислотному гідролізі силіциду магнію: $Mg_2Si + 2HCl = MgCl_2 + SiH$

Отриманий таким чином дешевий моносилан можна використовувати для виробництва тонкоплівкових СЕ другого покоління.

Некремнієві СЕ

Останні роки багато учасників ринку звернулися до розвитку некремнієвих СЕ. Так, наприклад, у 2010 р. компанія First Solar (США) оголосила про завершення будівництва ряду заводів по випуску СЕ загальною потужністю 1 ГВт на основі CdTe. ТОВ "Сонячний потік" (Росія) реалізує виробництво СЕ на основі GaAs/Ge в Ставропольському краю спільно з Роснано і ФТІ ім. А.Ф.Йоффе. Передбачається, що до 2015 р. обсяг випуску установок складе близько 85 МВт/р.

Ряд дослідників вважає, що розвиток сонячної енергетики в цілому повинен йти шляхом використання тонкоплівкових СЕ, оскільки деякі СЕ вже нині демонструють досить високий КПД, а низькі питомі витрати матеріалів припускають можливу дешевизну СЕ. У зв'язку з цим виникає питання – чи можуть некремнієві тонкоплівкові СЕ (з тих, які нині промислово випускаються), скласти реальну альтернативу Si-СЕ в період до 2025 р., наскільки надійна їх сировинна база для вирішення поставлених завдань зростання, і чи не зіткнуться вони, рано чи пізно, з сировинними обмеженнями.

До 2025 р. щорічно планується вводити в дію сонячні станції потужністю 160–170 ГВт. При спробах складання сучасних прогнозів не завжди враховуються технологічні можливості. Для порівняння, у 2009 р. випущене СЕ сумарною потужністю дещо більше 7,4 ГВт.

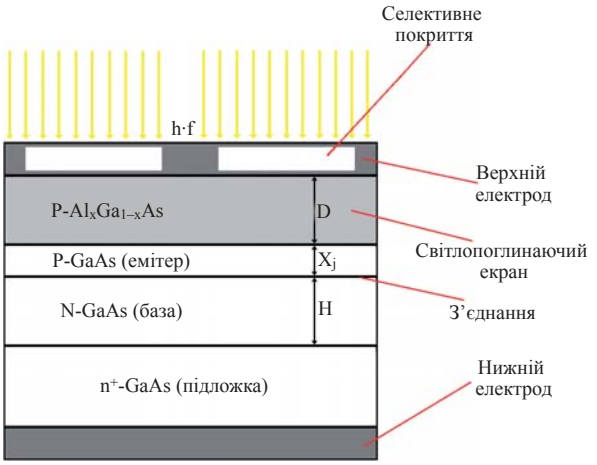
Але можливості зростання обсягів виробництва некремнієвих тонкоплівкових СЕ на основі CdTe, CIS і GaAs/Ge обмежуються, насамперед, недостатньою кількістю сировини. Причиною цього є мала поширеність елементів у земній корі, нерозвиненість добувних і переробних галузей, напрям загальних тенденцій галузі виробництва СЕ.

Арсенід галію – один з найбільш перспективних матеріалів для створення високоефективних сонячних батарей (рис. 1.25–1.26).

Це пояснюється наступними його особливостями: майже ідеальна для одноперехідних сонячних елементів ширина забороненої зони 1,43 еВ; підвищена здатність до поглинання сонячного випромінювання: шар матеріалу завтовшки всього в декілька мікрон; висока радіаційна стійкість, що спільно з високою ефективністю робить цей матеріал надзвичайно привабливим для використання в космічних апаратах; відносна нечутливість до нагріву батарей на основі GaAs; характеристики сплавів GaAs з алюмінієм, миш'яком, фосфором або індієм доповнюють характеристики GaAs, що розширює можливості при проектуванні сонячних елементів.

Головною перевагою арсеніду галію і сплавів на його основі є широкий діапазон можливостей для дизайну СЕ. Фотоелемент на основі GaAs може склада-

Рис. 1.25. Структура СЕ з арсениду галію [257]



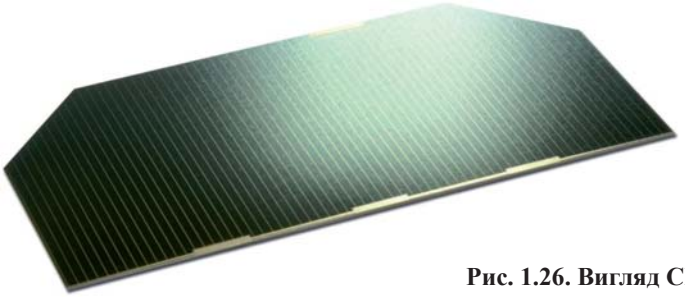


Рис. 1.26. Вигляд СЕ з арсеніду галію [257]

тися з декількох шарів різного компонентного складу. Це дозволяє розробникові з великою точністю управляти генерацією носіїв заряду, в той час, як у кремнієвих сонячних елементах цей процес обмежено допустимим рівнем легування. Типовий сонячний елемент на основі GaAs складається з дуже тонкого шару AlGaAs в якості вікна. Основний недолік арсеніду галію – висока вартість. Для здешевлення виробництва пропонується формувати СЕ на дешевших підкладках.

Технологія CIGS ($CuInGaSe_2$). Дуже перспективними для сонячної енергетики є також полікристалічні тонкі плівки (1.27). Надзвичайно висока здатність до поглинання сонячного випромінювання у диселенида міді і індію ($CuInSe_2$), де до 99% світла поглинається в першому мікроні цього матеріалу (ширина забороненої зони – 1,0 еВ). Найбільш поширеним матеріалом для виготовлення вікна сонячної батареї на основі $CuInSe_2$ являється CdS. Іноді для поліпшення прозорості вікна в сульфід кадмію додають цинк. Трохи галію в шарі $CuInSe_2$ збільшує ширину забороненої зони, що призводить до зростання напруги холостого ходу і, отже, підвищенню ефективності пристрою. Один з основних способів отримання $CuInSe_2$ – електрохімічне осадження з розчинів $CuSO_4$, $In_2(SO_4)_3$ і SeO_2 в деіонизованій воді при співвідношенні компонентів Cu:In:Se як 1:5:3 і pH>>1,2–2,0.

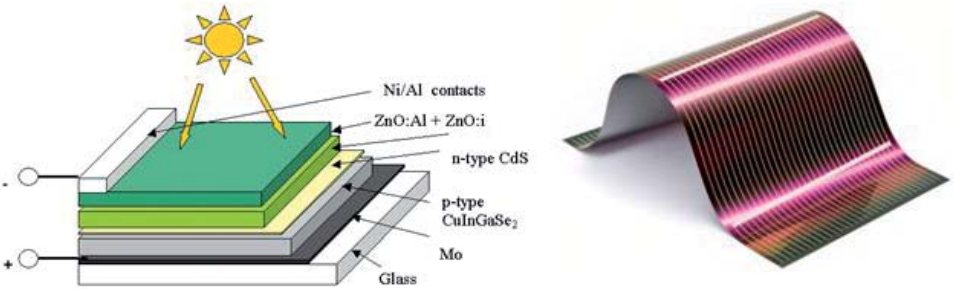


Рис. 1.27. Структура і зовнішній вигляд сонячного елементу на основі CIGS [257]

Висока здатність до поглинання сонячного випромінювання у плівок $CuInGaSe_2$ (CIGS) дозволяє створювати тонкоплівкові СЕ з ККД до 14,5%. Структура такого СЕ представлена на рис 222. На отримання 1ГВт витрачається 15 тон Cu, 20 тон індію, 4 тонни Ga і 55 тонн селену.

Питома вага цієї технології поки що невелика. Проте аналітики GreenTechMedia припускають, що до 2012 р. СЕ на CIGS займуть 12% ринку, що складе 3 ГВт, і ростимуть далі.

Основні використовувані матеріали:

Селен. В земній корі селену знаходиться $6 \cdot 10^{-5\%}$ від маси, він відноситься до розпорошених елементів. Селен халькофілен і, зазвичай, зустрічається в сульфідах (піриті, халькопірите і т.ін.) в концентраціях порядку сотих відсотка. Світові запаси селену оцінюються в 80–90 тис. тонн тільки у мідних родовищах. Головними промисловими джерелами селену слугують шлами, що утворюються при електролітичному очищенні анодів міді. Обсяги світового виробництва селену за 2008–2010 рр. складають близько 2600–2700 тонн/рік.

Індій. У земній корі індію украй мало – $1 \cdot 10^{-5\%}$ її маси, і він дуже розпорошений. Світові запаси індію оцінюються в 25 тис т, розвідані, – в 5–6 тис т. Джерелами індію є проміжні продукти виробництва цинку і свинцю. Світове виробництво індію за останні роки склало близько 1100 тонн/рік.

Галій. Серед рідкоземельних елементів галій є одним з найбільш поширених. Вміст галію – 15 ppm (ppm – частин на міліон) від усієї маси земної кори, що майже дорівнює вмісту свинцю і значно перевищує вміст молібдену, вольфраму, сурми, ртуті, миш'яку, вісмуту. Галій – елемент широкого розсіяння, який міститься в окислах алюмінію, кремнію, сульфідах цинку і миш'яку, германію і міді. Світові ресурси галію тільки в бокситах перевищують 1 млн. т. Щорічно переробляється така кількість бокситів, яка теоретично містить понад 3 тис т галію (якщо прийняти середній зміст галію ~50 г/тонну). Тому галій не буде лімітуючим елементом.

Таким чином, при виробництві СЕ для CIGS-технологии лімітуючим елементом є індій. Витрати індію на отримання 1 ГВт електроенергії складає 20 т. Якщо припустити, що до 2025 р. сонячна енергетика зможе отримати 150–300 т індію (сьогодні уся електроніка споживає близько 110 тонн/рік), то це дозволить виробити фотомодулів загальною потужністю 15 ГВт. Це може 9–10% загального випуску в 2025 р.

Але з огляду на тенденцію до збільшення виробництва цинку у світі, потенційна сировинна база для індію також росте. Тільки одна з найбільших цинкових копалень Kidd Creek Mine в Онтаріо, маючи запаси 3400 т індію, потенційно є значним виробником індію. Індій міститься також в поліметалічних родовищах Уралу, Південного Сибіру і Примор'я. Всього ж запаси російського індію враховані в рудах 61 родовища.

За прогнозами експертів максимальний внесок CIGS-СЕ може скласти до 35–40 ГВт/рік до 2030 р. (15–20%). Таким чином, з точки зору сировинної бази, ця технологія набагато перспективніша ніж CdTe. Для цього необхідно 750–800 т In до 2025 р.

Отже, прогнозований потенціал тонкоплівкових технологій CdTe+CIGS складає майже 45 ГВт/рік нових генеруючих потужностей до 2025 р. [333].

Теллурид кадмію. Теллурид кадмію (CdTe) – ще один перспективний матеріал для фотовольтаїки (рис. 1.28). У нього майже ідеальна ширина забороненої зони (1,44 еВ) і дуже висока здатність до поглинання випромінювання. Плівки CdTe досить дешеві у виготовленні. Крім того, технологічно нескладно отримувати різноманітні сплави CdTe с Zn, Hg і іншими елементами для створення шарів із заданими властивостями. Подібно до $CuInSe_2$, найкращі елементи на основі CdTe включають гетероперехід з CdS як віконний шар. Оксид олова використовується як прозорий контакт і покриття. Серйозна проблема на шляху застосування CdTe – високий опір шару p – CdTe, що призводить до великих внутрішніх втрат. Але вона вирішується шляхом застосування *p-i-n* – структури з гетеропереходом CdTe/ZnTe. Плівки CdTe мають високу рухливість носіїв заряду, а сонячні елементи на їх основі – високими значеннями ККД, який коливається від 10 до 16%.

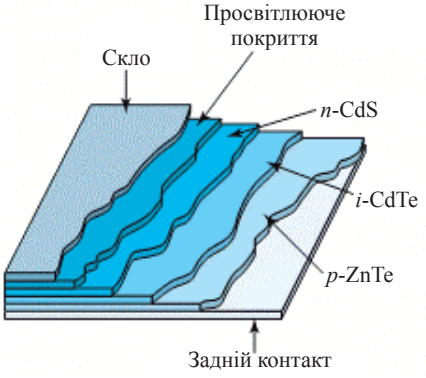


Рис. 1.28. Структура СЕ на основі телурида кадмію [334]

Серед сонячних елементів особливе місце займають батареї, що використовують органічні матеріали. Коефіцієнт корисної дії сонячних елементів на основі діоксиду титану, покритого органічним барвником, досить високий ~11%. Основа сонячні елементів цього типу – широкозонний напівпровідник, зазвичай TiO_2, покритий моношаром органічного барвника. Принцип роботи елементу заснований на фотозбудженні барвника і швидкої інжекції електрона в зону провідності TiO_2. При цьому молекула барвника окислюється, через елемент йде електричний струм і на платиновому електроді відбувається відновлення триіодида до іодида. Потім іодид проходить через електроліт до фотоелектроду, де відновлює окислений барвник.

Промислові СЕ на основі тонких плівок CdTe зі структурою, зображеною на мал. 1, нині володіють ККД до 10%, а найближчими роками очікується збільшення до 15%.

На виготовлення СЕ площею 1 м^2 сьогодні вимагається біля 10 г теллура і 9 г кадмію. Сьогодні при к.п. д. близько 10% для генерації 1 ГВт вимагається 100 т Ті. Розглянемо основні використовувані матеріали.

Кадмій. У земній корі кадмію міститься близько $1{,}4 \cdot 10^{-5\%}$ від маси, він відноситься до розсіяних елементів і добувається попутно при виробництві цинку. Загальні світові запаси кадмію, визначені для всіх відомих ресурсів цинку, перевищують 6 млн. т. Обсяги світового виробництва кадмію (за даними US Geological Survey) в 2009–2010 рр. склали 17 000–20 000 тонн/рік. Таким чином, кадмій не є лімітуючим матеріалом цієї технології.

Теллур. Масова частка теллура в земній корі $1 \cdot 10^{-6\%}$. Він відноситься до розсіяних елементів. Теллур – халькофілен і, зазвичай, зустрічається в сульфідних родовищах міді та поліметалічних рудах. Світові запаси теллура оцінюються в 40–50 тис т. Головними джерелами теллура слугують шлами, що утворюються при електролітичному очищенні анодів міді. Дані про загальний обсяг виробництва теллура у світі неповні, але приблизно виробництво можна оцінити в ≈360-400 тонн/рік.

З викладеного виходить, що лімітуючим сировинним чинником для виробництва CdTe є отримання Te. Якщо оптимістично припустити, що виробництво теллура до 2025 року зможе вирости так, що для електронних цілей буде можливо отримати 400–500 т (тобто скільки сьогодні використовується теллура в усіх галузях, правда, вірогідність цього представляється дуже низькою), то вклад CdTe в сонячну енергетику досягне 4–5 ГВт або ~2-3%. Це більше, ніж сьогодні (~1,6%), чого явно недостатньо, щоб стати серйозною альтернативою. Але і ця цифра маловірогідна – можливість різкого збільшення виробництва Te невелика. Нова технологія вилуговування міді, розроблена на початку 90-х рр. уперше Phelps Dodge і Placer Dome (т.з. SW – EW технологія або "випалення" – "вилуговування" – "електроекстракція"), є альтернативою традиційної технології виплавки і отриманню міді з мідних катодів і набуває усе більш широкого поширення. Ця технологія має ряд економічних переваг для мідної промисловості, але при цьому не відбувається утворення електролітних шламів, що містять Te. Тому виробництво міді у світі росте, а виробництво Ті, якщо і росте, то набагато меншими темпами.

Тому, найбільш імовірною представляється величина можливого залучення теллура в сонячну енергетику близько 400–500 тон (проти сьогоднішніх ~ 45 тонн для усієї електроніки), що означає можливість виробити 4–5 ГВт встановлених потужностей.

Каскадні сонячні елементи.

Більшість сучасних СЕ володіють одним *p-n* – переходом. У такому елементі вільні носії заряду створюються тільки тими фотонами, енергія яких більше або дорівнює ширині забороненої зони. Іншими словами, фотоелектричний відгук однопереходного елементу обмежений частиною сонячного спектру, енергія якого вища за ширину забороненої зони, а фотони меншої енергії просто не задіяні. Здолати це обмеження можна завдяки багатошаровій структурі з двох або більше СЕ з різною шириною забороненої зони. Такі елементи називаються багатоперехідними, каскадними або тандемними [334]. Оскільки вони працюють

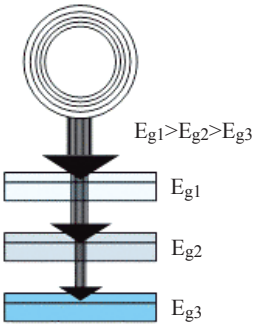


Рис. 1.29. Принцип побудови каскадного СЕ [334]

з більшою частиною сонячного спектру, ефективність фотоелектричного перетворення у них значно вища.

У типовому багатоперехідному сонячному елементі (рис. 1.29) поодинокі фотоелементи розташовані один за одним таким чином, що сонячне світло спочатку потрапляє на елемент з найбільшою шириною забороненої зони, при цьому поглинаються фотони з найбільшою енергією. Пропущені верхнім шаром фотони проникають до наступного елементу з меншою шириною забороненої зони і так далі. Основний напрям досліджень в області каскадних елементів пов'язаний з використанням арсеніду галію як одного або декількох компонентів. Ефективність перетворення подібних СЭ досягає 35%. Крім того, в каскадних елементах широко застосовуються аморфний кремній, сплави на його основі (a – Si 1 – xCx: H, a – Si 1 – xGex: H), а також $CuInSe_2$.

На рисунку 1.30 зображена каскадна батарея, в якій верхнім елементом служить структура на основі GaInP с n, – AlInP як вікно, далі слідує тунельний діод на GaAs для проходження носіїв між елементами і нижній елемент з GaAs. Дуже перспективні каскадні батареї, що складаються з трьох елементів з різною шириною забороненої зони (рис. 1.31). Верхній шар, що поглинає короткохвильову область сонячного спектру, сформований із сплаву на основі a – Si: H з шири-ной оптичної щілини 1,8 эВ. Для серединного елементу як шар i – типа використаний сплав a – SiGe: H із змістом германію

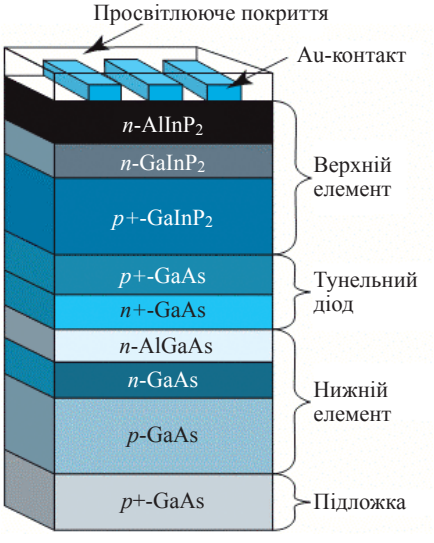


Рис. 1.30. Каскадний елемент [334]

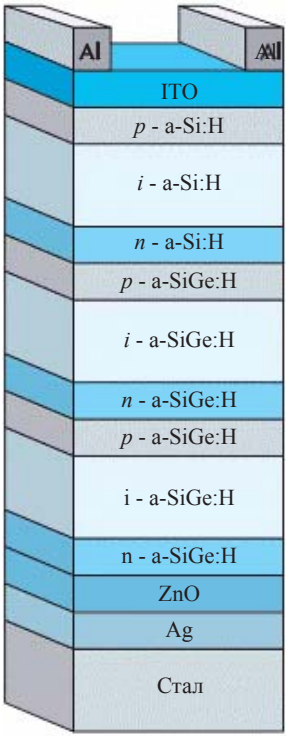


Рис. 1.31. Трикаскадний СЕ набазі сплавів a-SiGe:H [334]

~10–15%. Ширина оптичної щілини цього шару (1,6 эВ) є ідеальною для поглинання зеленої області сонячного спектру. Нижня частина СЕ поглинає довгохвильову частину спектру, для цього используетсяі – слой a – SiGe: H з концентрацією германію 40-50%. Непоглинене світло відбивається від заднього контакту на основі Ag/ZnO. Усі три елементи каскадної сонячної батареї пов'язано між собою сильно легованими шарами, що утворюють тунельні переходи між сусідніми елементами.

Використання багатокаскадних СЕ на основі GaAs/Ge дало помітне збільшення ККД (до 42,3% в 2009 р.). Особливо перспективне використання таких СЕ в поєднання з оптичним концентратором сонячного випромінювання з кратністю до 1000. Подібні сонячні електростанції при оптичній концентрації 500, займаючи 5% площ таких штатів як Невада, Арізона, Нью-Мексика, могли б генерувати потужність 1300 ГВт або 42% усього внутрішнього споживання США.

Використання багатокаскадних СЕ на основі GaAs/Ge дало помітне збільшення ККД (42,3% в 2009 р.). Особливо перспективне використання таких СЕ в поєднання з оптичним концентратором сонячного випромінювання з кратністю до 1000. За прогнозами, подібні сонячні електростанції при оптичній концентрації 500, займаючи 5% площ таких штатів як Невада, Арізона, Нью-Мексика, могли б генерувати потужність 1300 ГВт або 42% усього внутрішнього споживання США.

Дослідницька компанія Strategy Analytics припускає зростання наземних СЕ на базі A_3B_5/Ge щорічно на 133%/рік до 2012 р. Це дозволить зайняти близько 10% загального ринку фотовольтаїки з об'ємом 20,2 млрд. дол. Основні матеріали, що використовуються при виробництві за цією технологією, це миш'як, галій та германій.

Миш'як. Світові ресурси миш'яку, що містяться в мідному і свинцевому природному сировина, оцінюються приблизно в 11 млн. т. Загальне виробництво в 2009 р. склало 53 500 т (у перерахунку на триокис миш'яку). Тому, він не є лімітуючим елементом технології.

Галій. Як вказувалося вище, серед рідкоземельних елементів галій є одним з найбільш поширених. При витраті галію 1 гр. на КВт, тільки 2% сьогоднішнього річного виробництва галію досить для виробництва генеруючих потужностей на 30 ГВт.

Германій. Складніше оцінити ситуацію з матеріалом для підкладок – германієм.

У земній корі германію порівняно немало – $7 \cdot 10^{-4\%}$ її маси. Це більше ніж свинцю, срібла, вольфраму, але він дуже розсіяний. Германій присутній в гірських породах, рудах різних типів, кам'яному вугіллі у вигляді ізоморфної домішки або прожилок. Загальні ресурси германію, виходячи з ресурсів цинку, оцінюються в 120 тис. т, а в кам'яному вугіллі – в 4–5 тис. т. Останні 15 років у світі вироблялося 50–100 т германію на рік, плюс 30–50 тонн/рік отримано завдяки технологіям повторної переробки. Очікується, що до 2012 р. ринок германію складе 118 т.

Якщо прийняти витрату 15 г германію на 1 КВт, то 100 т германію, що витрачається на потреби сонячної енергетики, дозволить створити 6,7 ГВт генерую-

чих потужностей. Резерви збільшення германію слід шукати у збільшенні частки видобування його з цинкових руд. Наразі з ~ 300 т, германію, що міститься в цинкових рудах, що добуваються щорічно, отримують 90–100 т галію.

Отже, германій все-таки залишається лімітуючим чинником для цієї технології. Оптимістична, але дуже вірогідна цифра 500 т германію до 2025 р. може забезпечити випуск 33 ГВт СЕ на A_3B_5 (чи 15–20% усіх нових сонячних генеруючих потужностей).

Прозорі сонячні батареї

Сьогодні багато дослідників зайнято пошуком методів створення прозорих сонячних батарей, які можуть використовуватися одночасно як звичайні вікна в будівлях і як генератори електроенергії. Вже зараз дослідження цієї технології показало, що такі прозорі сонячні батареї можуть бути виготовлені з відносно невеликими витратами [346]. Функціональність та ціна може сприяти їх швидкому та широкому поширенню в світі.

Вдосконаленням цього типу матеріалів останнім часом займається команда дослідників з Los Alamost National Laboratory і Brookhaven National Laboratory під керівництвом вченого Mircea Cotlet. Вони створили матеріал у вигляді напівпровідникового полімеру з використанням спеціальних молекул, названих фуллеренами. У них є цікава властивість самоорганізації у багатократно повторюваний візерунок гексагональної форми. Зображені на рисунку 1.32 молекули фуллерена містять 60 атомів вуглецю.

Молекули фуллерена нагадують футбольні м'ячі або бджолині комірки, складені з атомів вуглецю, які мають ущільнені краї шестикутників, але є відносно тонкими в центрі. Ущільнені краї поглинають світло і генерують електроенергію, а тонкий шар полімеру у центрі робить матеріал прозорим.

Це перший матеріал, який поєднує в собі напівпровідники і фуллерени, що дозволяє йому ефективно генерувати заряди.

Матеріал для виготовлення прозорих сонячних батарей може використовуватися і для створення нових типів дисплеїв. Його також планують застосовувати для створення енергогенеруючих вікон в будівлях. Рентабельність такого матеріалу дозволяє організувати його масове виробництво.

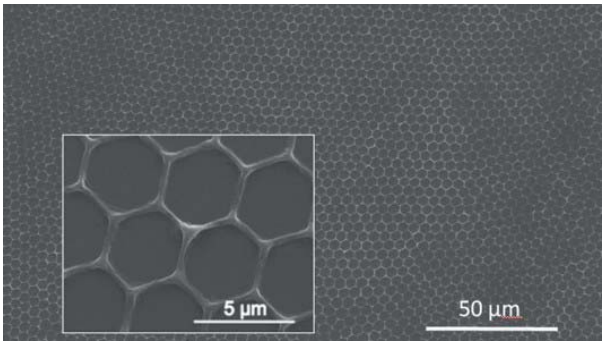


Рис. 1.32. Вигляд СЕ на базі фулерена [346]

Сонячні батареї з графена

Над розробкою економічних і гнучких сонячних батарей нового покоління паралельно працює й група вчених під керівництвом Chongwu Zhou, професора електротехніки з USC Viterbi School of Engineering з Каліфорнійського університету [346]. Після декількох десятиліть роботи над органічними фотоелементами було виготовлено нові прототипи сонячних елементів. До їх переваг відноситься легкість, гнучка підкладка, низька вартість виготовлення і технологічну ефективність. Нині дослідження проводяться саме над такими сонячними елементами.

Найбільш унікальною властивістю органічних фотоелементів є проводимі прозорі електроди. Це дозволяє світлу взаємодіяти з активними речовинами усередині елементу, генеруючи при цьому електричний струм. Сьогодні для створення великих рулонів гнучких сонячних елементів використовують полімерні листи на основі графена. Графен – двовимірна аллотропна модифікація вуглецю з шаром завтовшки в один атом (рис. 1.33). Графен є двовимірним кристалом, що складається з одиничних куль атомів вуглецю, зібраних в гексагональні решітки. Ці листи використовуються для перетворення енергії сонячного випромінювання в електрику, забезпечуючи отримання дешевої сонячної енергії.

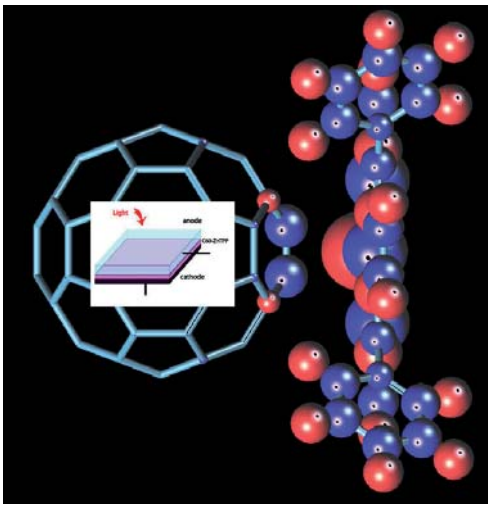


Рис. 1.33. Структура СЕ на базі графена [346]

Графен, як атом-лист завтовшки в один атом, вуглецю без зусиль може бути інтегрований в дуже гнучкі листи полімеру, з яких після нанесення термопластичного захисного шару можна формувати осередки органічних сонячних елементів. Технологія виробництва якісного графену базується на методі хімічного осадження, за рахунок чого графен можна отримувати в достатній кількості і ціна таких сонячних батарей буде мінімальною.

Традиційні кремнієві сонячні елементи поки що ефективніші. Так, з їх допомогою з 1000 Вт сонячного світла виробляється 14 Вт електроенергії. Органічні сонячні батареї дозволяють за такого опромінення сонячним світлом отримати усього лише 1,3 Вт. Але їх перевагою є гнучкість, менша вартість, і головне, технологічність. Технологія виготовлення нагадує друк звичайних газет на друкарських машинах.

Штучне листя

Вчені з North Carolina State University продемонстрували пристрої на основі складу “вода-гель” [346]. Це так зване «штучне листя», що може, як і сонячні батареї, виробляти електроенергію (рис. 1.34). Ці досліди доводять можливість створення сонячних батарей, які за принципом дії нагадують природні процеси.

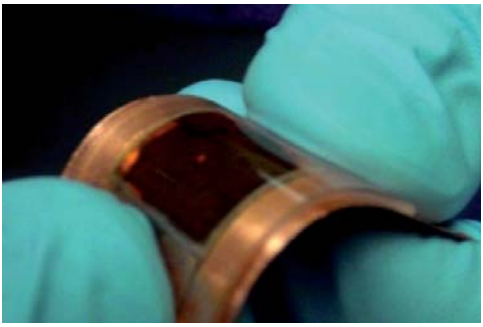


Рис. 1.34. Структура СЕ на органічній основі [346]

За попередніми висновками ця технологія більш перспективна, ніж сучасні фотоелементи на основі кремнію за рахунок меншої ціни, більшої ефективності та екологічності у виробництві.

Гнучкі пристрої складаються з субстанції «вода-гель», що містить світлочутливі молекули, в якості яких в одному з експериментів дослідники використовували хлорофіл рослин у поєднанні з електродами, покритими вуглецевими матеріалами, такими як вуглецеві нанотрубки або графіт. Світлочутливі молекули збуджуються під променями сонця, генеруючи електричний струм. При цьому синтетичні світлочутливі молекули можуть бути інтегровані в природні об'єкти завдяки їх матриці водного гелю.

Реальність концепції вже доведена, і нині дослідники працюють над тонким налаштуванням фотоелектричних пристроїв на водній основі, що зробить їх ще більш схожими на справжнє листя.

Нанотрубки у фотоелементах

Команда учених MIT – research під керівництвом Майкла Страно (Michael Strano), доценту кафедри хімічної технології і керівнику дослідницької групи, знайшла спосіб концентрації світла за допомогою вуглецевих нанотрубок, які можуть привести до значного збільшення ККД сонячних батарей (рис. 1.35) [346]. Використовуючи вуглецеві нанотрубки, команда змогла сконцентрувати в 100 разів більше сонячної енергії, чим звичайний фотоелемент. Дослідники вважають,

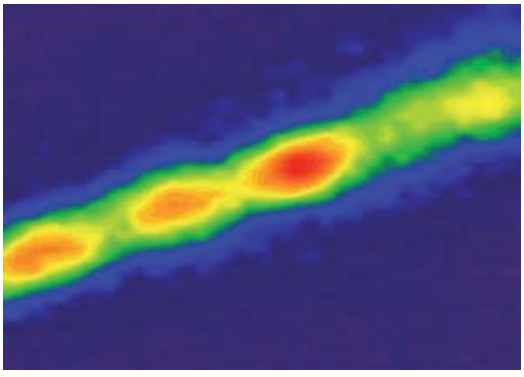


Рис. 1.35. СЕ на базі нанотехнологій [346]

що їх нанотрубки можуть стати чимось на зразок антени для захоплення світла, яке потім буде використане для створення невеликих і потужніших сонячних батарей. Замість того, щоб покривати увесь дах фотоелектричними модулями, можна буде заощадити немало місця, яке буде ефективно використано крихітними фотогальванічними елементами з антенами, що концентрують в них фотони. Нова антена з вуглецевих нанотрубок, яка називається "Сонячна воронка" (solar funnel), складається з волокон близько 10 мікрометрів завдовжки і 4 мікрон завтовшки. Волокно складається з двох різних шарів нанотрубок, при цьому кожен шар, має різні електричні властивості, або т.з. заборонені зони. Коли світло падає на зовнішній шар з вищим потенціалом (шириною забороненої зони являється різниця в енергії між електроном у спокої і електроном після зіткнення з фотоном), він проходить з цього шару в той шар, де ширина забороненої зони нижча, і в якому концентрується енергія. Команда успішно продемонструвала антени з нанотрубок – їх наступним кроком є створення функціональних сонячних батарей на основі антен з осердям із напівпровідникового матеріалу.

Електростанція на літаючій кулі

Такий проект можна здійснити у країнах із жарким кліматом і великими просторами пустель (наприклад Ізраїль). Повітряна куля вагою 100 гр з нанесеними на неї сонячними елементами і покрита надтонкою силіконовою плівкою, як метеорологічний зонд діаметром близько 90 см літає над землею на висоті декілька сотень метрів та утримується тросом і кабелем. Кулі наповнюють нейтральним газом – гелієм. Її ефективність досягається за рахунок обертання «стеження за сонцем». Потужність експериментальної електростанції-кулі складає близько 1 кВт, і вона здатна генерувати до 70 Вольт [346].

Сонячні батареї на основі фарби

Компанія Tata Steel (раніше Corus) і Університет Суонси (Уельс, Великобританія) в співпраці розробили інноваційну технологію, яка дозволяє перетворювати сталеві листи в сонячні панелі, що виробляють електроенергію [346]. Окрім Tata Steel і університету Суонси в проекті беруть участь Імперський коледж Лондона, університети в Бате, Стратклайде, Глиндире, Бангоре і Кардиффе.

Розробники планують використовувати фоточутливі барвники, нанесені на поверхню сталевих листів.Такі батареї можуть використовуватися в країнах, які розташовані у вищих широтах, а також в країнах з обмеженими ресурсами сонячної енергії для виробництва значної кількості електрики з виходом на великі електростанції. Ця технологія може знайти своє застосування в автомобільній промисловості, де світлочутливі фарби, розпорошені по корпусу автомобіля, можуть виробляти електрику, необхідну для розщеплення води на кисень і водень для акумуляції останньої в паливних елементах. Крім того, почалась розробка технології інтеграції недорогого каталізатора з паливними елементами, що працюють на сонячній енергії, для генерації електрики.

Ще одне застосування цієї технології – інтеграція отриманих недорогих сонячних панелей з існуючими будівлями – є економічно вигідним завдяки мінімальним інвестиціям в інфраструктуру. Тим самим виключаються витрати на придбання землі, закупівлю тисяч сонячних батарей і підключення їх до основної електромережі.

Багатошарові тонкоплівкові СЕ

Багатошарові тонкоплівкові СЕ складаються з окремих шарів постійних органічних матеріалів або з однорідної їх суміші. Один з компонентів – органічний пігмент або напівпровідниковий полімер, який виступає донором електронів.

Одним з таких матеріалів є $CuGaSe_2$. Завдяки забороненій зоні шириною 1,68 еВ він використовується, як верхній елемент тандемної сонячної батареї з нижнім елементом з $CuInSe_2$. Шари $CuGaSe_2$ формують шляхом послідовного осадження термічним випаром тонких шарів Ga, Se і Cu на поверхню скляної підкладки, покритої шаром молібдену завтовшки 1мкм (рис. 1.36). Далі з отриманої структури в установці швидкого термічного відпалу протягом п'яти хвилин при температурі 550 °С отримують з'єднання $CuGaSe_2$.

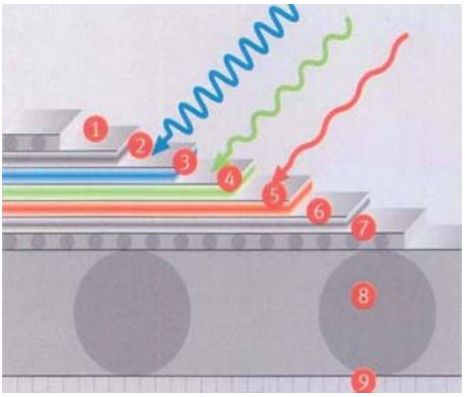


Рис. 1.36. Структура фотобатареї на базі полімерів [259]
1. Полімерний герметичний корпус.
2. Позитивний електрод.
3. Кремнієвий шар (a-Si).
4. Шар кремнію з германієм (a-SiGe).
5. Шар кремнію з германієм з іншою кількістю домішок (a-SiGe).
6. Фольга з нержавіючої сталі, негативний електрод.
7. Герметичний полімерний корпус.
8. Ущільнюючий шар.
9. Основа – поліестерова тканина.

Одним з перспективних матеріалів для дешевих сонячних батарей завдяки прийнятній ширині забороненої зони (1,4–1,5 еВ) і великому коефіцієнту поглинання є Cu_2ZnSnS_4. Його головна перевага полягає в тому, що компоненти, які входять до цієї сполуки, широко поширені в природі і нетоксичні.

Проте, доки досягнута ефективність перетворення усього в 2,3% при використанні гетеропереходу Cu_2ZnSnS_4 і CdS/ZnO. Серед СЕ особливе місце займають батареї, що використовують органічні матеріали [6].

На рисунку 1.37 показано, яким чином наноситься фотоплівка на дах будинку. Представлена на русунку фотобатарея складається з сонячних модулів, що мають розміри (240 × 340 мм). Стійкість до впливу зовнішніх умов обумовлюється використанням високоякісних полімерних матеріалів, що пошарово наносяться на тканинну основу термопластичним методом.

Окремі модулі поєднуються у фотобатарею за допомогою діодів, підключених за системою «байпас».

До переваг такої технології відноситься те, що така поверхня має більшу ефективність при розсіянному випроміненні і меншу залежність вихідних електричних параметрів від змін температури. Виробництво електроенергії становить біля 750 кВт·год. з 1 кВт встановленої потужності [259].



Рис. 1.37. Нанесення фоточутливої поверхні фотомодулю на дах будинку [259]

Технологія виробництва. Головною перевагою полімерних фотомодулів є можливість їх масового виробництва за допомогою технології нанесення окремих шарів полімеру на агрегатах, схожих на друкарські машини. Дешева технологія виробництва та монтажу цих фотомодулів робить їх конкурентоздатними не дивлячись на менший ККД.

Якщо розглядати перспективи розвитку різних технологій СЕ, можна передбачати, що по-перше, всі розглянуті вище технології, включаючи традиційнийні з використанням монокристалічного кремнію, не витіснятимуть одна одну, оскільки їх сукупних зусиль не досить для забезпечення необхідних темпів зростання сонячної енергетики через дефіцит складників. Тому і зараз, і у перспективі вони будуть розвиватися паралельно. По-друге, інвестори не можуть дозволити собі вкладати усі гроші на розвиток одного типу технологій.

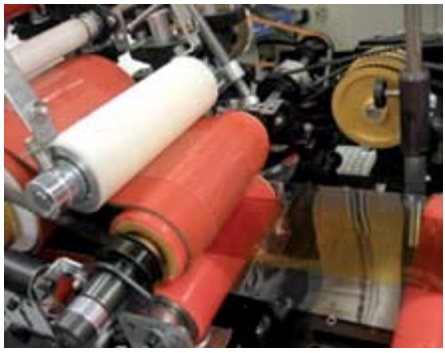


Рис. 1.38. Виробництво полімерних СЕ [307]

Проекти з комбінованим використанням сонячної енергії

Особливо привабливим рішенням є поєднання теплових колекторів з фотоелектричними. При цьому вирішуються два важливі завдання: одночасне забезпечення об'єкта теплом і електроенергією та температурна стабілізація фотоелементу. Остання дозволяє підвищити ККД електричного перетворення до ≈ 25%. За такого технічного рішення поглинаюча поверхня теплових колекторів монтується частково з СЕ, які перетворюють частину випромінювання в електроенергію, а на іншій частині ≈ 50% випромінювання перетворюється безпосередньо у теплову енергію. Комбіновані установки дозволяють перетворювати до 60% сонячного світла у теплову енергію і до 15% у електричну і є більш ефективними, оскільки поверхня, що використовується – спільна для теплових колекторів і СЕ.

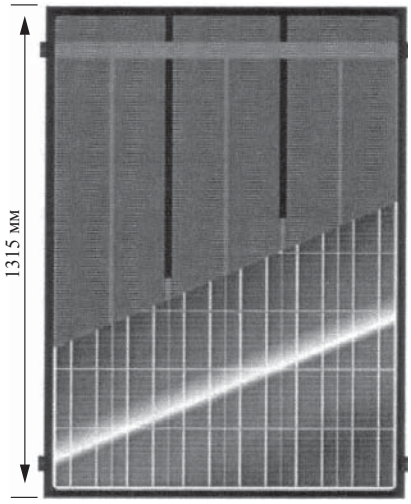


Рис. 1.39. Розріз комбінованого колектора [266]

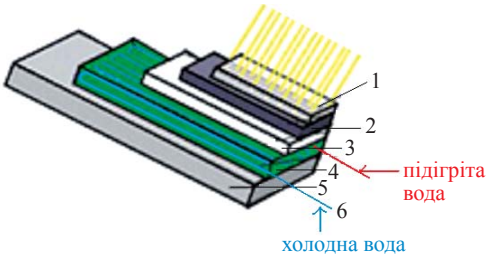


Рис. 1.40. Будова комбінованого сонячного колектора [266]:

1. Захисний екран.
2. Фотоелектричний шар.
3. Теплопроводний шар.
4. Шар абсорберу теплової енергії.
5. Корпус колектору.
6. Водяні тепловідвідні трубки.

Таблиця 1.5

Параметри комбінованого колектору PV – term 160 [266]

Параметри модуля			
Тип		PV – term 160	
Рама		Поліуретанова	
Тип фотоелементів		Монокристали кремнію	
Розмір фотоелементів		156 × 156 мм	
Кількість фотоелементів у модулі		48	
ККД		14%	
Вага		25 кг	
Вимірювання		1,316 × 996 × 20 мм	
Електричні характеристики		**Теплові характеристики**	
Потужність	160 Вт	Поверхня абсорберу	1,1 м^2
Чутливість	+/– 3%	Діаметр штуцера	25 мм
Напруга з ном. навантаженням	22,3 В	Вміст теплоносія	6 л
Струм з ном. навантаженням	7,2 А	Робочі температури	< 80°Ц
Струм короткого замикання	8,0 А	Температура стагнації	< 90°Ц
Напруга холостого ходу	28,5 В	Максимальний тиск	3 бар
Температурний коефіцієнт	–0,486% °С	Швидкість протікання теплоносія	50–100 л/ч
Коеф. напруги	–105 мВ	Теплова потужність	650 Вт/м^2
Коеф струму	+0,052%/°Ц		
Напруга	1000 V		

1.4.3. Приклади застосування фотоелементів

Головними областями застосування фотоелементів є:

– системи живлення для комунальних і житлових об'єктів;
– живлення електронних пристроїв у телекомунікації і транспорті тощо;
– живлення вимірювальних приладів;
– геліоелектростанції;
– військові і космічні цілі.

Фотоперетворювачі мають наступні переваги:

– енергія сонячного світла переробляється безпосередньо в електроенергію;
– ККД фотоелектричних модулів не залежить від величини установки;
– невелика потужність залишається навіть у похмурі дні при використанні розсіяного світла;
– обслуговування і консервація вимагають мінімальних витрат;
– "чиста" екологічна енергія.

Головним недоліком фотоперетворюючих систем є їх висока ціна (близько 400 євро за 100 Вт).

Використання фотоперетворюючих пристроїв у 2009 році було розподілено між споживачами таким чином: близько 48% вироблених фотоелектричних модулів використовувалось для електрифікації будинків і мікрорайонів, у системах підкачки води (насосні станції), 34% використано у системах комунікації, 12% використано в загальнодержавній енергетичній системі, а 5% – у електронних пристроях [82].

Деякі приклади застосування фотовольтажних елементів наведено на рисунках 1.42–1.48.

а) б)

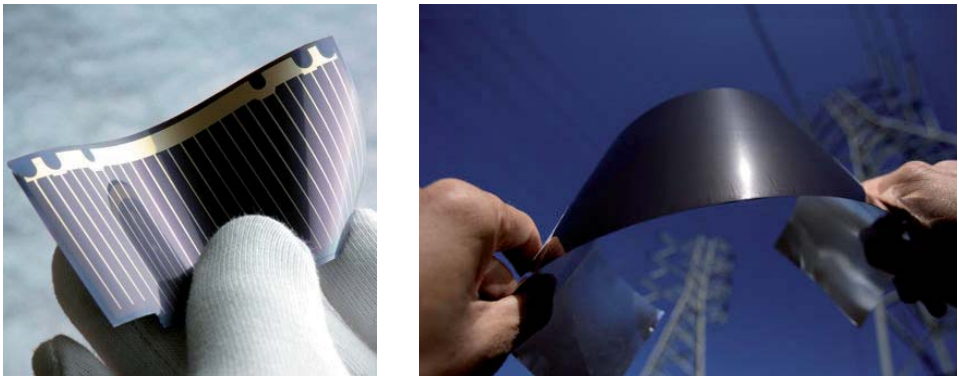


Рис. 1.42. а), б) Фотобатарея на основі алюмінієвої фольги призначена для загального застосування [100]



Рис. 1.43. Фотоелектрична установка на будинку [169]



Рис. 1.44. Фотобатареї для живлення лампи освітлення [171]



Рис. 1.45. Живлення електроенергією об'єктів у місцевості без електромереж [70]



Рис. 1.46. Фото батарея для живлення фотоапарату [170]

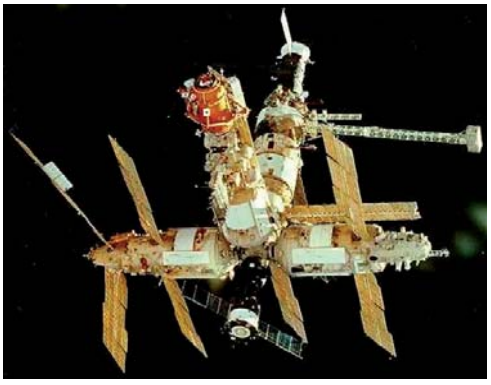


Рис. 1.47. Батарея фотоелементів для живлення орбітальної станції [70]



Рис. 1.48. Фотоелементи для живлення ноутбука [170]

1.4.4. Результати вимірів у лабораторії ВДЕ Полтавської державної аграрної академії

Результати досліджень фотоелементів, отримані в 2010 році у лабораторії ВДЕ Полтавської державної аграрної академії, представлені на рис. 1.14.

Згідно з картою потенціалу сонячної енергії в Україні (рис. 1.2) можна стверджувати, що інтенсивність сонячного випромінювання у західній і центральній Україні порівнювана з цими ж показниками Польщі, а у східних та південних регіонах вони ще на 10 – 30% вищі. Для обчислень приймали, що інтенсивність сонячного випромінювання у Полтаві становила у середньому 1100 Вт/м^2/рік і була більшою, ніж у Кракові, на 10%.

На рисунку 1.49 представлено характеристику навантаження фотоелементу.

Результати досліджень

R [Ом]	*U* [В]	*I* [А]	*P* [Вт]
0	0,5	0,58	0,29
10	**6,5**	**0,58**	**3,78**
20	12,2	0,56	6,89
30	15,4	0,48	7,39
40	16,7	0,39	6,51
50	17,3	0,32	5,62
60	17,8	0,28	4,98
70	18,00	0,24	4,41
80	18,1	0,22	3,98
90	18,2	0,20	3,64
100	18,3	0,18	3,29
110	18,5	0,16	2,96
120	18,6	0,14	2,73

$P_{max} = 7{,}39$ [Вт]
$A = 0{,}210$ м $\cdot$ $0{,}395$ м $= 0{,}083$ [м^2]
$M_e = 1084$ [Вт/м^2]
$\eta \approx 8\%$

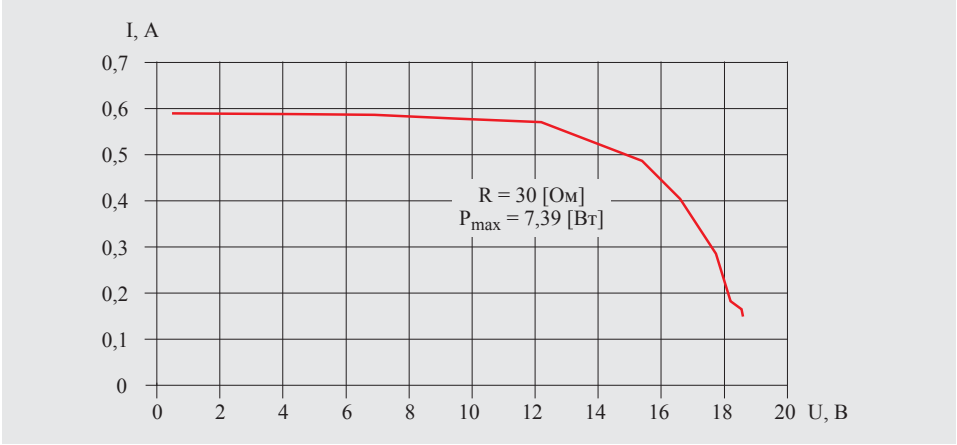


Рис. 1.49. ВАХ фотомодуля [100]

З цієї характеристики можна визначити, що найбільша потужність фотомодуля буде при опорі навантаження 30 Ом. При цьому значення струму буде становити 0,48 А, а напруги 15,4 В. Тобто режим узгодженого навантаження наступає, коли опір навантаження складає 30 Ом. Інтенсивність сонячного випромінювання була максимальною і складала M_e = 1084 Вт/м^2. За результатами досліджень ККД фотоелементу склало 8%, тоді як у Кракові 7% (згідно з літературою повинно бути біля 10–14%). Це означає, що тільки 8% сонячної енергії у Полтаві і 7% у Кракові перетворюється на електричну енергію.

1.4.5. Характеристики «прямуючих за сонцем» фотовольтажних систем

Найбільш ефективними фотовольтажними системами є сонячні батареї, що слідкують за сонцем. Вони встановлюються на спеціальних щоглах або стовпах, на яких встановлюється рухома платформа із СБ. Завдяки керованій спеціальною системою слідкування, встановлена на платформі батарея може обертатись як у горизонтальній, так і у вертикальній площині. У горизонтальній площині в напрямку зі сходу на захід кут обертання може змінюватись у діапазоні 0–270°, а по вертикалі – від 0 до 90°.



Рис. 1.50. Вигляд слідкуючих фотовольтажних батарей [274]

Залежно від міцності несучої конструкції поверхня модулів, що на ній кріпиться, може складати до 200 м^2. Ця система дозволяє отримувати до 35% більше електроенергії.

Потужні слідкуючі системи мають захист від вітрового перенавантаження та інших атмосферних впливів.

Номінальна потужність досліджуваної сонячної батареї складала 1000 Вт.

На діаграмах, представлених нижче, показано графіки робочих параметрів установки, що будуються автоматично комп'ютерною системою її управління (рис. 1.51–1.53).

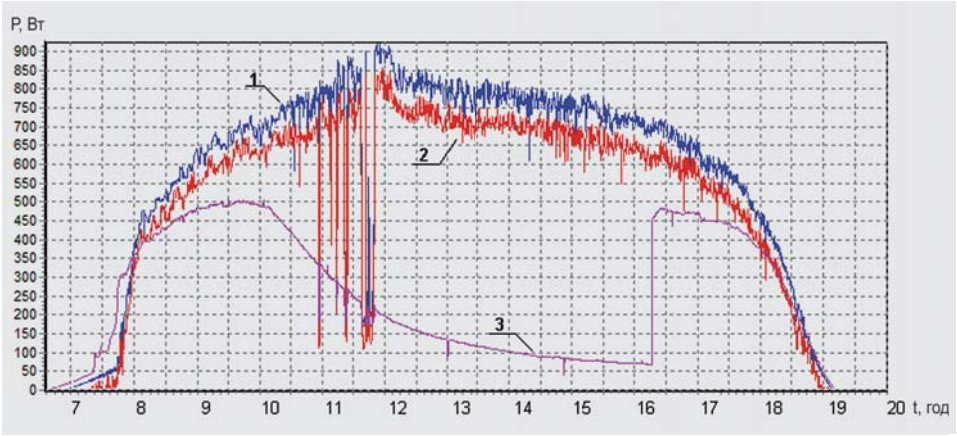


Рис. 1.51. Діаграми потужності слідкуючої сонячної батареї на протязі дня [274]:
1. Потужність, що надходить до електромережі у вигляді змінного струму.
2. Потужність, що генерується СБ (постійний струм).
3. Споживана потужність.

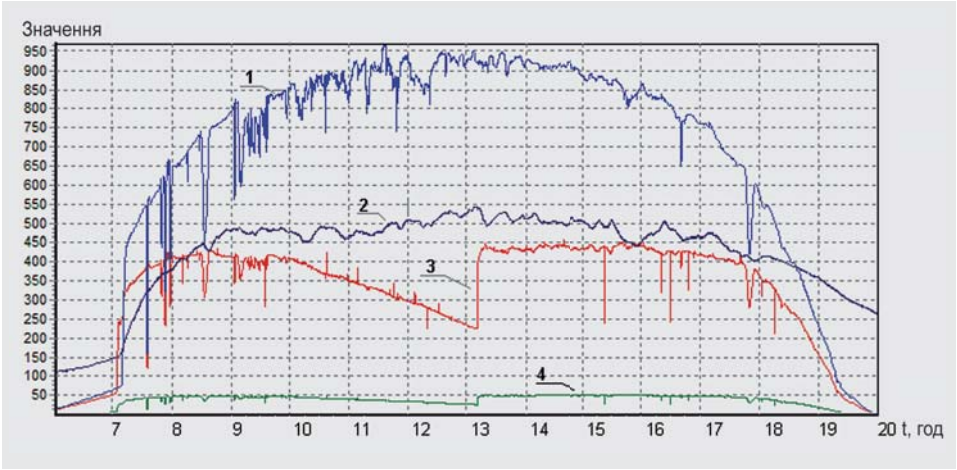


Рис. 1.52. Діаграми роботи СБ [274]
1. Потужність сонячного випромінювання G, Вт/м^2.
2. Температура на поверхні СБ (значення/10) t, °C.
3. Потужність постійного току, що виробляла СБ, Вт.
4. ККД η (значення/5).

З діаграм видно, що цей день був сонячним з невеликим захмаренням. Максимальна потужність сонячного випромінення досягала 950 Вт/м^2. Температура поверхні сонячної батарей коливалась в районі 50°C. Максимальне споживання енергії було в ранкові та вечірні годин, а з 11.00 по 16.00 електроенергія, що вироблялась СБ, живила акумуляторну батарею. ККД СБ становило біля 10%.



Рис. 1.53. Характеристика струму короткого замикання за 26.06.2011 [274]

Діаграма струму на СБ за формою практично повністю повторює діаграму інтенсивності сонячного випромінення, що ще раз підтверджує повну залежність генерованої СБ потужності від інтенсивності сонячного випромінення.

1.4.6. Конфігурація фотовольтажних систем

1.4.6.1. Автономна мережа

Застосовується для альтернативного живлення об'єктів у випадках, коли загальна мережа недоступна або взагалі не передбачена при будівництві, і сонячні батареї є основним джерелом живлення електромережі. Такими об'єктами можуть бути будинки у горах та інших віддалених місцях, маяки, метеостанції, тимчасові споруди на пасовиськах, будівництвах і т. ін. Найпростіша мережа постійної напруги (без інвертора) може застосовуватись тільки для освітлення та обігрівальних приладів. Але, зазвичай, розбудовують автономну мережу, яка здатна підтримувати параметри подібні до загальних електромереж: напруга 220–230 В, частото 50 Гц. До таких автономних мереж, крім фотовольтажної системи, можуть входити вітрогенератори, малі гіроелектростанції, дизельгенератори і т.ін. Зазвичай струм від усіх генеруючих агрегатів випрямляється та подається на акумулятори. З батареї акумуляторів він подається через контролер заряду-розряду на інвертор (220/380 В), який живить автономну електромережу. Робота всіх пристроїв у такій системі зазвичай контролюється центральним процесором.

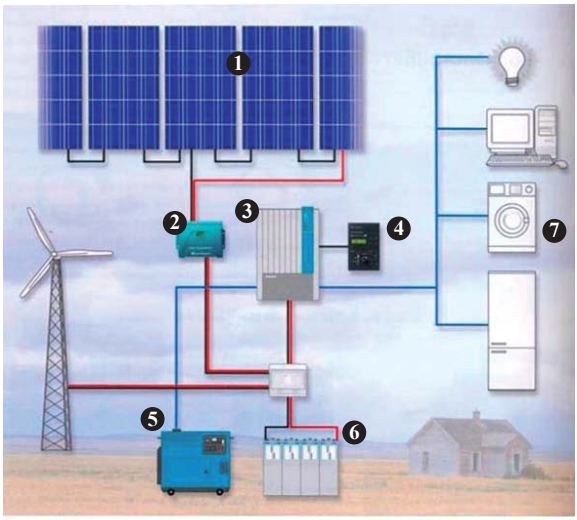
Функціональна схема такої геліоустановки представлена на рис. 1.54.

Сучасне обладнання розраховане на створення автономних систем потужністю від 1 до 100 кВт. Потужність автономної системи залежить від потужності контролерів заряду – розряду акумуляторної батареї, потужності інвертору, і кількості акумуляторів та їх характристик (В·А·год.). Архітектура системи при цьому суттєво не змінюється.

Недоліком таких систем є їх висока вартість. Зазвичай вартість додаткового обладнання для побудови автономної електромережі значно більша, ніж самі

Рис. 1.54. Автономна електромережа з декількома генеруючими пристроями [271]

1. Сонячна батарея.
2. Регулятор навантаження.
3. Двонаправлений перетворювач електроенергії.
4. Управляючий мікропроцесор.
5. Дизель-генератор.
6. Батарея акумуляторів.
7. Пристої споживання електроенергії.



фотобатареї. Крім того, підвищується складність обслуговування та експлуатаційні витрати (особливо за рахунок акумуляторної батареї).

1.4.6.2. Фотовольтажна система під'єднана до загальної електромережі.

Застосування фотобатарей для живлення загальної електромережі є більш ефективним рішенням, оскільки відпадає потреба у додатковому обладнанні. Крім фотобатареї встановлюється лише двонаправлений електричний лічильник. Коли фотобатереї виробляють надлишкову енергію, вона подається у за-

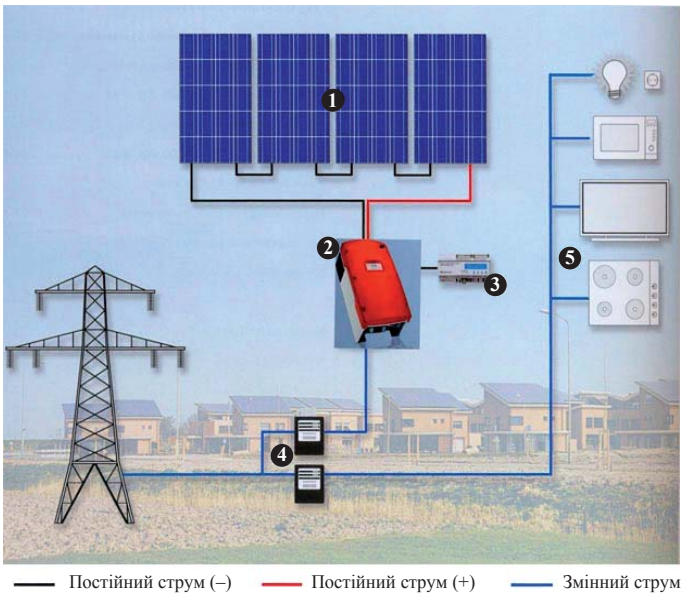


Рис. 1.55. Схема устаткування що працює на мережу [271]

1. Сонячні батареї.
2. Інвертор.
3. Схема управління.
4. Лічильники енергії (виробленої та отриманої).
5. Споживачі енергії.

гальну електромережу, коли ж енергії від фотобатарей не вистачає, то електроенергія, навпаки, надходить від загальної електромережі.

Практичные немцы, используя разницу в дневном и ночном тарифе при значительно высшей цене на “зеленую” электроэнергию, уже давно получают значительный доход от фотовольтажних систем. Днем, при максимальной мощности фотовольтажной батареи и повышенном тарифе на электроэнергию они отдают её в сеть, получая за это деньги согласно “зеленому тарифу”, а в вечернее и ночное время за счет “дешевой” ночной энергии выполняют наиболее энергорасходные технологические задачи (рис. 1.56).

Нажаль, застосування такої практики у нас поки що неможливо через законодавчу неурегульованість цих питань.

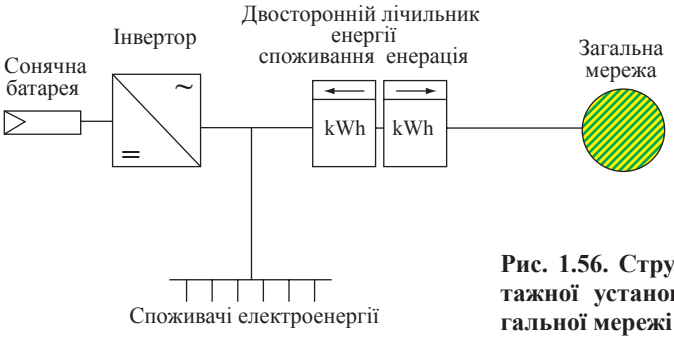


Рис. 1.56. Структурна схема фотовольтажної установки підключеної до загальної мережі [269]

1.4.7 Основні елементи фотовольтажних систем та їх технічні параметри

Типова сонячна електрогенеруюча установка складається з наступних елементів:

- сонячної батареї або фотомодулів. Виходячи з потреб споживача у електроенергії і з метою збільшення потужності фотомодулі з’єднують послідовно і/або паралельно
- акумулятора або батареї акумуляторів, основними параметрами яких є навантаження, що мусить бути узгодженим з номінальною напругою геліоустановки, і його ємність (А·год). Необхідно, щоб батарея акумуляторів була здатна накопичити таку кількість енергії, щоб її вистачало на той час, коли сонячні батареї не виробляють електричну енергію. Цикл поповнення ємкості може складати декілька годин, діб або тижнів в залежності від погодних умов характерних для даної місцевості (кількості хмарних днів);
- споживачів електроенергії (електричних приладів та агрегатів). Знаючи потужність споживачів (Вт), а також час їх роботи, ми можемо оцінити потребу в енергії, яку необхідно отримати від фотобатареї, у Вт·год. Таким чином, потужність фотобатареї повинна бути рівною або навіть трохи більшою від оціненої потужності навантаження на об’єкті;
- контролер заряду-розряду акумулятора;
- інвертора.

Прості комплекти базуються на напрузі у 12 або 24 В.

Таке рішення має дві основні (головні) переваги:
– напруга 12 В і 24 В належить до “безпечної напруги”;
– доступність складових геліоустановки.

1.4.7.1. Контроллер заряду–розряду акумуляторної батареї

У системах, де джерелом енергії є фотоелектричні батареї, для поєднання фотомодуля, акумуляторної батареї та навантаження використовують контроллер заряду – розряду акумуляторної батареї (рис. 1.57). Номінальною напругою найбільш розповсюджених регуляторів напруги є 12 або 24 В. Функціями контролера є захист акумуляторної батареї від глибокої розрядки та забезпечення оптимального навантаження. Крім номінального навантаження важливою характеристикою є максимальний струм навантаження.

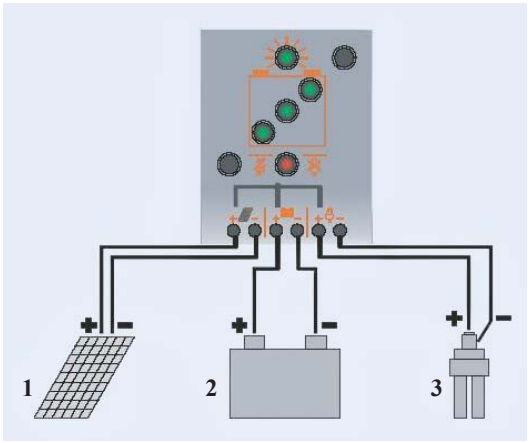


Рис. 1. 57. Узагальнена схема підключень контролера [257]

Таблиця 1.6

Технічні дані контролера SUNNY ISLAND CHARGER 40 [267]

Напруга фотовольтажної системи	12 В
Вхід (ПВ генератор)	
Макс. потужність сонячної батареї	630 Вт
Макс. напруга цифрового виходу DC	140 В DC
Макс.струм	40 А
Вихід (акумулятори)	
ДЦ номінальна потужність до 40° Ц	600 Вт
Діапазон напруги зарядки акумуляторів	12 В (8 В – 15,6 В)
Номінальний струм	50 А
Регулювання завантаження	I, U
ККД	98%
Загальні параметри	
Габаритні розміри	421 × 310 × 143
Клас захисту по DIN EN 60529	IP65
Вага	10 кг
Робота паралельна	до 4 пристроїв
Діпазон робочих температур	– 25°С до +60°С

Крім основних функцій нові модифікації контролерів дозволяють:

- аналізувати роботу фотобатареї,
- підтримувати навантаження на оптимальному рівні, і тим самим отримувати максимальну потужність від сонячного модулю;
- мають електронне управління перемикання режимів роботи за допомогою мікропроцесору;
- триступеневий режим навантаження;
- функції аварійного захисту і сигналізації;
- світлову індикацію режимів роботи ;
- автоматичне розпізнавання напруги фотовольтажної системи
- температурну компенсацію.

1.4.7.2. Інвертори

Сонячний генератор (яким би складним і великим він не був) може виробляти лише постійний струм. На щастя, є багато споживачів, що використовують саме постійний струм (зарядка акумуляторів, освітлення, радіоапаратура і так далі), але споживачів змінної напруги 220 В не менше. Для перетворення постійного струму акумуляторної батареї в змінний синусоїдальної форми, потрібний інвертор.

Інвертори – напівпровідникові прилади. Вони можуть бути поділені на два типи відповідно до типу фотоелектричних систем:

– інвертори для автономних систем сонячних батарей;
– інвертори для мережевого використання.

Вихідний каскад у обох типів багато в чому схожий, а основна відмінність – у схемі управління. Перший тип має генератор частоти, а другий повинен працювати синхронно з промисловою мережею і, як генератор частоти, використовує саму мережу.

Для усіх типів ключовим параметром є ККД, що має бути не менше 90%. Вихідна напруга автономних інверторів, як правило, складає 220В (50/60 Гц), а в інверторах потужністю 10–100 кВт можна отримувати й трифазну напругу 380 В. Усі автономні інвертори трансформують постійний струм акумуляторних батарей. Внаслідок цього вхідна напруга вибирається з ряду 12, 24, 48 і 120 В. Чим більше вхідна напруга, тим простіше інвертор і тим вище за його ККД. До форми вихідного сигналу автономних інверторів пред'являються менш жорсткі вимоги. У ряді випадків (якщо дозволяє навантаження) можливе використання інверторів з трапецієвидним вихідним сигналом. Такі інвертори коштують у 2–3 рази дешевше за інвертори з синусоїдальним вихідним сигналом. Важливим параметром автономних інверторів є залежність ККД від потужності підключеного навантаження. ККД не повинен значно зменшуватися, якщо він працює у режимі значно меншого навантаження, ніж номінальна потужність інвертора. В той же час, інвертор повинен витримувати перевантаження у вихідних ланцюгах (при підключенні електродвигунів та інших динамічних навантажень). Таким чином, до автономного інвертора висуваються наступні вимоги:

- здатність переносити без наслідків як короткочасні, так і тривалі перевантаження;
- зменшення втрат при малих навантаженнях і в режимі холостого ходу;

- стабільність вихідної напруги;
- низький коефіцієнт гармонік;
- високий ККД;
- відсутність перешкод на радіочастотах.

Іноземні фірми пропонують широкий асортимент інверторів, спеціально розроблених для сонячних батарей. Такі інвертори вже мають блок регулювальника відбору максимальної потужності, блок регулювальника заряду, а також додатковий вхід підключення дублюючого генератора (для екстреного заряджання акумуляторної батареї).

До вихідного сигналу мережевих інверторів висуваються найбільш жорсткі вимоги. Для пониження втрат на перетворення такі інвертори працюють при високій вхідній напрузі. Оскільки їх вхідні ланцюги живляться безпосередньо від сонячної батареї, інвертори мають регулятор відбору максимальної потужності (вбудований в інвертор). Мережеві інвертори мають також блок контролю потужності сонячної батареї (і включаються автоматично, як тільки потужність сонячної батареї стає достатньою для формування змінного сигналу).

1.4.7.3. Додаткове обладнання

У фотовольтажних системах будь-якої потужності для здійснення поточного та дистанційного контролю, запису робочих параметрів, обліку отриманої електроенергії може застосовуватись модем, за допомогою якого система під'єднується до локальної або всесвітньої мережі.

1.4.8. Розрахунок параметрів та кількості фотоелементів для приватного будинку

Вихідними даними для підбору обладнання для такої системи є потреби споживача в електроенергії, для чого необхідно розрахувати потужність пристроїв споживаючих електроенергію, враховуючи часовий режим їх роботи.

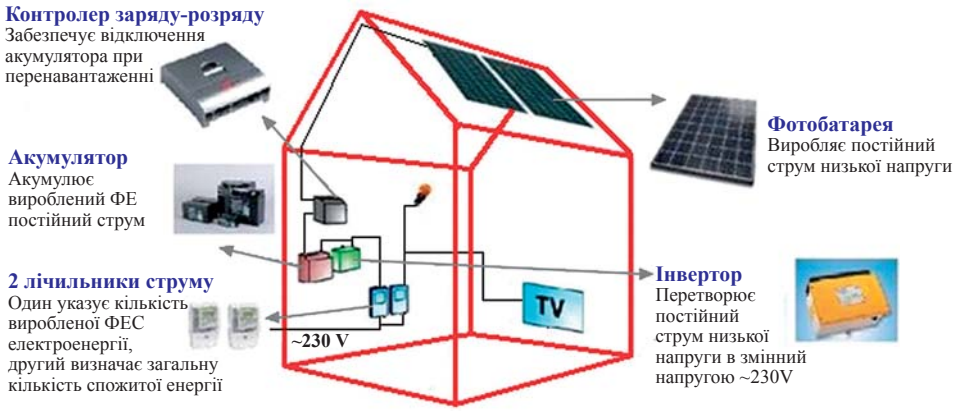


Рис. 1.58. Складові частини фотовольтажної системи на фотобатареях, що підключені до електричної мережі будинку [100]

При розрахунку фотовольтажної системи визначають номінальну потужність сонячної батареї, кількість модулів з якої вона складається, схеми з'єднання; вибір типу, умов експлуатації і ємності акумуляторної батареї (АКБ); потужність інвертора і контроллера заряду-розряду; визначаються параметри з'єднуючих кабелів.

Передусім необхідно визначити ***сумарну потужність усіх споживачів***, що підключаються одночасно. Потужність кожного з них вимірюється у ватах і вказана в паспортах виробів. У таблиці наведено приклад споживачів електроенергії приватного будинку.

Таблиця 1.7

Приклад розрахунку споживання електроенергії у приватному будинку

Споживач	Потужність (Вт)	Кількість (шт.)	Час роботи за добу (год.)	Енергоспоживання за добу (Вт/год.)
Мікрохвильова піч	1500	1	30 хв	750
Телевізор	60	1	3	180
Електрочайник	1500	1	20 хв	500
Електронасос	600	1	30 хв	300
Холодильник	100	1	24	2400
Музичний центр	40	1	2	80
Праска	1500	1	30 хв	750
Комп'ютер	350	1	4	1400
Пилосос	700	1	5 хв	58
Лампи розжарювання	60	5	3	900
Енергозберігаючі лампи	11	5	3	165
			Всього за добу:	7483 Вт

На цьому етапі підбирається потужність інвертора, яка має бути не менше, ніж у 1,25 разів більше розрахункової потреби. Слід мати на увазі, що деякі прилади, до складу яких входять двигуни (наприклад, компресорний холодильник) у момент запуску споживають потужність в 7 разів більше паспортної. Номінальний ряд інверторів – 150, 300, 500, 800, 1500, 2500, 5000 Вт. Для потужних станцій (більш 1кВт) напруга станції вибирається не менше 48 В, оскільки на великих потужностях інвертори краще працюють з вищою початковою напругою.

Наступним етапом є ***визначення ємності АКБ***. Розрахунок АКБ здійснюється простим діленням сумарної потужності споживачів на добуток напруги АКБ і значення глибина розряду акумулятора у відсотках. Наприклад, якщо сумарна потужність споживачів $P_{сп}$ Вт·год. на добу, напруга АКБ 12 В, а допустима глибина розряду (z) – 50%, то розрахункова емність складатиме:

$$P_{ак}^{д} = \frac{P_{спож}}{U_{ном} \cdot z} = \frac{7483}{12 \cdot 0{,}5} = 1247 \text{ А·год.} \quad (1.8)$$

При розрахунку місткості АКБ в повністю автономному режимі необхідно брати до уваги і погодні умови, коли сонячні батареї працюють з малою потужністю або не працюють взагалі. Якщо кількість хмарних та безхмарних днів для даної місцевості 1:1, необхідно взяти поправочний коефіцієнт $k_{хм} = 2$. Тоді ємність акумуляторів повинна складати:

$$P_{ак} = P_{ак}^{д} \cdot k_{хм} = 1247 \cdot 2 = 2494 \text{ А·год.} \quad (1.9)$$

Ємність АКБ вибирається із стандартного ряду ємностей із округленням у бік збільшення розрахункової ємності. Для наведеної системи кількість акумуляторів з ємністю 120 А·год. буде становити: 2494/120 = 20,78.

Такі пристрої, як холодильник, насоси і т.ін, мають пускові струми у 5–10 разів більші за номінальні. Отже, враховуючи запас 20%, для такої автономної системи необхідно 25 акумуляторних батарей.

Останній етап – це визначення ***сумарної потужності і кількості сонячних модулів***. У разі цілорічного використання для розрахунку необхідно знати значення сонячної радіації, яке береться в період роботи станції, коли сонячна радіація мінімальна (таблиця 1.1). Необхідно враховувати і коефіцієнт зменшення ефективності фотобатереї при різних орієнтаціях світлочутливої площини.

Знаючи значення сонячної радіації і розділивши його на 1000, отримаємо так звану кількість пікових годин, тобто, умовний час, на протязі якого сонце світить з інтенсивністю еквівалентній 1000 Вт/м^2.

Наприклад, для широти Полтави і місяця липня значення сонячної радіації складає 170 кВт·год./м^2 при орієнтації майданчика на південь під кутом 40^o до горизонту. Це означає, що середньостатистично сонце світить у липні 170,8 годин (5,5 годин на день) з інтенсивністю 1000 Вт/м^2, хоча середня освітленість на протязі дня не перевищує 700 – 750 Вт/м^2.

Один модуль потужністю P протягом вибраного періоду виробить наступну кількість енергії :

$$W = \frac{k \cdot P \cdot E}{1000}, \text{ кВт·год.} \quad (1.10)$$

де E – значення пікових годин, k – коефіцієнт рівний 0,5 влітку і 0,7 в зимовий період, який враховує втрату потужності сонячних елементів при нагріві на сонці та кут падіння променів на поверхню модулів впродовж дня. Різниця в його значенні взимку і влітку зумовлена меншим нагрівом елементів у зимовий період.

Виходячи з сумарної потужності споживаної енергії і приведеної вище формули, легко розрахувати сумарну потужність модулів.

Наприклад, фотомодуль ФСМ-240 потужністю 240 Вт протягом середньостатистичного дня у липні виробить:

$$W = \frac{0{,}5 \cdot 240 \cdot 5{,}5}{1000} = 6{,}6 \text{ кВт·год.} \quad (1.11)$$

Знаючи необхідну сумарну потужність СБ, простим діленням її на потужність одного модуля, отримаємо кількість модулів.

$$n = \frac{P_{спож}}{P_{см}} = \frac{7483}{240} = 31 \quad (1.12)$$

Таким чином, автономна сонячна електростанція із 31 сонячним модулем та акумуляторами здатна повністю забезпечити потреби у електроенергії приватного будинку.

Таблиця 1.8

Орієнтовна вартість обладнання

Наименование	Количество	Цена	Сумма $
Фотоелектричні модулі	31	540	16 740
Акумуляторні батареї	25	190	4 750
Інвертор P = 2,4 кВт	1	2500	2 500
Контроллер заряда-разряда	1	300	300
З'єднувальні кабелі			350
Всего			**24 640**

Вартість установки і монтажно-налагоджувальних робіт складає 20–25% від вартості комплектуючих елементов та матеріалів.

Суми інвестицій у фотовольтажні системи можуть суттєво відрізнятись в залежності від потужності системи, місця її розташування та можливості під'єднання до загальної електромережі, складності та ціни комплектації фотовольтажної системи.

Розрахунки, зроблені у Західнопоморському Технологічному університеті в Щецині доводять, що сонячна електростанція потужністю 1 кВт здатна виробити щороку близько 1000 кВт·год. електроенергії.

Ціна 1 кВт·год. на Україні значно менше, ніж у Польщі та інших країнах Європи, тому термін окупності таких систем занадто великий (до 25 років).

Отже, за нинішніх юридично-фінансових умов в Україні і Польщі інвестування в сонячні електростанції без додаткової фінансової підтримки поки що є нерентабельним.

Але, не зважаючи на значну ціну, фотовольтажні системи широко застосовуються у Європі і Польщі, зокрема для освітлення дорожніх знаків, живлення радарів та аварійних систем (system SOS), телефонів вздовж автострад, паркувальних автоматів. За деякими прогнозами вже до 2020 року ціна енергії отримуваної від фотовольтажних систем і ЄС зрівняється з ціною електроенергії від традиційних джерел.

Реалізація проектів зі встановлення сонячних електростанцій можлива за таких умов:

Здешевлення СЕ та іншого додаткового обладнання;

Можливість швидкого та прозорого отримання коштів за «зелену електроенергію» як промисловими підприємствами так і приватними особами.

Дешеві кредити та дофінансування проектів сонячної енергетики. Наприклад, у Польщі можливе дофінансування у формі позики з можливістю часткового її погашення через NFOSiGW (Національний фонд охорони довкілля і водного господарства) становить близько 4000 зл/кВт.

Підвищення шансів на успіх проектів такого типу можливо досягти при його фінансуванні за рахунок низьковідсоткового кредиту, наприклад, з Банку Охорони Довкілля (BOS) або дофінансування з фондів ЄС.

Підвищення рентабельності таких проектів у перспективі декількох років може бути досягнуте за рахунок того, що вартість модернізації промислових електростанцій з метою обмеження викидів CO_2 на 1 тонну становить близько 200 євро (2010 рік).

1.4.9. Монтаж корпусних сонячних модулів

Кріплення корпусних елементів на профільованій рамі полегшує монтаж фотоелементів. Переважним чином такі модулі монтуються на похилому боці даху будинку, направленому на південь. У польських умовах оптимальний кут нахилу батареї для цілорічного використання становить близько 65° до горизонту, а при літній експлуатації 35–45°. Горизонтальний монтаж батареї небажаний, оскільки при цьому не використовується миючий ефект дощу для очищення поверхні від пилу.

З 1 січня 2007 р. в ЄС діють норми DIN 1055, що регламентують способи та методи монтажу сонячних модулів, принципів безпеки та охорони праці, способів експлуатації.

1.4.9.1. Монтаж на похилому даху

Монтаж колекторів як на похилому даху, так і на плоскому складається з двох етапів. На першому етапі до даху на спеціальних зацепах або кронштейнах кріпляться базові профілі, а на другому етапі до базових профілів за допомогою затискувачів монтується сонячний модуль.

Сучасні конструкції кріплення корпусу сонячного колектору за допомогою болтових зажимів з одного боку забезпечують необхідну жорсткість, а з іншого дозволяють «вільне» розташування профілів у межах розміру колектора. Це дозволяє розташовувати кріплення базових профілів, «прив'язуючись» до вже існуючої конструкції даху.

Найчастіше базові профілі виконуються з алюмінію, що забезпечує їм необхідну міцність та легкість. Такі елементи мають стійкість до атмосферних впливів і мають довгий строк експлуатації. Залежно від місця і способу монтажу використовуються різні типи конструкцій.

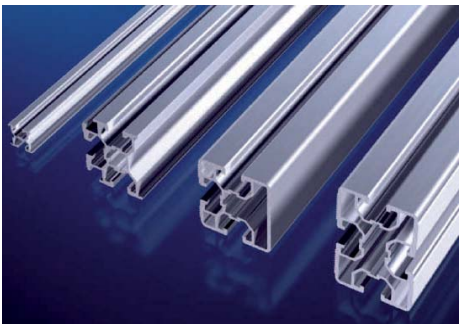


Рис. 1.59. Різні типи базових профілів [271]

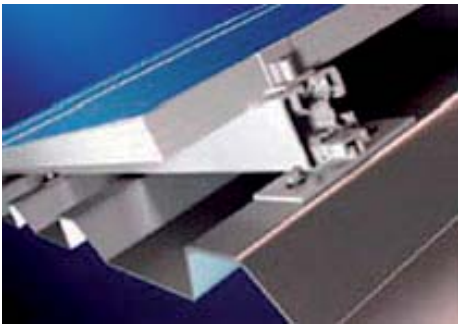


Рис. 1.60. Монтаж несучих балок фотомодуля на даху покритому трапецієвидною жерстю [271]

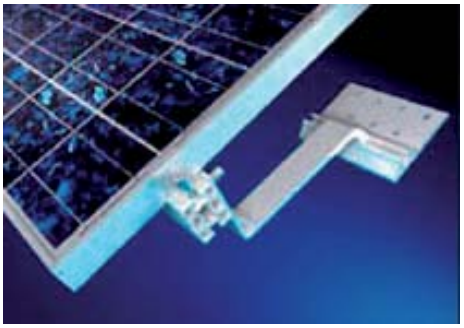


Рис. 1.61. Монтаж несучих балок фотомодуля на кронштейнах [271]

Система кріплення на основі базових профілей дає можливість монтажу на будь-яких поверхнях покриття даху, на фасадах будинків, на стойках на плоскій поверхні і т.ін. Чотири профілі розраховані на різні навантаженя (рис. 1.59), які повинні враховувати не тільки вагу системи але й вітрові навантаження, вагу снігу і т.ін. Найбільш легкий профіль може застосовуватися до фотомодуля площею 1,80 м^2, найбільший з вказаних до 2,87 м^2. Покрівельні зацепи, клемні коробки, і інші додаткові додаткові елементи гвинти, затискувачі і тому подібне під час монтажу безпосередньо прикручуються до базового профілю.

1.4.9.2. Монтаж фотомодулів на плоскому даху, землі

Монтаж фотобатарей на плоскому даху, поверхні землі та інших плоских поверхнях виконують на спеціальних рамах, до яких кріпляться несучі балки. Як і в випадку монтажу на даху, сам фотомодуль кріпиться безпосередньо до несучих профілів. Рами, в залежності від місця розташування, потужності установки (кількості фотомодулів) можуть бути закріплені на палях, грунтовому фундаменті, стовпах або кронштейнах закріплених до плоскої поверхні і т.ін.

Рамная конструкция, обычно, выполняется из алюминиевых профилей или из оцинкованного металла. Ее размеры и угол наклона рассчитываются в залежності от количества фотомодулей и необходимого углу наклона панели для максимального использования энергии солнечного излучения.





Рис. 1.62. Монтаж фотобатареї на поверхні грунту з рамою на фундаменті [271].

1.4.10. Способи монтажу сонячних батарей на базі еластичних фотополімерів на плоскому даху

На відміну від монтажу жорстких конструкцій класичних сонячних батарей з кремнію еластичні сонячні батареї з фотополімерів не потребують жодних додаткових конструкцій для монтажу і можуть бути закріплені безпосередньо на поверхні даху. Покладені на ці поверхні сонячні батареї з фотополімерів можуть слугувати додатковою гідро- та теплоізоляцією. Сонячні батареї укладають на нових будівлях з великими плоскими покрівлями або при реконструкції старих покрівель. Способи монтажу та укладки таких поверхонь дуже прості й подібні до укладки звичайного руберoїду. Краї розгорнутих на поверхні рулонів припаюються один до одного за допомогою гарячого повітря. Єдиною відміною є необхідність електричних з'єднань.

Ще однією перевагою є їх легкість у порівнянні з традиційними покрівельними матеріалами. Не рекомендується монтаж таких фотоплівок на похилих поверхнях у зв'язку з їх низьким ККД.

Так як ККД таких фотополімерів поки що доволі низький, для отримання необхідної потужності потрібні значні площі даху. За рік із 1 м^2 такої фотобатареї отримують до 800 кВт·год. електроенергії [259].







Рис. 1.63. Етапи монтажу полімерних плівок: розкатування, електричне з'днання, зварка країв [271]

Перевагою таких фотобатарей є меша залежність вихідних електричних параметрів від перепадів температури та порівняно висока ефективність при розсіяному (через хмари) світловому випроміненні. Відсутня необхідність заземлення та громовідводів.

Річна продуктивність таких СБ становить близько 750 кВт·год. з 1 кВт встановленої потужності.

1.4.11. Етапи виконання проекту встановлення фотовольтажної системи

1.4.11.1. Технічні умови, проект

Будь-який проект починається з попереднього технічного та економічного аналізу. На етапі попереднього аналізу, виходячи з технічних умов, визначають необхідну потужність системи, технічну концепцію та схему системи . На етапі попереднього аналізу необхідно врахувати можливості оптимального використання поверхонь для встановлення фотобатарей, вже існуючу енергетичну систему, технічні можливості установки основного та додаткового обладнання. Комп'ютерне моделювання системи може значно полегшити роботи на цьому етапі, підвищити точність розрахунків та надати можливість розглянути декілька базових варіантів побудови системи.

При проектуванні дотримуються такого порядку:

- визначають конфігурацію під'єднання до мережі (автономна або під'єднана до загальної електромережі). Від цього залежить як спосіб прийому енергії та склад обладнання, так і пакет необхідних документів;
- по виконанні попереднього пункту необхідно визначитись з номінальною потужністю системи та номінальною напругою, розрахувати кількість фотомодулів та визначити спосіб їх монтажу. Розраховують потужність контролеру заряду та інвертору, спосіб монтажу кабельних з'єднань та їх довжину і т.ін.
- визначають необхідну кількість інвестицій для втілення проекту в життя, оцінюють можливості фінансування та дофінансування проекту;
- у разі, якщо систему планують під'єднати до загальної електромережі, визначають вимоги для під'єднання та склад необхідних пакетів документів;
- визначають термін виконання та складають план дій.

Основні питання, на які необхідно звернути увагу при монтажі фотобатареї.

В залежності від ККД конкретних сонячних батарей залежність встановленої потужності від площі поверхні буде різною. Для найбільш популярних кремнієвих панелей у приблизних розрахунках необхідної площі можна виходити із співвідношення, що на 1 кВт встановленої потужності необхідно 10 м^2 поверхні даху, направленої на південь. Нахил встановлених фотомодулів повинен становити від 20° до 50° до лінії горизонту.

При рядному встановленні фотомодулів відстань між ними зазвичай береться зі співвідношення:

$$A = 3{,}7 \cdot L \qquad (1.13)$$

де:

A – відстань між фотомодулями, м;
L – висота фотомодуля, м.

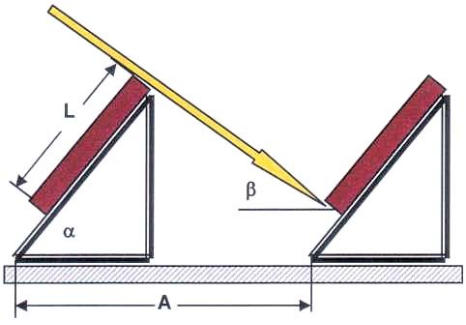


Рис. 1.64. Спосіб монтажу у рядах

Необхідно також враховувати і можливість затінення фотобатареї деревами, іншими будинками та спорудами і т.ін.

$$L = 3 \cdot H \qquad (1.14)$$

де:

L – відстань від будинку, м;
H – висота перешкоди відностно нижнього краю фотомодуля, м.

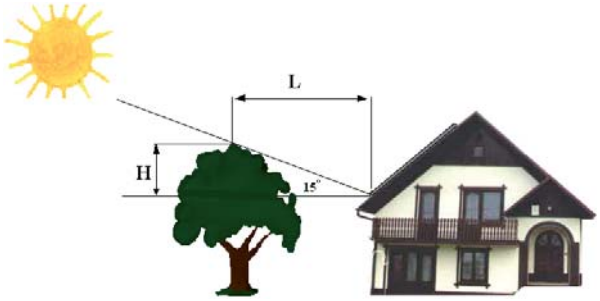


Рис. 1.65. Спосіб монтажу СБ з врахуванням фактору затінення [261]

Фотомодулі під'єднуються до з'єднуючих кабелів спеціальними роз'ємами, стійкими до атмосферних умов.

Кабелі прокладаються у лотках, а місця з'єднань повинні бути гарно гідроізольованими. Струмопровідна жила з'єднуючих кабелів повинна бути мідною і мати переріз відповідний максимальному струму фотобатареї. 1 мм^2 мідної жили попускає до 10 А струму. Ізоляція електричних кабелів повинна бути стійкою до атмосферних впливів і ультрафіолетового спектру сонячного випромінення.

При монтажі необхідно враховувати і відстань від громовідвідників та незаземлених металевих конструкцій. Вона повинна бути не меншою за 1 м.



Рис. 1.66. Монтаж кремнієвих сонячних модулів [312]

1.5. Висновки

Сонячна електроенергетика є перспективним видом, що використовує невичерпну енергію Сонця. За потужністю з усіх видів ВДЕ вона займає друге місце після вітрової енергетики і має велику динаміку розвитку.

Переваги сонячної енергетики

- Сонце має практично невичерпний запас енергії, доступної безкоштовно.
- Існують значні запаси кремнію – основної сировини для виробництва СЕ.
- Використання сонячної електроенергетики не має негативного впливу на клімат і не впливає на енергетичний баланс Землі.

– Безшумність та надійність роботи сонячних електростанцій: сучасні СЕ працюють впродовж 30–50 років. У кремнієвих елементів після 25 років ККД зменшується на 20%.
– Матеріали, з яких виробляються СЕ нетоксичні і по закінченні строку служби після переробки можуть знову використовуватись при виробництв СЕ.
– Сонячні модулі легкі в установці та експлуатації. Сонячні станції не вимагають особливого обслуговування і працюють в автоматичному режимі.
– Найбільш вигідне застосування сонячних систем на віддалених об'єктах і у сільських територіях. Для таких об'єктів монтаж та обслуговування електромереж може виявитись набагато дорожчим за встановлення автономної фотовольтажної системи.
– Новітні фотосприймаючі матеріали можуть додатково виконувати покривельні та декоруючі функції.
– Із удосконаленням технологій і збільшенням виробництва спостерігається значна динаміка здешевлення СЕ і зменшення терміну окупності ссонячних електростанцій.
– Збільшення безпеки енергопостачання та диверсифікація поставок електроенергії.

Недоліки сонячної електроенергетики.

Головним недоліком фотовольтажних систем є нерівномірність їх роботи і залежність від погодних умов. Зазвичай цикли виробництва та використання електроенергії не співпадають. Тому необхідні значні зусилля та додаткові кошти на організацію систем накопичення електроенергії або на сполучення з загальними електромережами.

Для будівництва сонячних електростанцій вимагаються великі площі землі. Приміром, для електростанції потужністю 1 ГВт може знадобитися ділянка площею декілька десятків квадратних кілометрів. Будівництво сонячних електростанцій такої потужності може привести до зміни мікроклімату в прилеглій місцевості, тому встановлюють в основному фотоелектричні станції потужністю 1-2 МВт недалеко від споживача або навіть індивідуальні і мобільні установки.

Дуже висока ціна сонячних елементів порівняно з іншими джерелами енергії. Але з розвитком технологій і зростанням цін на традиційні енергоносії цей фактор стає не таким значним.

Вплив пилу та інших забруднень на ефективність роботи СЕ.

Залежність ефективності СЕ від температури. При збільшенні температури ефективність СБ може зменшуватись до 40%.

В залежності від матеріалу та конструкції СЕ через деякий час ефективність фотоелектричних елементів починає знижуватися. У традиційних – кремнієвих ефективність падає через 25–30 років у деяких сучасних плівкових, ортаганічних СЕ вже за 2–3 роки.

Екологічні проблеми

При виробництво деяких фотоелементів використовуються токсичні матеріали.

1.6. Сонячна теплоенергетика

1.6.1. Розвиток світової сонячної теплоенергетики

Технологія сонячних теплових колекторів у цілому практично доведена до досконалості. Проте існують можливості подальшого зниження цін виготовлення таких систем за рахунок як виготовлення великих об'ємів виробництва та вдосконалення технологічних процесів і матеріалів, так і маркетингу. Наразі в країнах Європейського союзу існує близько 1300 малих підприємств, діючих у цьому секторі, у роботі яких безпосередньо зайняті близько 100 000 осіб, а вартість продукції складає 4,5 млрд Евро (табл. 1.9–1.10) [82]. Навіть при нинішніх цінах на обладнання та енергоресурси підігрів гарячої води і часткове опалення за допомогою сонячних термічних колекторів є конкурентними щодо електричного і газового обігріву.

Не дивлячись на деякий спад на ринку теплових геліосистем у кризовий період, очікується, що у 2012–2013 рр. кількість колекторів, змонтованих у країнах ЕС за рік, стабілізується на рівні 3,6 млн. м^2. У Польщі за останні два роки кількість змонтованих сонячних теплових колекторів становить біля 150 тис. м^2 загальної поверхні щорічно. У 2010 році потужність встановлених сонячних колекторів становила 80 МВт [73].

У Німеччині в 2010 році було замонтовано 1 135 000 м^2 сонячних колекторів, що показує спад на 28,6% до 2009 року. В Іспанії також зафіксовано деякий спад у інсталяції геліосистем. Він складає 13,7% [29]. Але позитивним можна вважати той факт, що збільшилася доля геліосистем, встановлених у громадських місцях – госпіталях, санаторіях, готелях і т.ін. У Польщі кількість поверхні замонтованих геліоколекторів за цей рік не змінилась і складає 15 тис. м^2. У 2010 році замонтовано 146 тис м^2, теплова потужність яких складає 80 мВт. Зараз у Польщі загальна площа замонтованих колекторів складає 655 тис м^2, потужність яких можна порівняти з ТЕС у 400 мВт [73].

Таблиця 1.9

Поверхня і теплова енергія сонячних колекторів, встановлених в деяких державах ЄС у 2009–2010 рр. [29]

Країна	м^2/2009	МВт · год.	м^2/2010	МВт · год.
Німеччина	12 909 000	9036,3	14 044 000	9830,8
Греція	4 076 200	2853,3	4 610 000	2855,3
Австрія	4 330 000	3031,0	4 330 000	3227,0
Франція	2 839 025	1287,3	2 100 000	1470,0
Іспанія	1 865 036	1305,5	2 203 636	1542,5
Голландія	761 000	532,7	796 000	557,2
Італія	2 014 875	1410,4	2 503 949	1752,8
Польща	509 863	356,9	655 742	459,0
Європейський союз	32 572 114	22 800,5	35 908 036	25 135,6

Таблиця 1.10

Кількість плоских і вакуумних колекторів змонтованих в ЄС в 2009 році та кількість виробленої теплової енергії [29]

Країна	Плоскі колектори	Вакуумні колектори	Сума	Енергія МВт · год.
Німеччина	840 000	100 000	940 000	672,0
Франція	311 000	12 000	323 000	230,3
Греція	279 000	4 000	283 000	188,0
Італія	210 000	35 000	245 000	173,3
Іспанія	251 000	11 000	262 000	183,2
Польща	47 032	21 115	68 147	47,7
ЄС	2 502 568	249 284	2 751 852	2038,5

У 2010 році, як і роками раніше, на європейському ринку домінує технологія плоских колекторів (86,6%), в той час як доля вакуумних становить лише (9,8%) [73].

У Німеччині у 2010 році на 1000 мешканців припадало біля 172 м^2 колекторів, в той час як у Польщі лишк 4,5 м^2 [73]. Програма «Один квадратний метр сонячної енергії на одного мешканця» передбачає до 2030 року досягти кількості поверхні замонтованих колекторів до такого рівня, щоб на одного мешканця Європи припадало один квадратний метр сонячних колекторів. Такими є амбітні цілі, поставлені Програмою Європейської технологічної платформи відновлюваної енергетики (ETP-RHC) на конференції ESTEC, щодо термічної енергії що проходила у Мюнхені у 2011 році [315].

Експерти Всесвітнього Банку вважають, що найбільш раціональним способом використання теплової енергії сонця є будівництво великих геліоустановок із застосуванням сонячних колекторів, наприклад у лікарнях, готелях, здравницях, санаторних комплексах. Подібні проекти стимулюватимуть подальший розвиток сонячних технологій. Експерти США оцінюють, що ціни обігріву будинків за «сонячною» технологією вже за два роки можуть досягти рівня 4 центів за 1 кВт · год., що зробить геліоустановки конкурентоздатними по відношенню до традиційних джерел енергії [110].

За оцінками експертів, з огляду на поступове зниження цін на обладнання загальна поверхня геліоустановок у приватних будинках країн Європейського союзу в 2010-2013 роках повинна досягти рівня близько 41,1 млн. м^2 [73]. Значно збільшується також і кількість геліоустановок, змонтованих на потужних об'єктах громадської та приватної власності лікарнях, санаторіях, готелях і т.ін.

1.6.2. Сучасний стан сонячної теплоенергетики в Україні

В Україні сонячне теплопостачання має достатній досвід використання. Ще з 80-х років минулого століття у Криму активно впроваджувались установки, що працювали на екологічно чистих, відновлювальних джерелах енергії. Тоді

ж дала струм перша кримська сонячна електростанція в Щолкіно. Кримська експериментальна сонячна електростанція з використання сонячної енергії, розташована поблизу Алушти, займалася розробленням нових типів обладнання і технологій із використання сонця і морської води. Життєдіяльність цієї єдиної свого роду бази забезпечували сонячні колектори загальною площею 830 м^2, встановлені на схилах стін будівлі. Стелі, підлоги, з вмонтованими трубами-змійовиками, по яких циркулювала вода, давали тепло у прохолодну погоду, а в спеку – прохолоду. Енергія Сонця використовувалася і для кондиціонерів, і для підігріву морської води у плавальних басейнах. Ці методи знаходили застосування в оздоровчих закладах Криму. Використання сонячної енергії давало можливість, наприклад, у 1989 році тільки в Алушті ліквідувати до 40 котелень, де за рік спалювалося понад 23 млн. м^3 природного газу і 23 тис. т рідкого палива, отруюючи цілюще кримське повітря [300].

На даний момент розвиток геліоенергетики в Україні стримується високою вартістю обладнання та великим терміном окупності. В даний час вартість сонячних колекторів, які відповідають світовому технічному рівню, складає 200–400 дол. США за 1 м^2.

За існуючими даними загальна площа змонтованих сонячних колекторів у світі на кінець 2008 року становила 300 млн. м^2; в Україні ж впроваджено тільки близько 45 тис. м^2 сонячних колекторів. На даний час немає чіткої стимулюючої державної політики та фінансових інструментів для сприяння швидкого розвитку геліоенергетики. Тому не дивлячись на сприятливі кліматичні умови, значний науково-технічний та технологічний потенціал і розвинену нормативну базу для проектування просування сонячних технологій енергозабезпечення йде досить повільно.

Українські колектори сонячної енергії, розроблені Проектним інститутом нетрадиційних електротехнологій, за теплотехнічними показниками не поступаються кращим світовим зразкам, але поки що істотно програють за металомісткістю і довговічністю основних елементів – поглинача теплової енергії і світлопроникного покриття. Наближаються до світового рівня теплотехнічне обладнання для геліосистем фірм SintSolar, м. Запоріжжя та фірми Афрос, м. Сімферополь, але за вартістю вони поступаються обладнанню китайського та турецького виробництва, а за якістю обладнанню європейських виробників [301]. Тому більшість змонтованих в Україні геліосистем для нагрівання води базуються на імпортному, зокрема китайському, турецькому, німецькому, польському обладнанні.

В Україні, як в інших країнах, геліосистеми для підігріву води знайшли застосування у санаторно-курортних комплексах, приватних будинках, готелях, спорудах громадського застосування, оздоровчих та спортивних закладах. У сільськогосподарському виробництві пріоритетними напрямами застосування сонячної енергії є геліосистеми, що забезпечують гарячою водою тваринницькі ферми і пасовища. Саме тут є можливість найбільшої економії паливно-енергетичних ресурсів, оскільки гаряча вода – невід'ємний атрибут тваринницької і молочно-товарної ферми. Великі перспективи використання енергії Сонця є у рільництві, тепличному вирощуванні овочів і процесах їхньої переробки та сушіння [302].

1.6.3. Класифікація геліосистем

Системами сонячного теплозабезпечення (геліосистемами) називаються системи, що використовують як джерело енергії сонячну радіацію. Їх характерною відмінністю від інших систем низькотемпературного опалювання є застосування спеціального елементу, призначеного для конверсії сонячної радіації в теплову енергію. Зазвичай у ролі таких спеціальних елементів виступають сонячні колектори. За способом використання сонячної радіації системи сонячного низькотемпературного опалювання підрозділяють на пасивні і активні.

Пасивними називаються системи сонячного опалювання, в яких елементом, що сприймає сонячну радіацію і перетворює її в теплову енергію, слугує сама будівля або її окремі елементи та конструкції (будівля-колектор, стіна-колектор, покрівля-колектор і тому подібне).

Активними називаються системи сонячного низькотемпературного опалювання, в яких елемент абсорбуючий сонячне випромінення є самостійним окремим пристроєм, що не відноситься до будівлі. Активні геліосистеми можна класифікувати:

- *за призначенням* (системи гарячого водопостачання, опалювання, комбіновані системи для цілей теплохолодозабезпечення);
- *за видом використовуваного теплоносія* (рідинні – вода, антифриз і повітря);
- *за тривалістю роботи* (цілорічні, сезонні);
- *по технічному рішенню схем* (одно-, дво-, багатоконтурні).

Повітря є широко поширеним незамерзаючим в усьому діапазоні робочих параметрів теплоносієм. При застосуванні його в якості теплоносія можливе поєднання систем опалювання з системою вентиляції. Недоліком таких систем є значна матеріаломісткість у порівнянні з рідинними системами, тому що повітря у якості теплоносія має малу теплоємність.

Вода є тепломістким і широкодоступним теплоносієм. Проте при температурах нижче 0°С в неї необхідно додавати незамерзаючі рідини. Крім того, треба враховувати, що вода, насичена киснем, викликає корозію трубопроводів і установок. Але витрата металу у водяних геліосистемах значно нижча, що великою мірою сприяє ширшому їх застосуванню.

Сезонні геліосистеми гарячого водопостачання зазвичай одноконтурні і функціонують в літні й перехідні місяці, в періоди з позитивною температурою зовнішнього повітря. Вони можуть мати додаткове джерело теплоти або працювати без нього залежно від призначення обслуговуваного об'єкту і умов експлуатації. Опалювальні геліосистеми будівель зазвичай двоконтурні або найчастіше багатоконтурні, причому для різних контурів можуть бути застосовані різні теплоносії (наприклад, в геліоконтурі – водні розчини незамерзаючих рідин, в проміжних контурах – вода, а в контурі споживача – повітря).

Комбіновані геліосистеми цілорічної дії для цілей теплохолодозабезпечення будівель багатоконтурні і включають додаткове джерело теплоти у вигляді традиційних газоспалювальних, електричних, твердопаливних котлів або іншого теплогенеруючого обладнання.

Основним елементом активної системи сонячного теплозабезпечення є сонячний колектор.

1.6.4. Сонячні колектори

1.6.4.1. Класифікація сонячних колекторів

Сонячні колектори це спеціальні теплообмінники, на яких енергія сонячного випромінювання перетворюється в теплову енергію. Теплоносієм для передачі енергії від сонячного колектору або сонячної батареї зібраної з групи колекторів може слугувати незамерзаюча рідина, наприклад розчин гліколю, вода або, рідше, повітря.

Залежно від робочої температури колектори можна поділити на три групи:

- ***низькотемпературні:*** температура теплоносія до 100°С. Зазвичай, це звичайні плоскі колектори;
- ***середньотемпературні***: температура теплоносія 30–165°С. Це вакуумні колектори з трубкою *heat-pipe*;
- ***високотемпературні***: температура теплоносія 20–300°С. Вакуумні колектори з рефлекторами та концентраторами.

В залежності від форми абсорбуючої поверхні колектори бувають плоскі, трубчасті, та трубчасті з концентруючими дзеркалами.

У всесезонних системах у якості робочої рідини частіше всього використовується незамерзаюча рідина – гліколь. У сезонних системах може використовуватись звичайна вода. У повітряних геліосистемах, відповідно – повітря. В залежності від робочих температур, технічних завдань, цінової політики виробника тощо сонячні колектори можуть мати різну конструкцію та виконуватись з різних матеріалів.

В залежності від конструкції сонячні колектори можна поділити на плоскі, плоскі вакуумні, трубчасті вакуумні різних технологій, плоскі мати зі штучних матеріалів і т. ін.

Ефективність конверсії енергії сонячної радіації в теплову енергію залежить від втрат тепла до зовнішнього середовища, віддзеркалювання від скла та абсорбера.

1.6.4.2. Будова плоских колекторів

Конструкція.

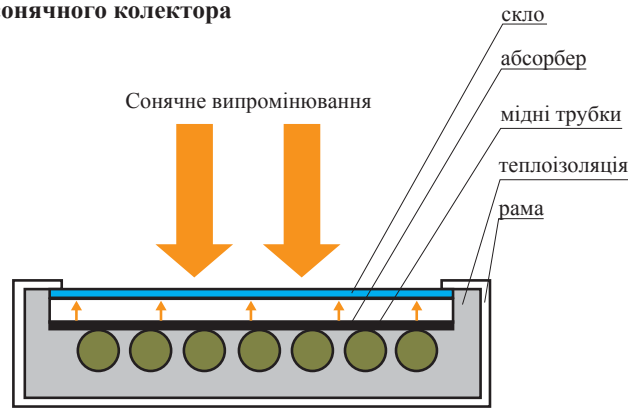
Основним елементом типового плоского колектора є поглинальна пластина, або абсорбер, на якій і проходить термічна конверсія сонячного випромінювання. На рис. 1.67 та 1.68 представлено схеми плоских колекторів різної конструкції. Через мідні труби, закріплені на абсорбуючій пластині проходить теплоносій, що відбирає надлишкову теплову енергію і виносить до споживача або до накопичувача.

Конструкція плоских сонячних колекторів використовує пряме або розсіяне сонячне випромінювання і не передбачає його концентрації. Вони характеризуються простою конструкцією та низькою ціною.

Основні частини плоского сонячного колектору

Захисна світлопроникна теплоізоляція найчастіше виконується з боросилікатного скла з низьким вмістом оксидів заліза. З одного боку вона повинна

Рис. 1.67. Переріз плоского сонячного колектора



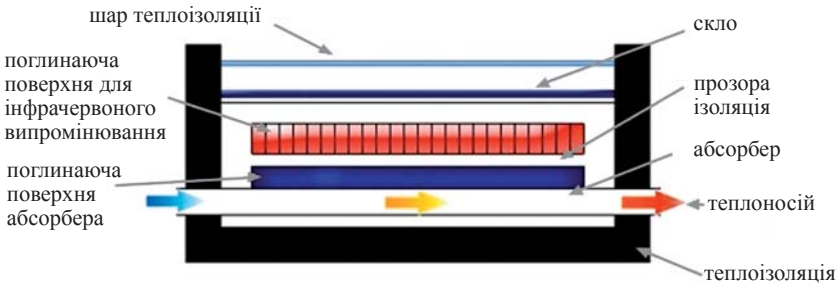


Рис. 1.68. Розріз плоского колектора

пропускати максимальну частину теплової сонячної енергії, а з іншого зменшувати теплові втрати. Застосування призматичного скла може значно покращити ефективність колекторів. Одним з часто вживаних при виготовленні плоских сонячних колекторів видів скла, є скло під назвою Diamat. Все ширше використовується скло Centros Solar Glas, виконане із застосуванням нанотехнології, товщиною 4 мм. Воно має два антирефлексивні шари: верхній і нижній, проникність світла – 96% (Diamat – 91%). Наразі вартість цього віконного скла удвічі вища від звичайного віконного скла Diamat.

Абсорбер – головний елемент сонячного колектора, виготовляється з металу з високою теплопровідністю. Найчастіше це мідь або алюміній, з різними видами покриття. Залежно від виду колектора покриття може бути селективним, що добре адсорбує тепло, але обмежує його емісію, або неселективним, яке також добре адсорбує тепло, але, в той же час, і рівень його емісії є високим. Неселективні покриття виконуються з чорних лаків (рис. 1.69), а селективні – як результат гальванічної пігментації чорним хромом або іншими сполуками

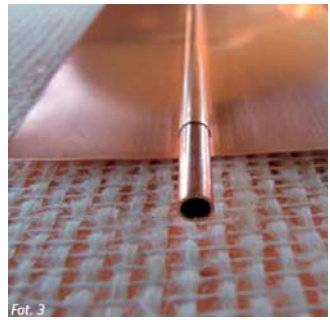


Рис. 1.69. Фото абсорберу без покриття з тепловідвідною трубкою [207]

(напр., оксидом алюмінію, пігментованим нікелем). Очевидно, селективні покриття мають значно кращі показники, завдяки чому знайшли широке застосовування в сонячних колекторах.

До панелі абсорбера припаюються мідні тепловідводні трубки з мідною стрічкою, через які проходить рідкий теплоносій.

Однією з найбільших відмінностей абсорберів плоских колекторів різних виробників є форма трубок, що відводять за допомогою робочої рідини тепло від колектору.

Система тепловідведення може складатися з паралельно розташованих трубок, під'єднаних до основних трубчастих колекторів (решітчаста структура) (рис. 1.70, а) та у вигляді змійовика (меандру) (рис. 1.70, б) .

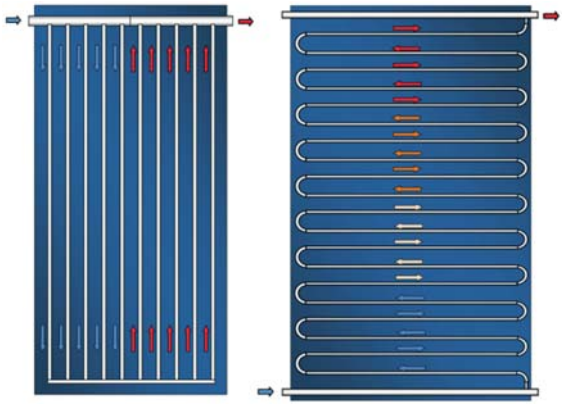


Рис. 1.70. Конструкції трубчастої системи тепловідведення:
а – решітчаста система,
б – меандрова система [272]

Ізоляція – для зменшення теплових витрат в навколишнє середовище колектор мусить мати гарну теплоізоляцію. В якості ізоляції найчастіше використовується мінеральна вата або поліуретан. Зазвичай абсорбер розміщується в жорсткому корпусі, виконаному з алюмінію чи скловолокна. Мінімальні теплові втрати до оточуючого середовища забезпечують теплоізольований мінеральною ватою або поліуретаном анодований алюмінієвий корпус та прозора поглинаюча панель зверху. Для ущільнення швів та стиків застосовують силіконову ущільнювальну гуму.

Зазвичай площа одного сонячного колектора має 1,5–2 м^2 . В залежності від потреб у гарячій воді і/або опаленні, визначається необхідна кількість сонячних колекторів, що поєднуються в групи і працюють у єдиній системі. Такі модулі можуть бути з'єднані між собою послідовно та паралельно. З'єднуючи колектори між собою, необхідно забезпечити рівний гідравлічний опір через однакові модулі для отримання однакового напору у всіх ланках системи.

На рисунку 1.71. показано схему теплових втрат на плоскому сонячному колекторі.

Для видалення надлишкової вологи корпус плоского колектора повинен вентилюватись. Найбільші втрати теплової енергії відбуваються через конвекцію, тобто рух повітря при вентиляції колектора, за рахунок різниці температур.

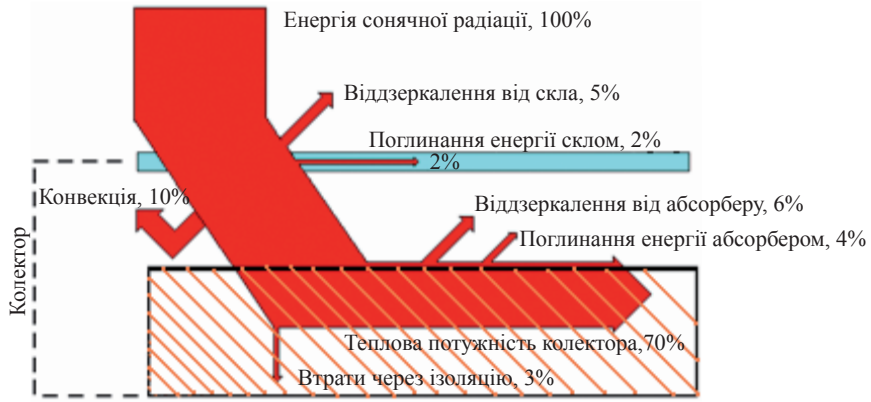


Рис. 1.71. Схема втрат енергії в плоскому колекторі [261]

Втрати від віддзеркалення з поверхні захисного світлопрозорого покриття та абсорберу залежать від властивостей самого скла та виду покриття абсорберу. Загалом втрати сонячної енергії в плоскому колекторі становлять близько 30% [196].

Технічні характеристики та параметри роботи плоского сонячного колектора (рис. 1.72.)



Рис. 1.72. Вигляд плоского колектора [33]

Загальні дані [196]:
Загальна площа – 2,7 м^2
Площа абсорбера – 2,53 м^2
Вага: 59,4 кг
Об'єм теплоносія 2,36 дм^3
Матеріал покриття: скло ESG 4 мм
Тип теплоносія: пропілен-гліколь 53%
Потужність 2136 Вт при G = 1000 Вт
Габарити: 2,352 × 1148 × 100 мм

Абсорбер
Матеріал: мідь 2 мм
Покриття: оксид титану SANSELECT
Коефіцієнт абсорбції – 95,6%
Коефіцієнт емісії – 4,6%
Мідний змійовик L = 25 м, ∅ 10 мм.

Теплова ізоляція та корпус:
Товщина ізоляції 50 мм
Типи ізоляції: мінеральна вата techrok 60 мм
Матеріал корпусу: лакований штампований алюміній.

Обмеження:
Максимальна робоча температура – 260°C
Максимальний робочий тиск: 1,0 МПа

1.6.4.3. Плоский вакуумний колектор

Кроком уперед в технологіях використання сонячної енергії став плоский вакуумний колектор, що поєднує у собі переваги технології плоских колекторів і вакуумної ізоляції, застосовуваної в трубчастих вакуумних колекторах (рис. 1.73, табл. 1.11).

У цій серії колекторів замість зварювання або напаювання трубки до абсорбера застосовуються численні затискувачі. Таке рішення дає дві основні переваги: по-перше, близько 70% труби з теплоносієм прилягає до абсорбера, що значно підвищує теплопередачу, по-друге, така конструкція значно безпечніша з огляду на можливу аварію у системі циркуляції теплоносія (напр., аварія насосу влітку). Вакуум у 100 Па отримують при відкачуванні повітря з простору між абсорбером та склом. Завдяки такій конструкції ефективність установки зростає у порівнянні з конвенційними плоскими колекторами до 75%.

Плоский вакуумний колектор з фланцевими з'єднаннями призначений для вертикального монтажу у сонячних системах з циркуляційним насосом. Корпус складається з компактної штампованої металічної рами, в якій за допомогою антикорозійних алюмінієвих профілів закріплене гартоване скло. Плити абсорбера вироблені з профільованих пластин Al-Mg з високоселективним поглинаючим шаром щільно під'єднаним до мідних трубок у формі меандру. Фланцеве з'єднання під'єднується до циркуляційної системи і вакуумної системи ніпелями з муфтовими з'єднаннями (∅ 40). Колектори можуть під'єднуватися паралельно з максимальною кількістю в одному ряду – 8 штук. У колекторі залишкове повітря можна замінити криптоном.



Рис. 1.73. Розріз плоского вакуумного колектора [33]

До переваг плоских колекторів можна віднести: порівняно низьку вартість, легкість монтажу, доступність на ринку; витривалість щодо ударів градин діаметром до 25 мм, великий термін експлуатації.

Таблиця 1.11

Технічний опис плоского вакуумного колектора [33]

Технічні дані: плоского вакуумного колектора Heliostar 400 V	
Загальна площа	2,03 м^2
Поглинальна поверхня	1,76 м^2
Габаритні розміри	1040 × 2040 мм
Покриття колектора	Гартоване боросілікатне скло товщиною 4 мм
Зовнішнє з'єднання	Фланець ∅ 40 мм
Теплоізоляція	Вакуум 100 Па
Загальна ємкість теплоносія	1,3 л
Загальна вага	49 кг
Поглинальне покриття	На основі оксиду алюмінію і нікелю
Корпус колектора	Штампований короб з Al-Mg
Поглинаюча здатність	Min 0,94
Емісія тепла (тепловтрати)	Max 0,16
Коефіцієнт світлопропускання	81%
Робоча температура	Вище 100°C
Постійна температура при випромінюванні у 1000 Вт/м^2 і зовнішній температурі 25°C	219°C
Максимальний тиск теплоносія	600 кПа
Швидкість протікання теплоносія через колектор	30– 100 л/год
Енергетична продуктивність	600–800 кВт·год /рік
* Енергетична продуктивність колектора, залежить від способу використання, географічного положення, способу установки колектора, а також мікрокліматичних умов.	

1.6.4.4. Будова трубчастих вакуумних сонячних колекторів

Трубчастий вакуумний колектор складається з чотирьох основних елементів, змонтованих на спільній рамі (рис. 1.74.):

- вакуумна труба,
- дзеркало CPC (*Compound Parabolic Concentrator*);
- колектор, що відводить тепло від трубок, і зворотна труба;
- теплообмінник, що збирає та передає теплову енергію.

Трубчасті вакуумні колектори складаються з двох концентричних скляних труб (труба в трубі). Вакуум між ними є ідеальною ізоляцією. Внутрішня труба вкрита шаром, що має високу здатність поглинати сонячну енергію (напр. Al./N/Al). Додатково позаду кожної труби може знаходитися параболічне дзеркало



Рис. 1.74. Трубчастий вакуумний колектор змонтований на даху будівлі [32]

з високою здатністю до відбивання світла, стійке до несприятливих погодних умов. Така конструкція гарантує поглинання сонячного випромінювання, падаючого навіть під гострим кутом, концентруючи додатково сонячні промені на поглинаючих елементах, що знаходяться у вакуумних трубах.

При всесезонному використанні трубчасті вакуумні колектори мають більшу енергетичну ефективність ніж пласкі колектори.

Вакуумні трубки типу SIMPLE

Конструкція

Вакуумна трубка типу Simple є двошаровою колбою, виготовленою з термостійкого боросилікатного скла розмірами: 1500 × 47 мм, 1500 × 58 мм або 1800 × 58 мм. Між зовнішнім і внутрішнім шарами колби – вакуум, поверхня внутрішньої колби має тришарове покриття: перший шар – що відбиває інфрачервоне випромінювання, другий – шар селективного поглинання сонячного випромінювання, третій – антивідбиваючий. Між двома трубками в їх основі розташований геттер (індикатор вакууму). У середині колби знаходитися вода, де і відбувається її нагрів.

Загальна характеристика

Вакуумні трубки типу Simple є базовою моделлю вакуумних трубок. Всі інші їх типи розроблені на основі трубок типа Simple і є їх похідними. Цей тип трубок найпростіший по виконанню, невибагливий в експлуатації та найбільш дешевий з усього їх асортименту. Останнім часом значно поліпшені їх фізичні характеристики, що в першу чергу відбилося на продуктивності. Якщо раніше класична вакуумна трубка типу Simple мала одношарове поглинаюче покриття (сульфат

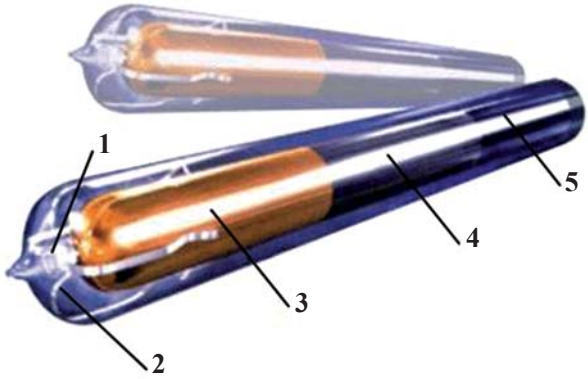


Рис. 1.75. Вакуумна трубка Simpl:
1. Геттер – пристрій газопоглинання й забезпечення необхідного ступеня вакуумування (індикатор вакууму).
2. Утримуючий елемент (для фіксації внутрішньої трубки).
3. Шар, що відбиває інфрачервоне випромінювання.
4. Селективне покриття.
5. Антивідбивне покриття [336]

алюмінію), то тепер поглинаючий шар представлений композитом нержавіюча сталь-вуглець-мідь. Значно поліпшені показники міцності і розширені параметри експлуатації, що цілком дозволяє зупинити свій вибір саме на цьому типі трубок.

Має високу продуктивність при найменшій вартості та тривалий термін експлуатації (15 років).

Територіально можуть бути застосовані в кліматичних зонах що характеризуються рівним і відносно м'яким кліматом, у т.ч. в Україні.

Сезонні особливості: ефективні для використання в теплий період року, в холодний сезон мають істотне обмеження по експлуатації у зв'язку з можливістю ушкодження при падінні температури нижче –30°С, що трапляється в північних і східних регіонах України. Застосовуються у водопровідних системах низького тиску або пасивної подачі.

Тип установки: як правило, низького тиску; пасивні – циркуляція рідини здійснюється за рахунок конвективних потоків, тому не потрібно додаткового устаткування (контролеру і насосу). Забезпечує нагрів води для безпосереднього використання у побуті.

Високотемпературні вакуумні колектори з трубкою Heat Pipe (рис. 1.76–1.77)

Вакуумні трубки типу Heat Pipe розроблені на основі базового типу Simple. Основна відмінність – наявність мідної трубки в центрі двошарової колби. Даний вид трубок є одним з найбільш ефективних і широко поширених.

Конструкція.

Головним елементом вакуумного колектора є скляна трубка діаметром 60 мм і довжиною 1500-2000 мм, виготовлена із спеціального боросилікатного скла зі зниженим вмістом заліза, стійкого до ударів граду (табл. 1.12). Сонячне випромінювання проникає у вакуумну скляну трубку, потрапляє на її внутрішню поглинаючу поверхню, на якій і відбувається перетворення енергії сонячного випромінювання в теплову енергію. Під дією тепла рідина з температурою кипіння близько 23°С (напр. фреон R407) випаровується і забирає тепло вакуумної трубки. У верхній частині колектора знаходиться добре ізольований прямоточний колектор, до якого під'єднані усі закінчення теплообмінників. Пара піднімається у верхню частину, де віддає тепло теплоносію основного контуру та конденсується, і конденсат стікає вниз. Приймач сонячного колектора мідний з теплоізоляцією. Тепло передається через мідну «гільзу» приймача.

Таким чином, реалізується замкнутий цикл. Застосування вакуумних труб з поглинаючим покриттям на всій поверхні труби створює умови для максимального використання сонячного випромінювання від самого ранку до пізнього вечора. Така конструкція дозволяє отримати ефект безперервного освітлення половини абсорбера сонцем незалежно від кута його повороту до Сонця, і, отже, орієнтація точно на південь, така важлива при використанні плоских колекторів, в цьому випадку не є необхідною. Деякі колектори для підвищення ефективності додатково оснащують концентруючим дзеркалом з нержавіючої або алюмінієвої жерсті, які розміщують в нижній частині вакуумної труби. Таким чином підвищується ефективність колектора шляхом використання відбитих променів.

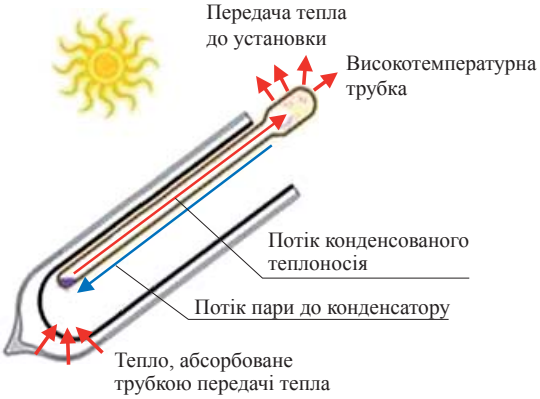


Рис. 1.76. Принцип дії і розріз трубчастого вакуумного колектора [32]



Рис. 1.77. Вигляд вакуумного колектора [32]

Фактично втрат тепла у навколишнє середовище не відбувається завдяки використанню високоселективного покриття на внутрішній поверхні зовнішньої скляної труби, а також тому, що вона має подвійні стінки, між якими викачано повітря і створено вакуум (<0,005 Па). Усередині вакуумних труб розміщено трубу теплообмінника, що починає передачу теплової енергії вже при температурі 15°С та закипає при температурі ≈ 23°С.

Таблиця 1.12

Технічні дані вакуумних труб [33]

Параметр/Модель		**DN 47 (Heat-pipe)**	**DN 58 (Heat-pipe)**	**DN 70 (SHCMV)**
Діаметр зовнішньої труби	[мм]	47	58	70
Діаметр внутрішньої труби	[мм]	37	47	58
Товщина стінки	[мм]	1,6	1,6	2,0
Довжина труби	[мм]	1500	1800	2000
Висота поглинальної поверхні	[мм]	1440	1740	1940
Площа поглинальної поверхні	[м^2]	0,1674	0,2569	0,3535
Вага одиночної труби з наповнювачем	[кг]	1,65	3,9	
Оптичний коефіцієнт корисної дії або прозорість зовнішньої труби	[%]	92		
Поглинальний шар	[%]	AL/N/AL.		
Ефективність поглинання	[%]	93		
Відбите тепло	[%]	6		
Значення вакууму	[Па]	$p \leq 0,05$		
Максимальна температура	[°С]	250		
Ударовитривалість*	[мм]	25		
* означає міцність на удар градом даного діаметру, при умові G = 800 кВт·год /м^2/рік				

Значний ККД вакуумні колектори мають завдяки вакууму між двома скляними трубами, оскільки він є ідеальним ізолятором тепла. Завдяки такому рішенню вакуумні колектори можна використовувати протягом всього року і їх ефективність навіть у морозні, але сонячні дні досягає величини 30%. Температура кипіння рідини в трубі може досягати близько 165°С.

Особливості: Висока теплова ефективність, стійкість до різких перепадів температур (теплового або холодному удару), відносно висока температура запуску (30°С), проте серед всіх типів вакуумних трубок найбільш довго зберігають отримане тепло. Має широкий спектр застосування.

Можуть бути використані у всіх кліматичних зонах – від помірних до спекотних. Ефективно використовуються як в теплу, так і в холодну пору року.

Тип водопровідної системи: застосовуються у водопровідних системах низького і високого (магістрального) тиску.

Використовується в активних системах, з контролером і насосом для нагріву води систем ГВП та для опалення приміщень.

Високотемпературні вакуумні колектори з трубкою Super Heat Pipe

Конструкція.

Вакуумна трубка типу Super Heat Pipe виконана з високоякісного боросилікатного скла і має одношарову колбу. Це єдиний тип вакуумних трубок, побудований за іншим принципом, ніж термос. Так само, як і у всіх інших типів вакуумних трубок, усередині Super Heat Pipe – вакуум, але замість внутрішнього скляного шару – гофрована алюмінієва пластина зі спеціальним покриттям (нітрит алюмінію), що володіє здатністю до селективного поглинання сонячного випромінювання (в першу чергу – інфрачервоного). Гофровані пластини забезпечують велику поверхню для поглинання сонячного випромінювання, а значить і велику ефективність всієї системи. Одним із принципово важливих елементів вакуумних трубок є геттер – покажчик вакууму (пристрій газопоглинання та забезпечення необхідного ступеня вакуумування). Незважаючи на те,

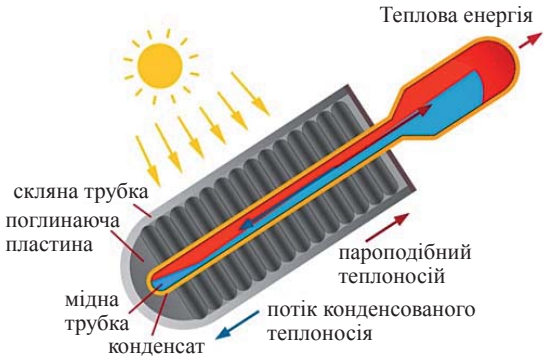


Рис. 1.78. Високотемпературні вакуумні колектори з трубкою Super Heat Pipe [39]

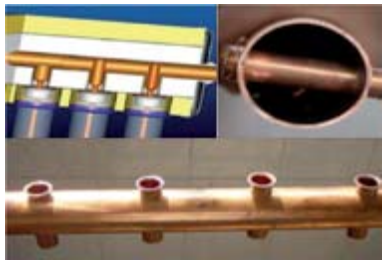


Рис. 1.79. Способ підключення трубок до колектору [272]

що у вакуумних трубках вакуум і, згідно з елементарними законами фізики, поглинати майже нічого (вакуум не абсолютний) при нагріванні розширенню піддається колба трубки і металева пластина, що перебуває в ній. Super Heat Pipe забезпечує високу ефективність абсорбції сонячного випромінювання, але для того щоб отримана енергія стала корисною її необхідно передати. Для цього використовується теплообмінний кінцевик нагрівальної трубки (такий саме, як у вакуумної трубки типу Heat Pipe), що проходить по центру всієї пластини і приймає тепло, яке потім буде передано далі, для нагріву води. У місці виходу теплообмінного кінцевика нагрівальної трубки з колби розташований металевий ізолюючий шар, якість з'єднання якого з даними елементами забезпечується за рахунок лазерної технології та зварювання.

Особливості: Висока теплова ефективність, найбільша швидкість запуску, стійкість до різких перепадів температур (теплового або холодного удару), ефективність функціонування в будь-якому температурному режимі (від –50 до +420°С). Має найбільший термін експлуатації.

Таблиця 1.13

Технічні дані вакуумних колекторів "Super Heat Pipe" [33]

Параметр/Модель		IB-Sol 20-47	IB-Sol 30-47	IB-Sol 20-58	IB-Sol 30-58
Довжина вакуумної труби	[мм]	1500	1500	1800	1800
Довжина трубчастого теплообмінника	[мм]	65	65	65	65
Діаметр трубчастого теплообмінника	[мм]	14	14	14	14
Ширина	[мм]	1466	2166	1656	2456
Висота	[мм]	1700	1700	1990	1990
Ширина теплообмінника колектора	[мм]	130	130	130	130
Висота теплообмінника колектора	[мм]	140	140	140	140
Висота плоскої поглинальної поверхні	[мм]	1440	1440	1740	1740
Ширина плоскої поглинальної поверхні	[мм]	1377	2077	1578	2378
Протяжність мідного колектора	[мм]	60	60	60	60
Діаметр мідного колектора	[мм]	22	22	22	22
Вага колектора	[кг]	50	66	63	93
Кількість вакуумних труб	[шт.]	20	30	20	30
Діаметр вакуумних труб	[мм]	47	47	58	58
Ємкість колектора	[дм^3]	1,99	2,87	2,23	3,24
Поверхня колектора	[м^2]	2,49	3,68	3,30	4,89
Плоска поглинальна поверхня	[м^2]	1,98	2,99	2,75	4,14
Діюча поглинальна поверхня	[м^2]	3,35	5,02	5,14	10,6
Добова продуктивність*	[л/день]	125	200	200	300
Максимальний робочий тиск	[Бар]	10	10	10	10
Потужність колектору**	[кВт]	0,837	1,256	1,148	1,40
* при інтенсивності випромінювання 1000 Вт/м^2, ** при умові G = 800 кВт·год /м^2/рік					

Вони можуть бути використані у всіх кліматичних зонах – від помірних до спекотних. Крім режимів в яких працюють трубки Heat Pipe, Super Heat Pipe може забезпечувати також більш високотемпературні технологічні процеси.

Вакуумні колектори з U-подібною трубкою

Конструкція (рис. 1.80)

Колектори з *U*-трубками також можуть працювати в холодних кліматичних умовах, де можливе замерзання циркулюючої води. Усередині скляних вакуумних трубок встановлені мідні *U*-подібні трубки з алюмінієвими ребрами, що контактують з внутрішньою стінкою вакуумної трубки. Теплоносій – антифриз циркулює усередині *U*-подібних трубок і в проточному колекторі. Цей тип колектора призначений для цілорічної роботи в двоконтурних системах з антифризом при підвищеному тиску.

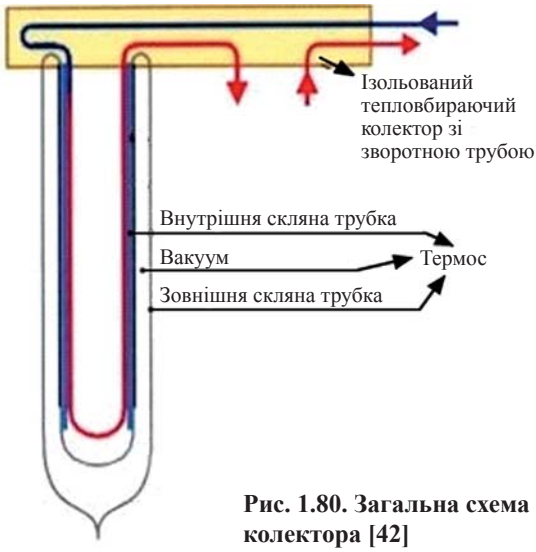


Рис. 1.80. Загальна схема колектора [42]

Новаторські рішення стосуються не тільки самої трубки, але й способу її під'єднання до колектора. Інтегрованою системою опалення, у склад якої входить такий геліоколектор разом з турбокаміном, обладнана лабораторія ВДЕ в ОШЕ №1.

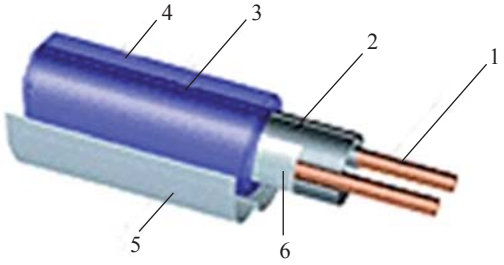
Фірма InsBud займається встановленням трубчастих вакуумних колекторів, які складаються з однієї скляної труби діаметром близько 80 мм, усередині якої знаходиться абсорбер, до якого припаяна теплова трубка. З середини викачано повітря (0,02 Па). За даними фірми-виробника InsBud ефективність роботи цих колекторів вища приблизно на 15% від раніше описаних, але вартість цих труб також вища (≈30%) [18].

Трубчаті вакуумні колектори "прямий потік»

Польські інженери з компанії «Бахус» опрацювали технологію високоефективних вакуумних колекторів типу «*direct flow» або* «*прямий потік»* і поставили

Рис. 1.81. Розріз вакуумної труби колектора:

1. Мідна труба
2. Теплопровідна фольга
3. Теплопоглинальна поверхня
4. Вакуумна труба
5. Дзеркало СРС
6. Металічний екран [42]



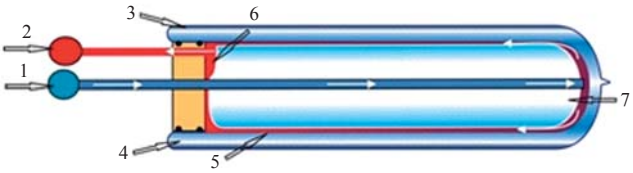




Рис. 1.82. Схема роботи і вигляд сонячного вакуумного колектора KSP-12 OPC [57]:

1. Трубка, що підводить теплоносій
2. Трубка з нагрітим теплоносієм
3. Зовнішня вакуумна труба
4. Вакуумований простір між трубами
5. Внутрішня вакуумна труба
6. Простір циркуляції теплоносія
7. Наповнення внутрішньої вакуумної труби

їх на виробництво [207]. У цій технології використано вакуумну трубку типу SIMPLE. В середині цієї трубки розміщено ще одну скляну високотемпературну трубку, з якою гальванічно поєднана мідна труба, через яку теплоносій подається на дно вакуумної трубки. У вакуумному колекторі, під впливом сонячного випромінювання розігрівається внутрішня труба (рис. 1.82.).

Робоча рідина "*омиває"* усю площину гарячої внутрішньої трубки, і таким чином нагрівається. Така конструкція дозволяє передати тепло високоенергетичного поглинального шару безпосередньо до теплоносія з мінімальними тепловими втратами. Таке конструктивне рішення значно збільшило ефективність установки. Ефективність колектора типу «*direct flow»* на 30% більша відносно технології *heat pipe* [207]. Вакуумні трубки колектору виконані із боросилікатного скла стійкого до механічних ушкоджень (град). Внутрішню трубку покрито високоселективним покриттям. Верхній магістральний колектор об'єднує дві труби: по одній трубці теплоносій подається на трубки колектору, по другій передається тепло від перегрітого теплоносія. Трубки під'єднуються паралельно до магістрального колектору, якому і передають теплову енергію. Для підвищення ефективності під вакуумними трубками розміщене спеціально профільоване дзеркало, що концентрує сонячні промені CPC (*Compound Parabolic Concentrator*).

1.6.4.5. Концентруючі сонячні колектори

З метою максимального використання сонячного випромінювання, що потрапляє на колектор, позаду кожної вакуумної труби може знаходитися стійке до несприятливих погодних умов параболічне дзеркало CPC з високою здатністю до віддзеркалення. Оптимальна геометрія дзеркала гарантує поглинання прямого випромінювання, падаючого навіть під великим кутом, і розсіяного сонячного світла. Це значно підвищує ефективність і потужність сонячного колектора За рахунок таких дзеркал зменшується вплив орієнтації колектору до сонячних променів, краще приймається розсіяне через хмари світло.

У концентруючих сонячних колекторах застосовуються різні системи дзеркал або лінз для збільшення щільності потоків сонячного випромінювання, що падають на поглинальну поверхню плоских або трубчастих поглиначів. Крім параболічних дзеркал застосовуються плоскі або циліндричні дзеркала. В установках використовуються традиційні скляні дзеркала, або з полірованого алюмінію. На рисунку (рис. 1.83) показано найбільш ефективні і розповсюджені форми концентраторів сонячного випромінювання.

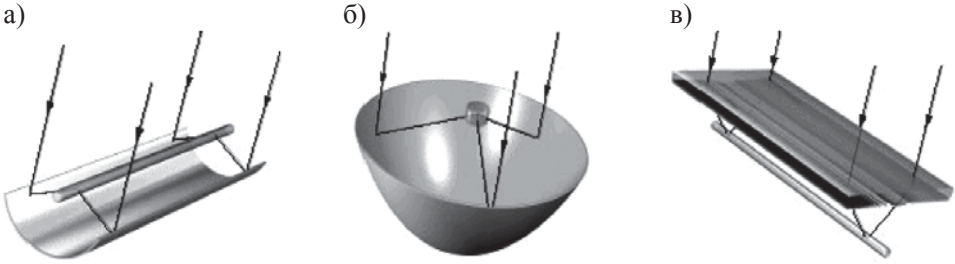


Рис. 1.83. Форми концентраторів сонячної енергії: (а) – циліндричного параболоїда; (б) – параболоїда обертання; (в) – плоско-лінійних лінз Фрешнеля

Концентруючі сонячні колектори характеризуються малими габаритними розмірами. Такі колектори можуть мати потужність від кількох десятків до кількох сотень ват і їх енергія може бути перетворена в теплову енергію, використану для підігріву води.

Найдешевша з концентруючих установок була створена завдяки дослідженням науковців з німецького інституту Fraunhofer. Пристрій використовує у якості концентратора лінійне дзеркало Фрешнеля (Fresnela), а у якості теплоносія використовується вода, що при перегріванні випаровується і подається на турбіну. Відбиті від дзеркал промені падають на поглинач – трубу довжиною 100 м, наповненою водою, що знаходиться в декількох метрах над полем дзеркал [71].

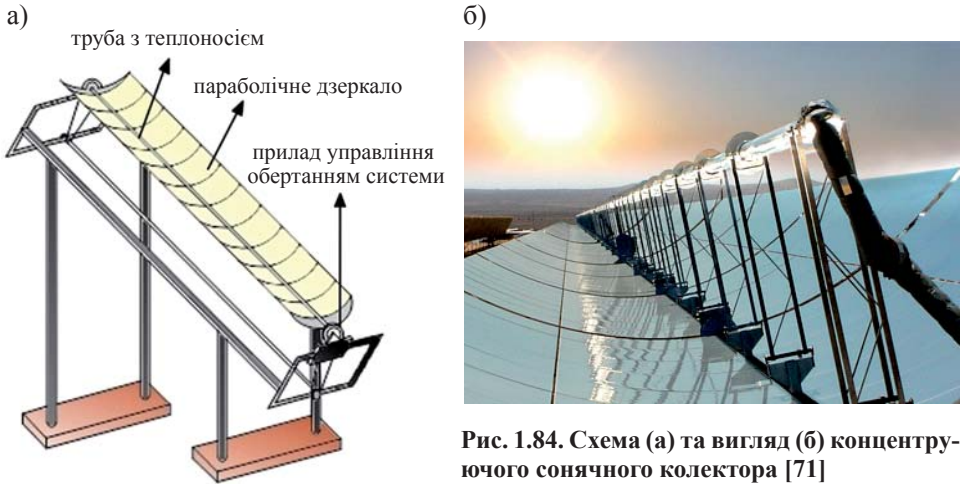


Рис. 1.84. Схема (а) та вигляд (б) концентруючого сонячного колектора [71]

Деякі види концентраторів повинні бути орієнтовані перпендикулярно до напрямку падіння сонячних променів, тому мусять бути оснащені слідкуючими пристроями, що управляють їх обертанням разом з рухом сонця.

1.6.4.6. Слідкуючий за сонцем вакуумний сонячний колектор з концентраторами

Сонячний колектор змонтований на рухомій рамі зі слідкуючою системою, що управляється електронним блоком управління і має діючу поверхню 3,84 м^2. Він складається з 6 параболічних дзеркал, виконаних з окремих смужок, та 6 вакуумних труб з подвійною *U*- подібною трубкою для нагріву рідини. Кут обертання колектора в горизонтальній осі становить 270°, а у вертикальній 90°.

Електронний блок управління колектором виконує такі функції:

- **„перегрів”**, при досягненні на поглинаючій поверхні температури 94°C система дзеркал відхиляється від сонця у стартову позицію, а при зниженні температури до 84°C колектор знов повертається до сонця. У літній період при частих перегрівах після 15-ої години він може до кінця дня зовсім відключитись.
- **„добраніч”**, з настанням сутінок колектор повертається на стартову позицію (на схід і вгору).
- **„живлення”**, при зникненні напруги ~230 V і зупиненні циркуляційного насоса колектор відвертається від сонця у стартову позицію.
- **„перевантаження”**, у випадку, коли горизонтальний або вертикальний привід натрапить на перешкоду, двигун вимикається. Через 2,5 хвилини подається команда на пробне включення.
- **„відпустка”**, від’їжджаючи на декілька днів, натисканням однієї кнопки можна в 20 разів зменшити потужність колектора.
- **„транспортування енергії”**, вмикання і регуляція частоти обертання циркуляційного насосу за визначеної різниці температур і в залежності від нагрівання на сонці.
- **„блокування”**, вимикання традиційних джерел енергії, якщо сонячна енергія повністю задовольняє потреби.



Рис. 1.85. Дзеркально-вакуумний сонячний колектор [197]

У літній період теплову енергію можна отримувати починаючи з 5:30 і закінчуючи 21:00. Вже з 8 годин ранку можна користуватись теплою водою без додаткового нагрівання. Монтаж в котельні двох контейнерів води допоможе оптимізувати роботу геліоустановки з огляду на потреби споживачів. Один контейнер, меншої ємності, наприклад 300 л, що нагрівається впродовж години, і другий – як накопичувач набагато більшої ємності (наприклад 600 л).

1.6.4.7. Проточній сонячний пластиковий колектор

Найбільш дешевим та простим пристроєм для нагріву води є плоский проточний колектор з поліпропілену або поліетилену. За конструкцією він нагадує матрац чорного кольору. всередині якого розташовуються трубки з водою. Такі колектори є готовою нерозбірною штампованою конструкцією зі стійкого до зовнішнього впливу чорного штучного матеріалу, яка має патрубки для під'єднання до первинного контуру. Він витримує тиск до 5 барів, має малий гідравлічний опір (0,003 бара) при витраті води 200 л/год./м^2. Вага 6 кг/м^2, вміст води – 6 л/м^2. Продуктивність – до 500 кВт · год./м^2/рік [263]. Завдяки такій спрощеній конструкції він дуже легкий і має порівняно низьку ціну. Матеріал колектору витримує температури в діапазоні від – 20°С до +115°С.



Рис. 1.86. Пластиковий СК [262].

Такі колектори знайшли застосування для підігріву води в басейнах, на дачах і т. ін. зазвичай монтується в спрощених системах з гравітаційною циркуляцією води.

1.6.4.8. Комбінований сонячний колектор

Особливо привабливим рішенням є поєднання теплових колекторів з фотоелектричними. При цьому вирішуються два важливі завдання: одночасне забезпечення об'єкта теплом і електроенергією та температурна стабілізація фотоелементу. За такого технічного рішення, поглинаюча поверхня теплових колекторів монтується частково з СЕ, які перетворюють частину випромінювання в електроенергію, а на іншій частині ≈ 50% випромінювання перетворюється безпосередньо у теплову енергію. Комбіновані установки дозволяють використовувати до 60% сонячного світла і є більш ефективними, оскільки поверхня, що використовується є спільною для теплових колекторів і СЕ.



Рис. 1.87. Трубчастий вакуумний колектор з СЕ [278]

В такому колекторі на корпус звичайного вакуумного колектора наноситься тонкий шар сонячних елементів, потужністю 16 Вт і напругою на клемах навантаження у 17 В. Цієї потужності вистачає для живлення цифрового регулятора і циркуляційного насосу геліосистеми [278].

1.6.5. Критерії вибору сонячного колектора

Сонячні колектори різної конструкції і, навіть, різних виробників крім цінової різниці мають суттєву різницю в експлуатаційних якостях. При виборі типу колекторів для комплектації геліосистеми насамперед необхідно врахувати технічні умови конкретного об'єкту та показники ефективності роботи геліосистем в конкретних погодних умовах. Наприклад, для геліосистеми, призначеної для підігріву басейну в літній період, пріоритетною є відповідна поверхня абсорберів, а не теплова ізоляція корпусу колектору, для геліосистеми ж призначеної для всесезонної роботи в двоконтурній системі ГВП та опалення можливість роботи в холодний період, а отже, і теплова ізоляція мають дуже важливе значення. Таким чином, тип геліосистеми та сонячних колекторів, як її складових повинен залежати насамперед від призначення. При виборі тієї чи іншої конструкції колектора необхідно враховувати і інші фактори. До найбільш суттєвих відносяться:

- технічне завдання: підігрів води для систем гарячого водопостачання (ГВП), часткове опалення, комбіноване теплопостачання, технологічні завдання;
- продуктивність системи: продуктивність залежить не тільки від типу колекторів та кліматичних і погодних умов, але й у значній мірі від температури у системах споживання: ГВП, часткове опалення, підігрів басейну і т. ін. Чим вища температура підтримується у цих системах вторинного обігу, тим менша кількість енергії передається від сонячних колекторів і, відповідно меншою є їх ефективність;
- територіальні умови використання: кліматична зона, кількість сонячних днів, інтенсивність сонячної радіації на протязі року і т. ін.;
- сезонні особливості: ефективність використання у різні періоди року, температурні обмеження в літній та холодний сезони;
- тип водопровідної системи;
- тип установки: активна з низьким або високим тиском чи пасивна;
- можливість точної установки в південному напрямку (орієнтація об'єкта);
- можливість установки куту нахилу відносно азимуту (у будівлях з похилим дахом зазвичай співпадає з кутом нахилу даху);
- площа, яку можна задіяти для розташування колекторів та місце розташування. На деяких об'єктах це може виступати в якості обмежуючого фактора. В таких випадках вибір роблять на користь більш ефективних сонячних колекторів з концентраторами або навіть системою «слідкування за сонцем».
- обмеження за габаритами та вагою;
- ергономічність та зовнішній вигляд;
- міра покриття потреб в енергії: чим більше геліосистема повинна покривати потреб у тепловій енергії, тим складніше контролювати температуру теплоносія у вторинній системі циркуляції, і тим більші теплові втрати;

- з огляду на не досить розвинений ринок сонячних колекторів на Україні, необхідно також звернути увагу на той фактор, що деякі складні геліосистеми потребують висококваліфікованого обслуговування, яке не всюди доступне, тому що представництва фірм виробників знаходяться тільки у столиці чи крупних промислових центрах;
- доступність на ринку;
- термін експлуатації. Найслабкішим місцем у плоских колекторів є ущільнення прозорого теплового екрану, що веде до незначного збільшення теплових втрат. Розгерметизація вакуумних трубок призводить до втрати теплової ізоляції вакуумного колектору та значного підвищення теплових втрат.
- недоліки різних конструкцій: недоліками деяких плоских колекторів є поява конденсату на внутрішній поверхні скла. У вакуумних колекторів – зниження ефективності за рахунок паморозі.
- сертифікація обладнання: сертифікат СК крім продуктивності колектора, дає гарантію якості по основним показникам.

При прийнятті інвестиційного рішення також грають велику роль ціна, якість та експлуатаційні особливості колектору. Останніми роками на ринок України увійшла значна кількість іноземних фірм виробників сонячних колекторів різної конструкції. Крім того їх виробництво налагоджено на декількох українських підприємствах. Кожна з фірм рекламує свою продукцію як найкращий вибір. Фірми виробники при цьому вказують тільки переваги своєї продукції над колекторами інших фірм. Але конструкція кожного з колекторів має не тільки переваги, а й свої недоліки. Тому при підборі сонячних колекторів необхідно пристосовуватись до потреб конкретного користувача та максимально враховувати особливості кожного з інвестиційних проектів.

Необхідно звернути увагу на такі параметри:

- потужність сонячного колектора;
- термічну ізоляцію, яку характеризують коефіцієнти теплових втрат сонячного колектора: $к_1$ і $к_2$ Вт/(м^2 · К). Найбільший вплив на ефективність використання системи якість теплоізоляції має у холодну пору року;
- ефективність поглинання та кількість віддзеркаленого тепла, що впливає на ККД колектору;
- механічну стійкість до ударів граду,
- ефективність поглинання випромінювання, падаючого під великим кутом, і розсіяного сонячного світла.
- період «розгону», що залежить в основному від теплової ємності;
- термін експлуатації і гарантії.

До оцінки ефективності роботи сонячних колекторів потрібно підходити виважено. При аналізі табличних даних колекторів різних виробників, постає проблема неоднозначної оцінки їх експлуатаційних якостей. Замість задекларованої продуктивності (кВт · год./м^2 на рік) виробники зазвичай зазначають максимальну оцінювану продуктивність енергії колектора в ідеальних умовах (рис. 1.85). Найкращим виходом була б державна сертифікація сонячних колекторів з обов'язковим зазначенням енергетичних якостей колектора у місцевих умовах, як це робиться, наприклад, у Швеції (дослідний Інститут SPF в Rappersville) та Швейцарії (Solar Keymark). Дослідження незалежних інститутів дає змогу спо-

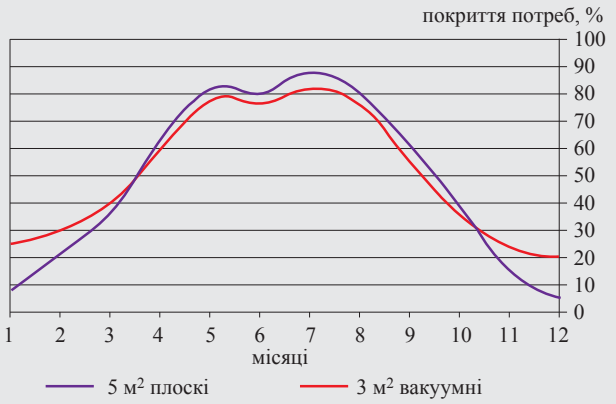


Рис. 1.88. Порівняння ступеню покриття потреб в тепловій енергії для двох видів колекторів, працюючих в однакових умовах [48]

живачеві порівняти експлуатаційні можливості різних типів колекторів різних фірм виробників. Від серпня 2002 року в Польщі діє норма, де описані докладні вимоги досліджень колекторів:

PN-EN12796-2 "Сонячні обігрівальні системи і їх елементи – Сонячні колектори – Частина 2: Методи досліджень", але на практиці ці норми практично не діють і інформація, отримана від виробників, не завжди викликає впевненість у її достовірності щодо конкретних умов роботи.

Стандартними умовами для аналізу роботи колекторів приймаються наступні параметри сонячного випромінювання [261] :

- пряме випромінювання – 0,9 кВт/м^2;
- розсіяне випромінювання – 0,1 кВт/м^2;
- загальне випромінювання – 1000 Вт/м^2;

При цьому корисна потужність колектора повинна складати біля 700 Вт/м^2.

Ефективність сонічного колектора можна розрахувати як відношення кількості теплової енергії отриманої через абсорбуючу поверхню до сонячної енергії, що надходить на поверхню колектора на протязі одиниці часу. Ефективність колектора з одного боку залежить як від його конструктивних особливостей, так і від умов експлуатації (погодних умов).

$$\eta_{CK} = \frac{P_{CK}}{G \cdot A_n} \cdot 100\% = \frac{m \cdot c \cdot (T_n - T_o)}{G \cdot A_n} \qquad (1.15)$$

де:

P_{CK} – користна теплова потужність яка надходить до системи теплопостачання;

m – маса підігрітої води, м;

c – питома теплоємність води, Вт/кг·°С;

G – інтенсивність сонячного випромінення, Вт/м^2·К;

A_n – площа колекторів

На рисунку 1.89 показано приблизну ефективність роботи сонячних колекторів різних типів в залежності від різниці температур між колектором та зовнішьою температурою [355]. Оскільки температура на колекторі залежить від інтенсивності сонячного випромінення, то на ефективність колекторів найбільший вплив має ступіь абсорбції сонячних променів та теплові втрати.

На практиці ж виявляється, що навіть продуктивність одного й того ж виду сонячних колекторів в залежності від якості та фірми-виробника може коливатись у широких межах (від 350 до 750) кВт · год./м^2 на рік.

Загальний ККД сонячного колектора складає

$$\eta_{CK} = \eta_o - \frac{(k_1 \Delta T - k_1 \Delta T^2)}{G \cdot A_n} \qquad (1.16)$$

де:
η_o – оптичний ККД або коефіцієнт пропускання світла;
G – інтенсивність сонячного випромінювання, Вт/м^2.
ΔT – різниця між температурою абсорбуючої поверхні колектору та температурою навколишнього середовища, °С;
k_1 – лінійний коефіцієнт теплоізоляції, Вт/м^2·К;
k_2 – нелінійний коефіцієнт теплоізоляції, Вт/м^2·К.

Значні корективи в ефективність сонячних колекторів в зимовий період може внести паморозь та сніг. Графіки, що приводяться у літературі не враховують цей факт. Але з власного досвіду використання геліосистем у Полтавській державній аграрній академії та з досвіду колег з лабораторії ВДЕ у ЗШЕ №1, м. Краків, можна стверджувати, що вплив цього фактору є досить істотним. При великій вологості в морозний період на поверхні скла плоских колекторів та трубок вакуумних колекторів з'являється паморозь. І якщо у плоских колекторів за рахунок незначних теплових втрат через скло ця паморозь за деякий час розтає, то вакуумні колектори, які практично не мають цих втрат, зостаються вкритими памороззю чи снігом і практично не працюють. Отже, перевага вакуумних колекторів у теплоізоляції в такому випадку стає недоліком.

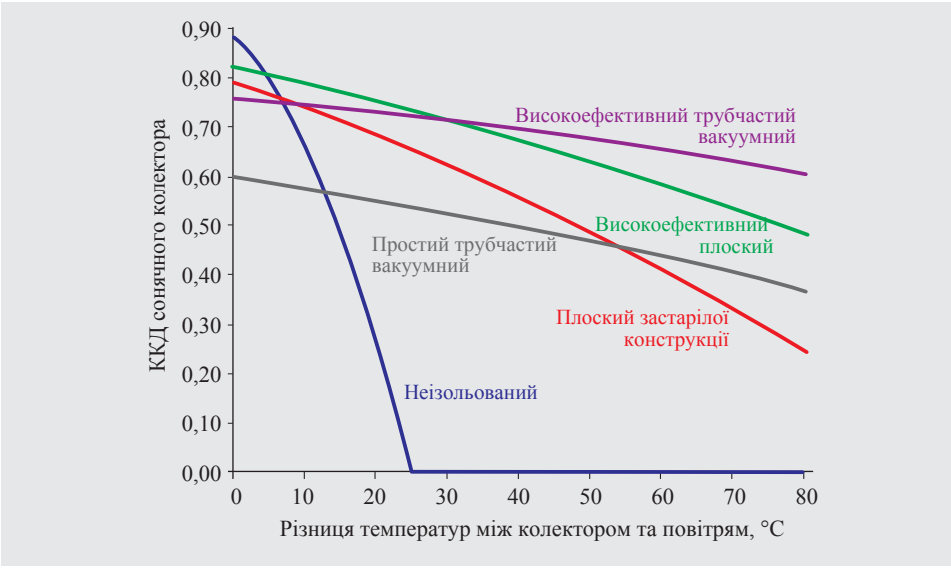


Рис. 1.89. Залежність ККД різних типів колекторів від різниці температур повітря та колектору [355]

ККД колекторів коливається у межах 50–80%.

Питому потужність, що отримується з одиниці діючої поверхні СК, можна розрахувати:

$$P^n{}_{CK} = \eta_o \cdot G - k_1 \Delta T - k_2 \Delta T^2 \quad (1.17)$$

У середньому СК мають питому потужність від 500 до 800 Вт/м^2. Звідси загальна потужність колектору є добутком питомої потужності колектора та його діючої поверхні.

$$P_{CK} = A_{CK} \cdot P^n{}_{CK} \quad (1.18)$$

Кількість отриманої теплової енергії Q_2 залежить також від коефіцієнта, що враховує залежність нахилу поверхні колектора до горизонтальної поверхні і кута падіння сонячних променів ($k = 1$, коли направлений на південь колектор встановлений під кутом 45°).

Для споживача найважливішим показником для визначення ККД всієї геліосистеми є інформація, отримана з лічильника на блоці управління (наприклад SOREL TDC2) щодо кількості енергії, отриманої сонячним колектором, і розрахунок заощаджених коштів.

Актуальним як для Польщі так і для України є введення у дослідних інститутах відповідних посад для робітників у лабораторії, що досліджують роботу колекторів протягом всього року, та публікації цих даних. У Польщі видачу сертифікатів якості сонячним колекторам відповідно до головних експлуатаційних критеріїв (PN-EN 12975-2) реалізовує Інститут Палив і Відновлюваної Енергії у Варшаві.

1.6.6. Геліоустановки

Геліоустановка – це комплекс відповідних пристроїв для перетворення енергії сонячного випромінювання у теплову: сонячні колектори з абсорбуючими панелями, теплові акумулятори, буферні контейнери з проточними теплообмінниками, система гарячого водопостачання, системи управління тощо. Геліоустановки знаходять застосування як в окремих господарствах, так і в готелях, пансіонатах, центрах відпочинку, промислових та громадських установах, спортивних і рекреаційних клубах, басейнах, а також на об'єктах сільського господарства. Найчастіше геліоустановки використовуються для гарячого водопостачання, що дозволяє заощадити щороку близько 70% необхідної для цього енергії. Грамотно розрахована установка дозволяє у період від травня до вересня майже цілком покрити потребу у гарячій воді без застосування додаткових джерел енергії.

1.6.6.1. Класифікація геліоустановок

Геліосистеми безпосередньої дії (рис. 1.90)

Установки безпосередньої дії називаються так тому, що нагрівають воду у контурі використання без додаткових контурів теплопередачі. Таку спрощену систему не можна використовувати взимку, бо замерзання води у трубах викличе вихід з ладу усієї системи. Тому на зиму такі колектори потрібно спорожнювати.



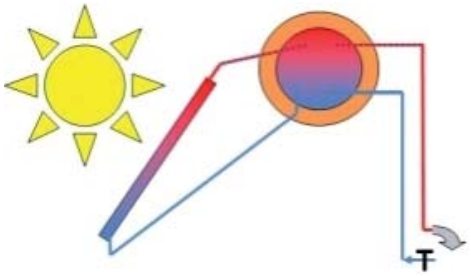


Рис. 1.90. Схема і фотографія геліоустановки безпосередньої дії [261, 380]

Вони можуть бути двох типів:

Установка для підігріву води без накопичувача. Це найпростіша конструкція, в якій немає можливості регулювання температури води і яка цілком залежить від поточної інтенсивності сонячного випромінювання. Такі установки застосовуються для підігріву води у літніх душових кабінах, басейнах і т. ін.

Установка для підігріву води з накопичувачем. (рис. 666). При такій конструкції зміни температури при додаванні води вирівнюються накопичувачем.

Відповідно до п. 3.3 [ВСН 52-86. Норм проектування. Установки сонячного гарячого водопостачання. – М.: Госгражданстрой СРСР, 1987.], установки сонячного ГВС з природною циркуляцією, як правило, слід застосовувати при площі сонячних колекторів до 10 м².

Сонячні колектори непрямої дії (рис. 1.91).

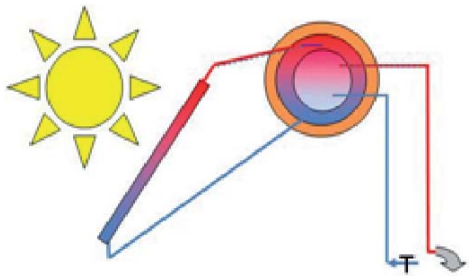


Рис. 1.91. Схема спрощеної геліоустановки непрямої дії з двома контурами [261]

До таких геліосистем відносяться двоконтурні та багатоконтурні геліосистеми в яких теплова енергія від абсорберу передається не безпосередньо у контур використання, а через теплообмінники у другий контур ГВП/опалення. Таке рішення дозволяє використовувати геліоустановку протягом всього року. У такій системі первинний контур, що передає теплову енергію від сонячного колектору до бака накопичувача, заповнюється незамерзаючою рідиною. Зазвичай такою рідиною є розчин гліколю й води 1:1 з температурою замерзання –36°С і температурою випаровуванняі до +200°С.

Так як більшість геліосистем призначені для всесезонної роботи, то дефіцит теплової енергії в холодний період покривають за рахунок одного або декількох додаткових джерел тепла (газовий, дизельний, твердопаливний котли, тепловий насос або теплоелектронагрівачі (ТЕНи)).

Ці пристрої, або пристрій під'єднують до баку-акумулятора з подвійним змійовиком. У такій системі нижній змійовик працює із сонячним колектором, а верхній з додатковим джерелом тепла, що включається, коли геліоустановка не може забезпечити заданої температури для необхідної кількості води (рис. 1.91).

Для оптимізації роботи установки та максимального використання сонячної енергії використовують теплові накопичувачі (баки-акумулятори), здатні накопичувати теплову енергію. Одним з найновіших рішень у цій сфері є використання багатозонних теплових акумуляторів, де у різних зонах накопичується вода різної температури.

У таких установках теплоносій у геліоколекторі не змішується з водою систем використання. Такі установки використовуються протягом всього року. Циркуляція води або іншого теплоносія забезпечується гравітаційним способом або за рахунок дії циркуляційного насосу. До теплообміннику, у разі потреби, під'єднуються додаткові джерела тепла, як, наприклад, електричні ТЕНи, газові котли тощо.

За принципом організації теплообміну можна відзначити:

Установка з гравітаційною циркуляцією води. Якщо теплообмінник розташований безпосередньо над колектором, забезпечується гравітаційна циркуляція води, що використовує різницю щільності холодної і теплої води. Вода, підігріваючись на абсорбері, піднімається нагору, звідки подається далі до мережі, а згодом, віддаючи тепло та охолоджуючись знов надходить у колектор під дією гравітації. Такі системи використовуються в основному тільки в установках безпосередньої дії.

Установка з примусовою циркуляцією. У випадку, якщо накопичувач знаходиться на значній відстані (наприклад у підвалі будинку), для циркуляції води необхідно застосовувати циркуляційний насос. Використання циркуляційного насосу значно підвищує ефективність теплообміну та дозволяє автоматизувати геліоустановку.

Як у кожній системі підігріву, так і в вищевказаних системах повинні бути наявні: розширювальний бак (приймаючий надлишок підігрітої рідини), зливний та подаючий вентилі, аварійний клапан тиску, циркуляційний насос та блок управління, що управляє всією геліо – або комбінованою системою ГВП/опалення.

Зазвичай геліоустановка працює в автоматичному режимі, при цьому система управління забезпечує ефективну та безаварійну роботу всієї системи. Сучасні геліоустановки та блоки управління є пристроями, що не потребують обслуговування.

1.6.7. Типові елементи геліоустановки для систем опалення приватних будинків та невеликих об'єктів

До стандартного складу обладнання типової геліосистеми малої потужності входять:

а) комплект сонячних колекторів з монтажними конструкціями для їх кріплення;

б) бак-акумулятор (накопичувач) теплої води з мінімальною ємкістю 300 літрів, оснащений теплообмінниками, магнієвим анодом, датчиками температури; в залежності від вибору додаткового/додаткових джерела живлення він може комплектуватися ТЕНом, мати два або більше змійовиків (або інших теплообмінників) або мати багатошарову конструкцію;
в) система циркуляції, що складається з: циркуляційного насосу, аварійного клапана, лічильника, зливного вентиля, манометру, двох термометрів на подачі і зворотному трубопроводі від колектора, вентилі для наповнення, повітряний клапан. Зазвичай всі пристрої монтуються на єдиній панелі циркуляційної групи;
г) блок автоматичного управління на базі цифрових регуляторів. В залежності від складності регулятору, вони можуть: керувати тільки геліосистемою, можуть бути інтегровані в інші системи теплозабезпечення, можуть управляти всіма пристроями системи теплозабезпечення;
д) розширювальний бак;
е) первинний контур геліосистеми виконується мідними трубами або штампованими чи гофрованими сталевими трубами з нержавіючої сталі (вони зручніші для монтажу, витримують високі температури і тиск);
ж) теплоносій – розчин води і пропілену.

У такій комплектації за допомогою геліоустановки можна не тільки забезпечувати потреби у гарячому водопостачанні (ГВП), але й частину теплової енергії використовувати у системі опалення будинку (с.о.). Основним джерелом енергії у системі теплозабезпечення до якого під'єднується геліоустановка, може бути вже наявний у будівлі камін, газовий або твердопаливний котли, електричне опалення.

1.6.7.1. Бак-акумулятор

У різних джерелах цей пристрій може називатись також як бойлер, тепловий акумулятор, тепловий накопичувач і т.д. Основною його функцією є накопичення теплової енергії, оптимізація роботи теплової системи з огляду на різну інтенсивність енергетичних потоків у часі, зменшення теплових втрат та створення більш комфортних умов для користувачів.

У геліоустановках може бути використаний будь-який типовий бойлер з одним або більше теплообмінників. Кількість теплообмінників залежить від кількості джерел теплопостачання. Якщо колектори під'єднуються до того ж бойлера, що й котел, то необхідно використовувати бойлер з двома теплообмінниками.

Бойлери, що виробляються спеціально для геліоустановок, можуть мати навіть три теплообмінники і, відповідно, під'єднуватися до трьох джерел тепла (наприклад, до сонячних колекторів, газового котла або каміна). Бойлери можуть працювати також у поєднанні із зовнішніми проточними теплообмінниками [57]. Найчастіше використовуються двопоясні бойлери, висота яких принаймні втричі більша від діаметру. За таких пропорцій відбувається розшарування води на дві температурні зони, відповідно, у нижній зоні знаходиться холодніша вода, у верхній – тепліша. Теплоносій з геліоколектору підігріває воду за допомогою теплообмінника у нижній зоні бойлера. Вода додатково підігрівається

у котлі і повертається до бойлера, підвищуючи температуру у верхній зоні, де знаходиться відбір у систему ГВП. Дещо нижче, ближче до середини бойлеру під'єднується система низькотемпературного підігріву (наприклад «тепла підлога»).

Стандартні бойлери для ГВП, що застосовуються в геліосистемах, мають два спіральні теплообмінники для роботи з геліоколекторами і газовим котлом. Для підвищення корозійної стійкості внутрішня поверхня бойлера покривається емаллю та комплектується магнієвим анодом. Для зменшення тепловтрат поверхня бойлера покривається 7–10 сантиметровим шаром поліуретанової пінки або іншою теплоізоляцією.

Найважливіші параметри акумуляторів тепла:

- ємність: для приватних будинків та об'єктів малої потужності виготовляються баки-акумулятори від 120 до 800 літрів;
- потужність теплообмінників;
- температурний режим: від 10 до 70°С;
- час нагрівання: залежить від ємкості баку та потужності джерел тепла;
- питомі витрати теплової енергії через стінки баку: залежить від площі поверхні та виду і товщини теплоізоляції. Втрати тепла в добре ізольованому акумуляторі відповідають зниженню температури в акумуляторі приблизно на 5–8°С.

Теплообмінник. Теплообмінник є дуже важливим елементом всієї установки (рис. 1.92). Теплообмінник – це спіральна, ребриста труба (найчастіше мідна), розміщена всередині бойлера. Теплоносій, що проходить всередині трубки, віддає тепло через поверхню змійовика, підігріваючи воду у баку-акумуляторі. Потужність теплообмінників залежить від площі та матеріалу теплообмінників і повинна відповідати кількості теплоти необхідної для підігріву визначеної кількості води за визначений період часу від джерела визначеної потужності.

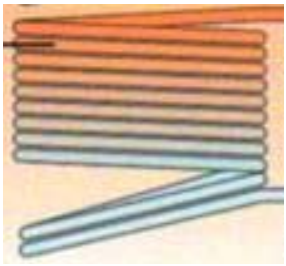


Рис. 1.92. Теплообмінник

Ціни бойлерів ємністю 300 літрів коливаються у межах 2–4 тис. гривень.

Основні види баків-акумуляторів

На сьогоднішній день в системах тепло-забезпечення на основі геліоустановок найчастіше використовується три види теплових акумуляторів: зі спіральними змійовиками, багатошаровий, комбінований.

Акумулятори тепла потребують ретельного підбору величини кожної з температурних зон. Завдяки цьому підвищується ефективність їх роботи: вони здатні швидше акумулювати і довше утримувати необхідну температуру у різних зонах, водночас задовольняючи потреби ГВП та системи опалення.

Контейнер з одним теплообмінником працює, відповідно з одним джерелом тепла (геліосистемою), але у якості додаткового джерела тепла може використовуватись ТЕН (рис. 1.93).

1. Збірник.
2. Корпус.
3. Ізоляція.
4. Магнієвий анод.
5. Ревізійний отвір.
6. Термоелектронагрівач (ТЕН).
7. Змійовик.
8. Патрубок забору гарячої води.
9. Патрубок для підведення теплоносія.
10. Патрубок, що виводить охолоджений теплоносій.
11. Патрубок наповнення водою збірника.
12. Гніздо для встановлення датчика температури.

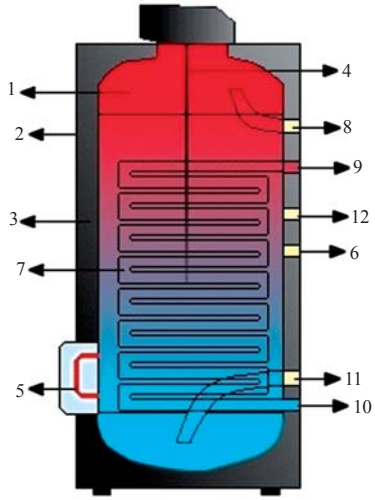


Рис. 1.93. Схематичний рисунок бойлеру з одним змійовиком [100]

Бойлер з двома змійовиками

Такі бойлери можуть застосовуватись з будь-якими видами котлів опалення та геліоустановкою (рис. 1.94). Мають сталевий корпус, вкритий керамічною емаллю. Функцію антикорозійного захисту виконує магнієвий анод, вмонтований усередині бойлера. Він потребує періодичного контролю та заміни. Передбачається також монтаж ТЕНу для додаткового підігріву води.

Контейнери цього типу не мають можливості під'єднання геліосистеми до системи опалення.

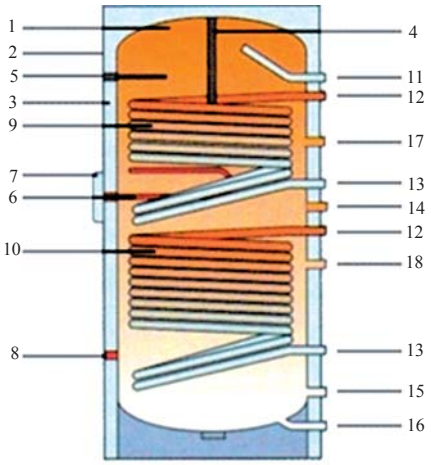


Рис. 1.94 Схематичний рисунок бойлеру з двома змійовиками [57]

1. Збірник.
2. Корпус.
3. Ізоляція.
4. Магнієвий анод .
5. Датчик температури.
6. Термоелектронагрівач (ТЕН).
7. Корпус ТЕНу з терморегулятором.
8. Роз'єм співпраці із колектором.
9. Верхній змійовик.
10. Нижній змійовик.
11. Патрубок відведення гарячої води.
12. Патрубок подачі теплоносія.
13. Патрубок відведення теплоносія.
14. Гніздо для встановлення вимірювального датчику температури.
15. Гніздо для встановлення вимірювального датчику температури.
16. Патрубок для подачі води.
17. Гніздо для встановлення вимірювального датчику температури.
18. Гніздо для встановлення вимірювального датчику температури.

Теплообмінник типу «багатошарової водяної сорочки»

На відміну від традиційного бойлеру, де вода підігрівається за допомогою змійовиків, у багатошаровому бойлері підігрів води відбувається за рахунок теплообміну з водою, яка подається безпосередньо до його стінок (рис. 1.95). У представленій конструкції поверхня, через яку проходить теплообмін, у рази більша, ніж при застосуванні змійовика, через що значно збільшується ефективність, особливо, при використанні геліосистеми. Такий бойлер легко інтегрується у системи тепло забезпечення будь-якої конфігурації. Енергія з колекторів надходить до бойлера зверху, завдяки чому досягається максимальна ефективність. Такі акумулятори виготовляються з нержавіючої сталі. Це, по-перше, гарантує довгий строк експлуатації за рахунок антикорозійної стійкості матеріалу і, по-друге, добру гігієнічну якість гарячої води, а також не потребує обслуговування. Незважаючи на вищу ціну, цей тип акумулятора тепла все частіше використовується фірмами, що займаються проектуванням та встановленням геліосистем.

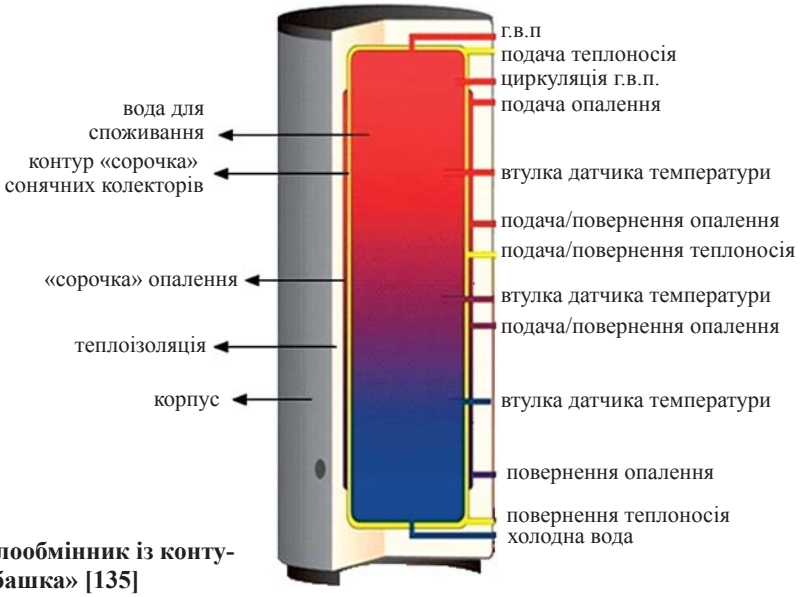


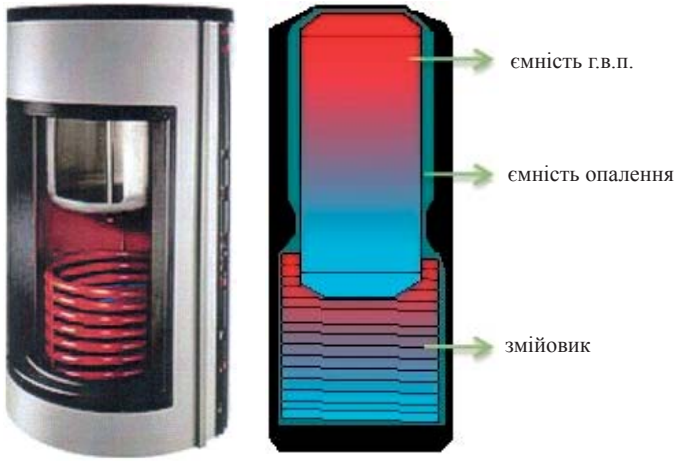
Рис. 1.95. Теплообмінник із контуром типу «рубашка» [135]

Комбіновані бойлери типу «ємність у ємності»

Теплові накопичувачі такої конструкції служать для накопичення теплої води ГВП та системи опалення. Поєднуються з такими системами опалення, як геліосистема, каміном, газовим котлом, твердопаливним котлом та тепловим насосом (рис. 1.96).

Контейнер є комбінованим збірником ємністю від 300 до 1000 літрів. Це буферний накопичувач підігрітої води з інтегрованим акумулятором ГВП ємністю 200 літрів і трубчатим теплообмінником, встановленим у нижній частині для використання зовнішнього джерела енергії, наприклад, геліоустановки. Підігрів гарячої води відбувається за рахунок використання зовнішнього джерела енер-

Рис. 1.96. Вигляд і розріз комбінованого контейнера



гії, наприклад геліоустановки, теплового насоса, опалювального котла тощо, або додатково вмонтованого ТЕНу. Теплоізоляцією служить 100 мм вспіненого ізоматеріалу, що покривається ззовні плівкою з ПВХ.

1.6.7.2. Насосна група

До насосної групи входять пристрої для примусової циркуляції робочої рідини у первинному контурі геліосистеми. Зазвичай насосна група розташовується на єдиній панелі у компактному корпусі, що полегшує монтаж і обслуговування геліоустановки. До складу комплекту входять: циркуляційний насос, розширювальний бак, запірна арматура для зливу та заливання робочої рідини, крани для відсічки або регулювання геліоконтуру, зворотний клапан, запобіжний клапан на 6 атм, манометр, повітревідвідник, ротаметр.

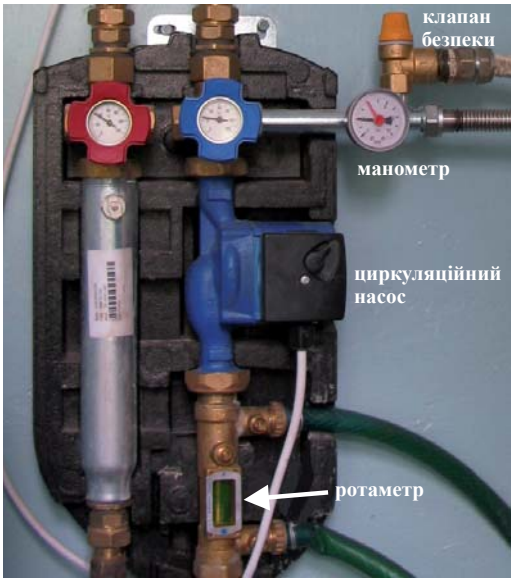


Рис. 1.97. Насосна група

1.6.7.3. Розширювальний бак

Розширювальні баки із гумовою мембраною призначені для компенсації температурних розширень теплоносія в системах опалення та кондиціювання закритого типу.

Принцип дії мембранного бака наступний: при підвищенні температури у первинній чи вторинній системі циркуляції геліоустановки, утворений за рахунок теплового розширення надлишок рідини чи пари потрапляє в верхню

Рис. 1.98. Вигляд розширювальних баків різної ємності [272]



порожнину бака, під мембрану, і «стискає» газ у повітряній камері. При охолодженні системи, газ внаслідок надлишкового тиску «видавлює» теплоносій назад у систему (рис. 1.98–1.99)

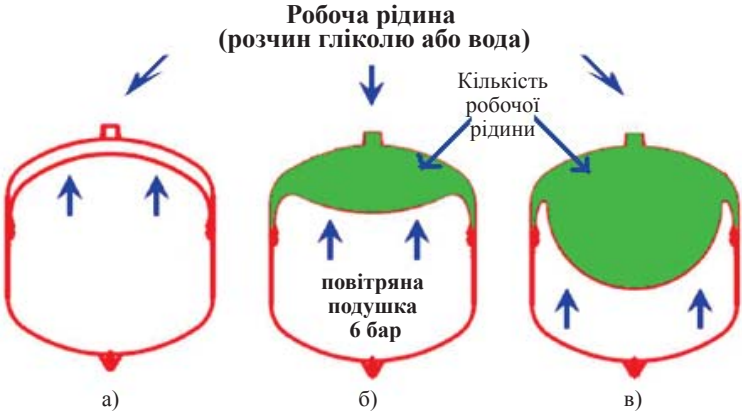


Рис. 1.99. Принцип дії розширювального баку

Розширювальний мембранний бак має корпус, виготовлений з листової, високоякісної сталі і покритий пічною емаллю темно-червоного або білого кольору, розділений мембраною на дві камери: водяну і повітряну. У повітряній камері знаходиться заздалегідь закачане на заводі повітря. З боку повітряної камери в корпусі мембранного бака розташовано пневмоклапан, призначений для регулювання тиску повітря. Надходження і вихід з розширювального мембранного бака води здійснюється через різьбовий приєднувальний патрубок.

1.6.7.4. Аварійний клапан тиску

Забезпечити захист при аварійному перевищенні тиску у разі перегрівання рідини повинен аварійний клапан, розміщеній у блоці циркуляційного насосу. Для типової геліоустановки з поверхнею 6 м^2 передбачається ємність системи –

25 літрів теплоносія, а ємність розширювального бака – 18 літрів. При цьому система розрахована на тиск порядку 2 атм, а аварійний клапан налаштований на 6 атм.



Рис. 1.100. Вигляд аварійного клапану тиску [272]

1.6.7.5. Повітревідвідник

Пристрій призначений для видалення решток повітря з контуру робочої рідини. Повітряні пробки, що виникають під час заповнення первинного контуру геліосистеми рідиною перешкоджають її циркуляції.



Рис. 1.101. Вигляд повітревідвідників різної конструкції [272]

Пристрій встановлюється у найвищій точці системи, куди повітря підіймається саме за рахунок різниці у щільності. Перед повітревідвідним пристроєм ставиться запорний кран. Після заповнення рідиною геліоконтуру кран відкривається на деякий час (декілька годин або день), а потім закривається щоб не випаровувалась рідина. Пристрій розрахований на роботу при температурах до 200°С.

1.6.7.6. Цифрові регулятори [296]

Сучасний ринок пропонує значну кількість сонячних контролерів, але незважаючи на різницю у зовнішньому вигляді, ціні, фірмі виробнику, вони мають досить схожу архітектуру процесора, забезпечують виконання ідентичних алгоритмів і функцій.

Контролер (цифровий регулятор/пристрій управління/блок управління) призначається для управління геліосистемою. Основним завданням цифрового контролера є організація ефективної та безаварійної передачі енергії сонячного випромінення системі теплозабезпечення. В залежності від типу та складності

контролера, може здійснюватися управляння й іншими теплотехнічними процесами в системі опалення та ГВП (тепловим насосом, електричним ТЕНом, газовим або твердопаливним котлами).

В залежності від значення температури сонячного колектору і баку-акумулятора, що надходить від датчиків, контролер вибирає необхідний режим роботи. Для надійної та ефективної роботи геліосистеми під управлінням контролера необхідно правильно вибрати алгоритм та схему роботи геліосистеми, що закладені у пам'ять контролера. В залежності від модифікації контролера, є можливість вибору від 4 до 30 різних схем облаштування геліосистеми.



Рис. 1.102. Цифровий регулятор [226]

За допомогою автоматичного регулювання швидкості протоку теплоносія в геліосистемі досягається стабільність роботи геліосистеми, швидкість набору температури, забезпечується додаткове виробництво теплової енергії за рахунок збільшення часу роботи геліосистеми в ранкові, вечерні години та в похмуру погоду, а також досягається економія електроенергії геліосистемою за рахунок зниження споживаної потужності циркуляційним насосом. Завдяки широкому набору програм та алгоритмів, закладених у пам'ять контролера вони можуть використовуватися в геліосистемах різного призначення: ГВП, с. о., комбіновані системи теплозабезпечення, нагрів води в басейні тощо завдяки якісним елементам, що використовуються при виробництві цифрових регуляторів, забезпечується висока надійність сонячних контролерів.

Простота та наочність контролю режимів геліосистеми досягається за допомогою індикації на передній панелі сонячного контролера. Доступний та простий сервіс дозволяє легко контролювати стан геліосистеми.

Контролер налаштовується при пусконалагоджувальних роботах і не потребує постійного втручання.

Більшість контролерів мають можливість *дистанційного контролю* геліосистеми та корегування роботи систем теплопостачання.

Основні функції контролерів.

Це базові функції, які повинні забезпечувати навіть найпростіші цифрові регулятори.

Захист пам'яті при зникненні електричного живлення: у випадку зникнення живлення сонячний контролер зберігає встановлені параметри геліосистеми без змін. При появі напруги сонячний контролер повертається в установлений режим роботи.

Функція встановлення різниці температур: циркуляційний насос геліосистеми вмикається за допомогою функції різниці температур, та працює поки різниця температур між колекторним полем геліосистеми та накопичувальним баком не впаде до значення вимикання,при цьому циркуляційний насос вимкнеться.

Температура: для кожної геліосистеми заводські налаштування сонячного контролера встановлені оптимальним чином для повної інтеграції всієї сонячної системи. Але ці налаштування можуть бути змінені самостійно в цілях відповідності спеціальним вимогам,

Аварійна температура сонячного колектора: аварійна температура вимкнення сонячного колектора: коли температура сонячного колектора перевищує задане значення для температури вимкнення, активується функція аварійного вимкнення сонячного колектора. В результаті роботи цієї функції циркуляційний насос геліосистеми перестає працювати, тим самим захищаючи компоненти сонячної системи від пошкодження через перегрів.

Межа максимальної температури сонячного колектора (функція охолодження сонячного колектора): Функція охолодження сонячного колектора сповільнює пароутворення рідини, що передає тепло. Незадовго до досягнення максимальної температури в сонячному колекторі циркуляційний насос геліосистеми починає працювати для охолодження цієї рідини, використовуючи втрати, що відбуваються в трубах та накопичувальних ємностях.

Захист сонячного колектора від низької температури: коли температура в сонячному колекторі опускається нижче заданої для даного режиму СМХ значення, циркуляційний насос сонячної системи перестає працювати, навіть в тому випадку,коли різниця температур між сонячним колектором та бакомакумулятором перевищує значення виключення різниці температур. Коли температура підніметься на 3ºС вище заданого для даного режиму СМХ, циркуляційний насос геліосистеми знову запуститься, сонячний контролер вийде з цієї програми.

Захист сонячного колектора від замерзання: ця функція використовується для геліосистеми, що використовує воду в якості теплопередаючого середовища для унеможливлення її замерзання.

Функція додаткового охолодження баку-акумулятора геліосистеми: якщо температура в баці-акумуляторі геліосистеми вища максимально заданої температури, і в той же час температура в сонячному колекторі на 5ºС нижча температури в баці-акумуляторі, тоді вмикається циркуляційний насос геліосистеми, та завдяки додатковій циркуляції температура в баці-акумуляторі знижується через втрати тепла в сонячному колекторі, при цьому насос сонячної системи продовжує працювати до тих пір, поки температура в баці-акумуляторі не впаде нижче максимальної температури.

Максимальна температура вимикання (твердопаливного котла, теплообмін та теплопередача між баками-акумуляторами): за допомогою встановлення максимальної температури вмикання/вимикання, сонячний контролер запускає циркуляційний насос, таким чином, бак-акумулятор нагрівається за допомогою твердопаливного котла.

Додаткові функції контролерів.

Розширене меню можуть мати більш складні та дорогі моделі контролерів, призначені для роботи в більш складних системах.

Часові налаштування нагрівання: електричний нагрівач, тепловий насос, газовий котел, чи твердопаливний котел можуть бути включені в геліосистему

в якості резервної системи, вони можуть переключатися автоматично в задані проміжки часу при заданій температурі. В заданий часовий проміжок, коли температура на датчику верхньої частини баку-акумулятора опускається нижче заданого в цьому режимі значення вмикання, починає працювати система резервного нагріву, коли температура на датчику досягне заданого значення вимкнення, система резервного нагріву вимкнеться. Для цього в сонячному контролері є можливість задати три часових інтервали в межах 24 годин.

Допоміжні функції сонячного контролера можуть бути встановлені через додаткове меню. Можливим є активування декількох допоміжних функцій сонячного контролера:

Протибактеріальна функція: для унеможливлення появи бактерій (наприклад легіонели) у воді бака-акумулятора, коли температура води залишається невисокою протягом тривалого часу, контролер вимірює температуру води в баці-акумуляторі кожні 7 днів автоматично.

Температурне керування насосом циркуляції гарячої води (рециркуляція): геліосистема може забезпечувати функцію температурного управління циркуляцією гарячої води, для цього необхідно мати додатковий циркуляційний насос гарячої води (підключений до сонячного контролера) та датчик, встановлений на трубі повернення гарячої води (підключений до сонячного контролера). Коли температурний сигнал датчика нижче заданого для включення в роботу циркуляційного насосу, насос циркуляції гарячої води вмикається та працює до тих пір, поки температура не перевищить задану температуру та циркуляційний насос буде вимкнений.

Сонячний контролер має функцію вимірювання теплової енергії; він може вимірювати енергію, яку сонячний колектор передає в бак-акумулятор. Для вимірювання повинна бути виміряна температура в підвідних та відвідних трубах, також повинен бути встановлений додатковий лічильник на циркуляційних трубах для вимірювання швидкості потоку.

Регулювання швидкості потоку регулюванням обертів циркуляційного насосу.

Вимірювання кількості виробленої теплової енергії.

Логіка пріоритету нагріву баків-акумуляторів: якщо використовується 2 чи 3 баки-акумулятори, то повинна бути встановлена їх черговість нагрівання. Нагрівання баків-акумуляторів визначається їх пріоритетом. Необхідно визначити першочерговий та другорядний бак-акумулятор.

Час роботи нагрівання: часовий інтервал нагрівання (TSTP) та час роботи нагрівання (TRUN) – це два параметри, які використовуються для функції пріоритету сонячного контролера. Сонячний контролер постійно перевіряє чи задовільняє різниця температур між сонячним колектором та баком-акумулятором значенням включення DT (датчика температури), якщо DT між сонячним колектором та першочерговим баком-акумулятором не досягає значення вмикання, тоді він перевіряє DT між сонячним колектором та другорядним баком-акумулятором, якщо вона досягла свого DT вмикання, тоді нагрівається другорядний бак-акумулятор.

Функція відведення високої температури (автоматичне налаштування температури бака-акумулятора): відвід високої температури не залежить від робо-

ти сонячної системи; енергія води з високою температурою в баці-акумуляторі може бути передана іншим пристроям з використанням даної функції сонячного контролера. Таким чином, можливе підтримання постійної температури в баці-акумуляторі. Для передачі надлишкової енергії вам необхідний додатковий циркуляційний насос чи електромагнітне реле.

Функція "відпочинку": ця функція активується вночі, при цьому рідина теплоносія буде перетікати з накопичувального баку в сонячний колектор, охолоджуючи бак-акумулятор, тим самим запобігаючи тепловому перевантаженню геліосистеми повністю нагрітого накопичувального баку. Ця функція активується вночі в проміжку з 22.00 по 06.00, коли температура в сонячному колекторі падає на 8°C нижче температури в накопичувальному баці, при цьому починає працювати циркуляційний насос сонячної системи, якщо температура в сонячному колекторі стане на 2°C нижче температури бака-акумулятора, тоді циркуляційний насос геліосистеми вимкнеться. Функція активується якщо Ви маєте намір бути відсутніми довгий час (свята, відпустка) або довгий період немає потреби в гарячій воді .

Функція «завдання нагрівання»: в геліосистемі в якості резервного пристрою може бути використаний електронагрівач, тепловий насос, газовий чи твердопаливний котел, цей сонячний контролер може підтримувати постійну температуру, коли отримує сигнал про те, що температура в верхній частині баку-акумулятора (T3) на 2°C нижча заданої, при цьому вмикається резервний нагрівач геліосистеми.

Функція моніторингу температури.

Захист від «пересихання» нагрівача геліосистеми: у випадку, коли недостатньо води в баці-акумуляторі та електронагрівач ввімкнений, для уникнення пошкодження електричного нагрівача в результаті сухого нагріву, сонячний контролер вмикає захист від «пересихання» нагрівача.

Енергозбереження дисплея: у випадку відсутності натисків на кнопки сонячного контролера протягом 3 хвилин екран автоматично згасає, LCD підсвічування вимикається. Для того щоб її ввімкнути натисніть будь-яку кнопку сонячного контролера.

Захист від пошкоджень.

Контролер геліосистеми може бути обладнаний *електронним витратоміром* та датчиком *вимірювання інтенсивності сонячної радіації* для більш точного балансу та обліку виробництва тепла геліосистемою.

Дисплей сонячного контролера з підсвічуванням для моніторингу сонячної системи, з введеними схемами сонячної системи, з піктограмами, цифровим літеро-числовим дисплеєм для зображення температур та для контролю, налаштування параметрів геліосистеми.

Кнопки для точного ходу та налаштування параметрів геліосистеми.

Варіанти, які налаштовуються для сонячного контролера, наприклад, функція охолодження, задавання диференції вмикання та вимикання, функція захід/схід, запобіжне вимкнення сонячних колекторів,спеціальна функція сонячного колектора, вимірювання теплопостачання, функція антиобледеніння та можливість регулювання швидкості трьох циркуляційних насосів геліосистеми.

Технічні характеристики сонячного контролера SR988

- Зовнішній вигляд сонячного контролера: розміри: 190 × 140 × 40 мм.
- Споживана потужність < 3 W.
- Живлення AC 230V ±10%.
- Діапазон вимірювання температури баку 0 ~100°C.
- Діапазон вимірювання температури сонячного колектора –10 ~200°C.
- Похибка температурних вимірювань ± 2°C.
- Відповідна потужність циркуляційних насосів допускає використання 5 циркуляційних насосів, потужність кожного насоса < 600W.
- Вхідні сигнали 6 датчиків.
- 2 датчика Pt1000 (≤ 500°C) для сонячного колектора (силіконові кабелі ≤ 280°C).
- 4 датчика NTC10K, B3950 (≤ 135°C) для бака-акумулятора, (кабелі PVC ≤ 105°C).
- Вхідні сигнали 5 перемикачів, для циркуляційних насосів чи 3-х позиційних електромагнітних реле.
- Температура навколишнього середовища – 10°C ~ 50°C.
- По шкалі водозахищеності IP40.

1.6.7.7. Безперебійне джерело живлення UPS

Найбільш небезпечним для геліосистеми є зникнення електричного живлення при середній, і тим більше при високій інтенсивності сонячного випромінення. Вимкнення циркуляційних насосів тягне за собою припинення циркуляції теплоносія в первинному контурі, аварійне підвищення температури на колекторі та його закипання. Різке підвищення температури призводить до аварійного підвищення тиску в контурі, випаровування гліколю та інших негативних наслідків. Тому для безаварійної роботи системи бажано передбачити резервне джерело електричного живлення.



Рис. 1.103. Аварійне джерело живлення UPS [114]

UPS (англ. «Uninterruptible Power Supply») – це пристрій або система, функцією якої є безперервне живлення електронних пристроїв (рис. 1.103).

Найчастіше цей тип джерела живлення оснащений акумулятором, і в разі збоїв або припинення постачання електроенергії з електричної мережі, пристрій перемикається на роботу від акумулятора або батареї фотоелементів. Час підтримки напруги може складати від декількох хвилин до кількох десятків годин і залежить від навантаження джерела живлення та ємкості акумулятора. UPS найчастіше використовуються у мережах однофазної напруги 220–230 В. Потужність безперебійного джерела визначається як діюче значення, виміряне у В·А. Для нормальної роботи геліоустановки вистачає безперебійного джерела живлення потужністю 300–500 В·А, але при

розширених робочих станціях можуть використовуватись пристрої потужністю навіть понад 1000–1200 В·А. Бездротове безперебійне джерело застосовується в геліоустановках в основному для живлення циркуляційного насосу у випадку зникнення напруги в мережі.

1.6.7.8. Датчики температури

Інформацію про параметри роботи геліосистеми, зокрема температуру сонячного колектору, різних зон баку-акумулятора управляючий контролер отримує від датчиків (наприклад Pt-1000). Їх розміщують у спеціальних гільзах вмонтованих в обладнання.





Рис. 1.104. Датчики температури [309]

1.6.7.9. Басейновий теплообмінник (рис. 1.105–1.106)

Для підігріву води у басейні застосовують спеціальні теплообмінники, пристосовані для установки у системі циркуляції і фільтрування води. Типорозмір теплообмінника підбирається в залежності від розміру басейну та потужності геліосистеми. З огляду на кількість води, що проходить через теплообмінник його основними характеристиками є гідравлічний опір, площа теплообміну і, відповідно, потужність.

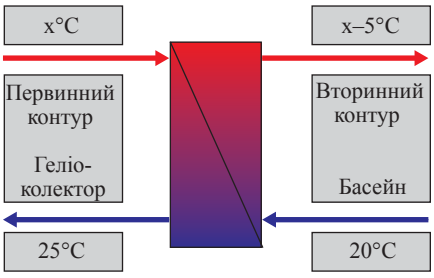




Рис. 1.105. Схема підключення басейнового теплообмінника [32]

1.6.7.10. Термоелектронагрівач (ТЕН)

ТЕН використовується як додаткове джерело тепла, призначене для догрівання води. Зазвичай встановлюють ТЕН потужністю 2000 Вт. Для можливості регулювання температури він оснащений термостатом.



Рис. 1.106. Термоелектронагрівач [31]

1.6.7.11. Кріплення колектора на покрівлі і конструкції

Для полегшення монтажу колекторів на дахах будівель використовуються спеціальні конструкції (рис. 1.107), які зазвичай комплектують фірми виробники СК. Вони пристосовані для різного виду покрівельних покриттів, як-то черепиця, жерсть, бітумні покрівлі. Конструкції поєднуються у раму, що кріпиться на даху з нахилом 30–60°. Можливо збільшити кут встановлення на 7°. Необхідна міцність рами досягається за рахунок того, що деталі конструкції виготовлені зі сталевих оцинкованих термічно оброблених профілів.



Рис. 1.107. Конструкція для монтажу окремо розташованих сонячних колекторів [31]

Для монтажу сонячних колекторів на плоских дахах або безпосередньо на землі використовують раму, що дозволяє вибирати кут нахилу колекторів у межах від 30° до 45°. Деталі конструкції виготовляються зі сталевих оцинкованих термічно оброблених профілів або звичайної фарбованої сталі.

Широко розповсюдженим є метод монтажу колекторів на спеціальних рамах, що кріпляться на даху будинку як стаціонарна конструкція.

1.6.8. Монтаж гідравлічної системи

При монтажі гідравлічної системи необхідно розрахувати та передбачити:
- вид, діаметр труб та способи під'єднання СК до трубопроводу первинного контуру;
- способи під'єднання трубопроводу первинного контуру до баку-акумулятора;
- визначити ємність баку-акумулятора та кількість контурів в залежності від кількості джерел теплової енергії та завдання (ГВП/с.о./комбінована система ГВП – с.о.) крім того систама опалення може поєднувати низькотемпературний контур (теплі поли та стіни) та традиційний викокотемпературинй (радіаторний);
- визначти місце під'єднання різних пристроїв до входів/виходів баку-акумулятора (або кількох);
- вид, діаметр труб та способи під'єднання системи ГВП та с.о. до баку-акумулятора;
- підібрати необхідну під'єднальну та запорну арматуру;
- передбачити запорну арматуру для можливості перекриття ділянок гідравлічної системи для зручності у ремонті та експлуатації;
- передбачити термостатичний змішуючий вентиль для захисту споживачів від опіку перегрітою водою у системі ГВП;
- обладнати скидні лінії від клапанів безпеки: при спрацьовуванні клапанів рідина скидається у спеціальну посудину, а не на підлогу.

1.6.8.1. Виконання трубопроводів

Монтаж первинного контуру геліосистеми виконується згідно загальних принципів монтажу гідравлічних систем. Трубопроводи, що з'єднують основні узли системи виконуються з мідної труби або спеціальних труб з гофрованої нержавіючої сталі. Всі елементи повинні бути гарно теплоізольовані. Діаметр труби підбирається таким чином, щоб забезпечити потік робочої рідини $v = 1{,}0 \div 1{,}8$ л/хв. на один плоский або трубчастий вакуумний колектор. На великих участках труб необхідно також врахувати гідравлічні опори.

Таблиця 1.14

Діаметри труб в залежності від кількості під'єднаних колекторів [272]

Діаметр труби	Кількість рідини в 1 п.м. труби [дм^3/п.м.]	Кількість під'єднаних колекторів
15 × 1,0	0,13	1–3
18 × 1,0	0,20	4–6
22 × 1,0	0,31	7–9
28 × 1,5	0,49	10–20
35 × 1,5	0,80	20–30
42 × 1,5	1,20	30–40

* п.м. – погонний метр

При довжині труб більше за 10 м необхідно передбачити термокомпенсаційні петлі, що запобігають пошкодженню труб від надмірного температурного лінійного розширення. Наприклад при нагріванні 10-метрової ділянки мідної труби до 200°С її довжина збільшується на 18 мм (1,8%), а максимальне розширення може досягати 3,4 см (34%).

1.6.8.2. Теплоізоляція геліосистеми

Для зменшення теплових втрат та за рахунок цього підвищення ефективності геліосистеми, необхідно виконати теплоізоляцію трубопроводів та устаткування і, насамперед, первинного геліоконтуру, який має найвищу температуру з усього устаткування. Особливу увагу необхідно звернути на правильну ізоляцію труб, що знаходяться назовні будівлі. Для зменшення втрат бажано максимально зменшити довжину труб, що знаходяться назовні, та правильно підібрати вид та товщину теплової ізоляції. В залежності від марки теплоізоляційні матеріали працюють в різних діапазонах температур, мають різний склад і стійкість до зовнішнього середовища.

Зазвичай для теплової ізоляції трубопроводів використовують вспінений синтетичний каучук з закритими порами, що виготовляється у формі трубок. Це еластична негорюча ізоляція, що має низьку теплопровідність, забезпечує надійний захист трубопроводів від утворення конденсату, стійка до сонячного випромінення. Мінімальна товщина трубки назовні має бути рівна діаметру труби, а у середині приміщення може бути в 2 рази тоншою. Зовнішню поверхню ізоляції для забезпечення від ушкоджень (розкльовування птахами та пошкодження гризунами і т. ін.) необхідно покрити фольгою. Необхідно ізолювати і всі види з'єднань та арматуру.

Основні технічні вимоги:

- діапазон температур: – 50 до + 225°С;
- коефіцієнт проникнення пару: 3000;
- коефіцієнт теплопровідності : 0,045 В/м · К;
- пожарна безпека: малогорючий, самогаснучий;
- стійкість до атмосферних умов: дуже стійкий;
- гігієнічний сертифікат: НК/В/1972/03/200;
- технічне схвалення: АТ/98-02-0565-01;
- колір: графітовий.

1.6.9. Проектування та монтаж і установка сонячних колекторів

1.6.9.1. Розрахунок параметрів геліоустановки

При проектуванні геліоустановок ГВП вихідними даними є: добова потреба в гарячій воді заданої температури і погодинний графік її споживання на протязі доби, данні про інтенсивність сонячної радіації, термін окупності геліоустановки, вид додаткового джерела теплопостачання, наявність площ для розташування СК (плоска покрівля/похилий дах або можливість розміщення навісу з сонячними колекторами, хімічний склад води, розрахункові вітрові навантаження та ін.

Розрахунок площі колекторів.

Площа встановлюваних сонячних колекторів розраховується по формулам норм проектування [356] або згідно власних потреб, визначених з досвіду використання гарячої води на протязі деякого періоду, номограмі нахилу колекторів (рис. 1.110), тепловим характеристикам сонячних колекторів.

Визначення потреб у тепловій енергії.

Первинним для розрахунку геліосистеми є потреби у тепловій енергії. За європейськими нормами потреба в теплій воді складає 50 л на одну людину. При тому що у місці відбору, вода повинна мати температуру не нижче 45°С. Дані про кількість води на одну людину в залежності від індивідуальних потреб, наведено у таблиці 1.15 [336].

Таблиця. 1.15

Середня потреба в теплій або гарячій воді

Температура теплої/ гарячої води / **Потреба в теплій воді, [л/(день·люд)]**	**45°С**	**60°С**
У житловому будівництві		
високі вимоги	від 50 до 80	від 35 до 56
середні вимоги	від 30 до 50	від 21 до 35
низькі вимоги	від 15 до 30	від 11 до 21

Зазвичай приймається, що геліоустановка повинна забезпечувати 90–100% теплової енергії для ГВП влітку, тоді середньорічний ступінь покриття потреб енергією за рахунок геліоустановки буде 50 – 60%. Отже на добу для підігріву необхідно теплової енергії:

$$Q^{д}_{ГВП} = m^{д}_{вод} \cdot c \cdot (T_2 - T_1), \text{ кВт} \cdot \text{год.} \qquad (1.19)$$

де:
$Q^{д}_{ГВП}$ – енергія, необхідна для нагріву ГВП впродовж дня, кВт · год.;
T_2 – температура гарячої води системи ГВП (45–55°С);
T_1 – температура води, що заходить в теплообмінник з системи водозабезпечення (близько 7–12°С);
c – теплоємність води, Дж/кг·°С;
m – маса гарячої води, кг.

Річна потреба в тепловій енергії, яку необхідно задовольнити за допомогою геліосистеми, становитиме:

$$Q^{р}_{ГВП} = Q^{д}_{ГВП} \cdot 365 \text{ днів} \cdot B_{ГВП} \qquad (1.20)$$

де $B_{ГВП}$ – ступінь покриття потреб у тепловій енергії за рік, яким є відношення теплової енергії, що надійшла від геліосистеми на протязі року, до річної потреби у тепловій енергії:

$$B = \frac{Q_{ГС}}{Q_{заг}} \tag{1.21}$$

Загальна кількість енергії для забезпечення комбінованих систем (ГВП + с.о.) складатиме:

$$Q_{заг} = Q_{СО} + Q_{ГВП} \tag{1.22}$$

Якщо витрата тепла для приготування гарячої води протягом усього року залишається відносно постійною, то у періоди найбільшої потреби в теплі для опалення приміщень надходить лише дуже невелика кількість сонячної енергії (див. рис. 1.109).

Для забезпечення підтримки системи опалення приміщень площа поверхні колекторів повинна бути в 2–2,5 рази більше, ніж це необхідно для забезпечення потреби для потреб ГВП. Внаслідок цього геліоустановка буде «простоювати» в літній час. В такому випадку до системи додають «додаткове навантаження», що працює тільки у літній період (басейн, сушилка для фруктів тощо). Треба зауважити, що додаткові площі колекторів досить дороге задоволення, і тому орієнтація виключно на опалення взимку тільки за рахунок геліосистеми призводить до невиправдано високої вартості системи. Тому, при застосуванні геліосистеми при частковому опаленні необхідно розрахувати, яку частину теплової енергії вигідно отримувати за рахунок сонячної енергії, а яку за рахунок додаткових джерел тепла. На рис. 1.108 показано залежність кількості колекторів від рівню покриття потреб за рахунок сонячної енергії.

Для розрахунку кількості теплової енергії, що необхідна для часткового опалення необхідно знати потребу будинку в тепловій енергії. Вона залежить від величини будівлі та від властивостей теплоізоляції зовнішніх огорож (стін, вікон, підлоги, даху і тощо). Враховуються також наявність потреби в опаленні влітку, наприклад, підвальних приміщень, підігрівання підлоги у ванних кімнатах, частковий попередній підігрів води в с.о.

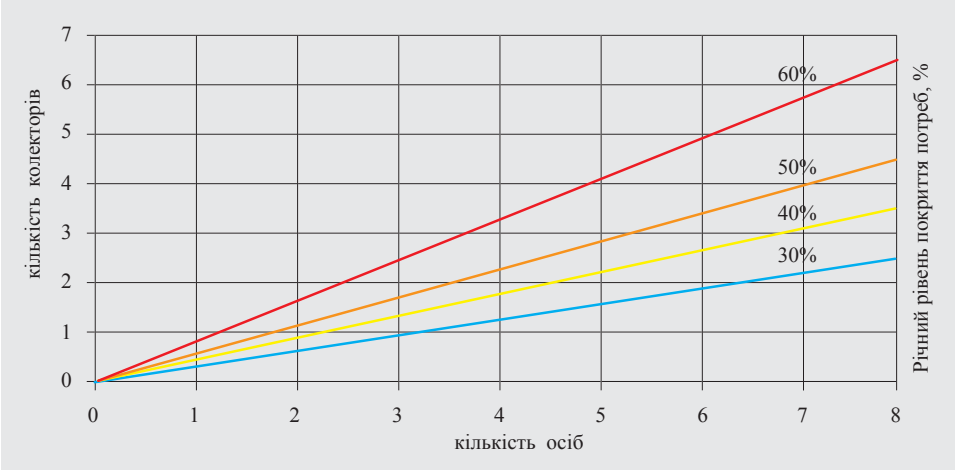
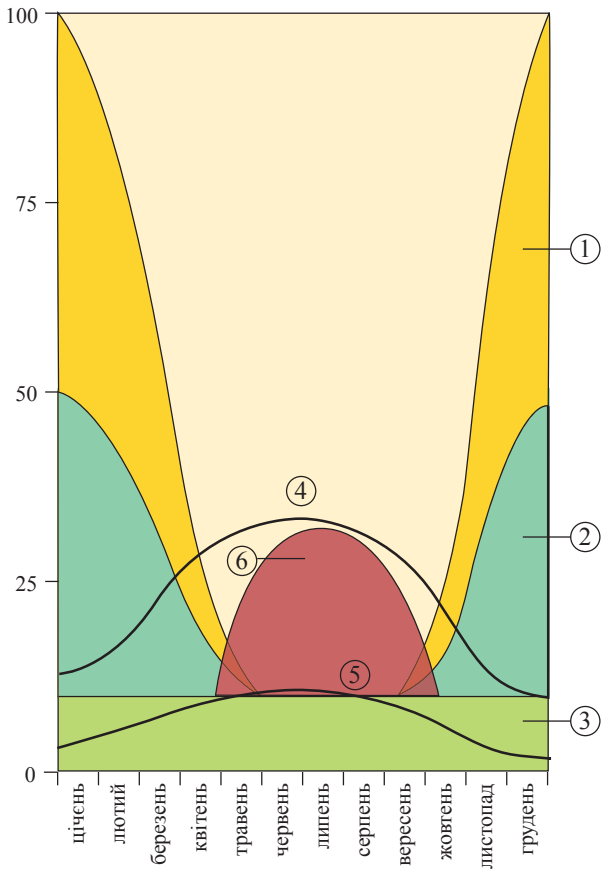


Рис. 1.108. Залежність кількості колекторів від кількості осіб [57]

Рис. 1.109. Графік часового зсуву між надходженням максимальної кількості сонячної енергії та найбільшими потребами у тепловій енергії [336]



1. Потреба в теплоті приміщень у будинку старого спорудження.
2. Потреба в теплоті приміщень у будинку з низьким споживанням енергії.
3. Потреба в теплій або гарячій воді
4. Кількість сонячної енергії виробленої системою розрахованої для ГВП + опалення + басейн.
5. Кількість сонячної енергії виробленої системою розраховане для ГВП.
6. Потреба в енергії для підігріву басейну

У будинках з низьким споживанням енергії, побудованому з використанням новітніх матеріалів теплоізоляції та технологій потреба в теплі складає менш ніж 50 Вт/м^2), в той час як побудовані за старими стандартами будинки, можуть мати потреби до 250 Вт/м^2. Спрощений розрахунок потреби у тепловій енергії для системи опалення будинку:

$$Q_{CO}^{p} = k_t \cdot S, \text{ кВт} \cdot \text{год.} \quad (1.23)$$

де:
Q_{CO}^{d} – енергія, необхідна для опалення, кВт·год.;
k_t – потреба в теплі на 1 м^2;
S – площа приміщення, м.

При більш детальному розрахунку потрібної теплової енергії, необхідно розраховувати всі теплові втрати через стіни, вікна, підлогу, дах, двері і т.ін. Виходячи з температурного балансу, для опалення приміщення необхідно стільки ж енергії, скільки воно втрачає через зовнішні огорожі.

Якщо ж є дані з експлуатації традиційних систем теплозабезпечення (наприклад, кількість спаленого газу або електроенергії), то краще використовувати їх – вони будуть більше наближені до істинних значень теплових витрат).

Наприклад, якщо на потреби теплопостачання спалювалося 2460 м^3 природного газу ($v^г$) з теплотворною здатністю 9,6 кВт/м^3 ($q_{газ}$) з загальним ККД системи теплопостачання 0,8 ($\eta_{газ}$), то кількість теплової енергії отриманої при цьому було:

$$Q_{CO}^{p} = v^г \cdot q_{газ} \cdot \eta_{заг} = 2460 \cdot 9{,}6 \cdot 0{,}86 = 20\,309{,}76 \text{ кВт} \quad (1.24)$$

Згідно статистичних даних PGNiGE середнє річне значення кількості газу, що спалюється для теплопостачання будинку у 200 м^2 в 2008 році становило близько 2600 м^3 (СО – 2200 м^3; ГВП – 400 м^3) [103].

При проектуванні «теплих будинків» слід розраховувати частку покриття потреби в енергії за рахунок геліоустановки до 50% від загальної потреби в енергії, включаючи підігрів питної води, а для будинків з більш високим споживанням енергії частка покриття потреби в енергії за рахунок геліоустановки буде меншою.

$$Q_{CO}^{p_Г} = k_t \cdot S \cdot B_{CO} \quad (1.25)$$

де B_{CO} – річний ступінь покриття потреб у тепловій енергії на с.о.

При забезпеченні частини енергії за рахунок геліосистеми необхідно щоб на поверхню абсорберів СК надійшла необхідна кількість енергії рівна розрахованій потребі.

$Q_{CO}^{p_Г} = P_{ГС}$, де $P_{ГС}$ – теплова потужність геліосистеми.

Продуктивність СК залежить від його конструктивних параметри та умов, в яких він використовується. Енергія, що надходить на одиницю площі сонячного колектора визначається за формулою:

$$P_{ГС}^{netto} = \tau_{ст} \cdot \alpha_n \cdot A_n \cdot G \quad (1.26)$$

де:
G – тепловий потік сонячного випромінення (з таблиці 1.1. розділ 1.2),
$\tau_{ст}$ – коефіцієнт пропускання прозорого покриття,
α_n – коефіцієнт абсорбції,
A_n – площа абсорбуючої поверхні,
($\tau_{ст}$, α_n, A_n) – технічні дані сонячних колекторів).

$$P_{ГС} = P_{ГС}^{netto} - \left(\frac{T_a - T_n}{R_t} \right) \quad (1.27)$$

Загальна кількість теплової енергії, що надходить від СК до геліосистеми дорівнює енергії сонячного випромінення за мінусом теплових втрат $\frac{T_a - T_n}{R_t}$, де T_a – температура абсорбера, T_n – температура повітря навколишнього середовища, R_t – коефіцієнт термічного опору (з технічних даних абсорберу).

Таким чином, знаючи технічні дані колекторів і загальну необхідну потужність геліосистеми можна розрахувати загальну площу поля СК, а розділивши її на площу одного колектору визначити необхідну кількість колекторів.

$$A_n = \frac{P_{ГС} + \frac{T_a - T_n}{R_t}}{\tau_{ст} \cdot \alpha_n \cdot G} \quad (1.28)$$

Треба зазначити, що деякі фірми виробники СК з вакуумними трубками у технічній характеристиці своїх колекторів вказують вже розраховану теплову потужність однієї трубки або всього колектору(максимальну або для еталонного сонячного випромінення).

ККД сонячного колектора визначається, як відношення тепла, що передається теплоносієм до енергії, що надходить на площу сонячного колектора за одиницю часу і у різних колекторах становить від 50 до 85%.

$$\eta_{ГС} = \frac{Q_t}{G \cdot A_n} = \frac{m \cdot c \cdot (T_к - T_б)}{G \cdot A_n} \quad (1.29)$$

де:
Q_m – потік корисної теплової енергії, Вт;
m – масова напруга течії теплоносія в колекторі, кг/с;
$T_к$ – температура теплоносія на виході з сонячного колектора, °С;
$T_б$ – температура теплоносія на виході з бойлеру, °С;
c – теплоємність робочої рідини геліоустановки, Дж/кг·°С.

1.6.9.2. Орієнтація, кут нахилу СК та відстань між рядами колекторів.

На кількість теплової енергії, що надходить до геліосистеми суттєво впливає орієнтація сонячних колекторів та кут їх нахилу. При оптимальному компонуванні сонячних колекторів знижується вартість геліоустановки. Відповідно до норм проектування, [356] кут нахилу сонячних колекторів до горизонту для всесезонної геліоустановки, приймати рівним широті місцевості, а тих, що призначені для роботи тільки в літній період, – широті місцевості мінус 15°. При куті нахилу колектора 30° в зимові місяці сумарна сонячна радіація на 11,3–13,9% менша, ніж при куті нахилу 45°.

Згідно п. 3.9 норм проектування [356], оптимальною орієнтацією сонячних колекторів вважається південь з можливими відхиленнями на схід до 20° і на захід – до 30°, але вже при відхиленні від південної орієнтації більше ±15° сумарна сонячна радіація різко зменшується.

Місце розташування колекторів повинне забезпечувати потрапляння сонячного випромінювання принаймні у період з 10 до 16 години. При цьому вузькі перешкоди, як-то стовпи, ажурні антени тощо не впливають на продуктивність системи. У той же час більш низькі, але широкі перешкоди, взимку при незначній висоті сонця над горизонтом можуть затінювати сонячний колектор, тим самим значно знижуючи його продуктивність.

У регіонах, які влітку мають особливо високий рівень сонячного випромінювання, колектор може продукувати надлишок теплової енергії. В таких випадках сонячні колектори монтують під більшим кутом (у 60°). Це, з одного боку, знижує теплове забезпечення у літні місяці приблизно на 15%, а взимку це опти-

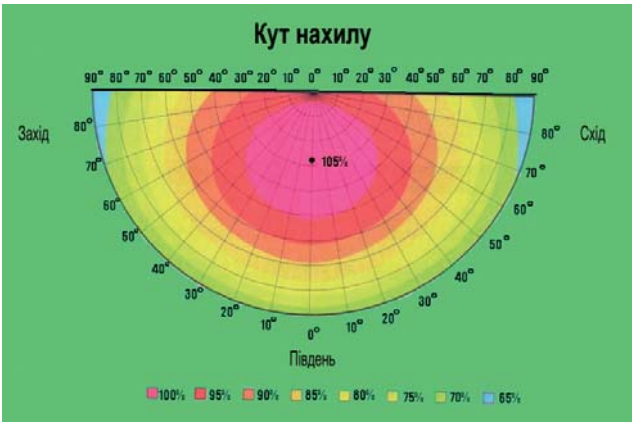


Рис. 1.110. Діаграма залежності отримання корисної теплової енергії від куту нахилу і орієнтації сонячного колектора [261]

мальний кут нахилу підвищує ефективність установки. Зменшенню перегріву сприяє застосування установки для потреб споживання – додаткового опалення, підігріву басейну тощо. При всесезонному нерегульованому використання систем необхідно встановлювати кут нахилу середній між зимнім та літнім.

При установці колекторів у кілька рядів, потрібно врахувати можливість їх затінення (рис. 1.111).

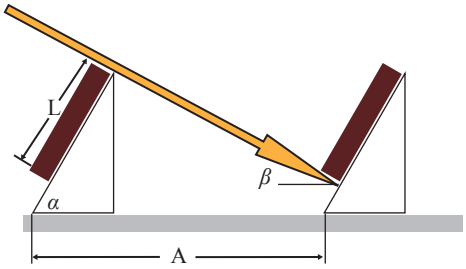


Рис. 1.111. Визначення відстані між рядами колекторів

Для уникнення затінення розраховується широта проходу між рядами, яка залежить від кута падіння сонця *(α)* та кута нахилу колекторів (*β*)*:*

$$A = f\left(\frac{\sin\alpha}{\mathrm{tg}\beta} + \cos\alpha\right)\cdot L \qquad (1.28)$$

Згідно норм і правил [356] при розміщенні сонячних колекторів відстань між їх рядами або блоками по горизонталі слідує, як правило, приймати рівним 1,7 висот ряду або блоку сонячних колекторів при цілорічній роботі установки і рівним 1,2 висот ряду – при літній роботі.

При довжині колектора L в максимальному розрахунковому режимі (21 червня) значення затінювання $a_1 = 0{,}5L$ tg30° = 0,29L. При всесезонному використанні , після завершення літнього сезону значення затінювання складе $a_2 = 0{,}5L$. Оскільки відстань між рядами сонячних колекторів визначається, з одного боку, затінюванням, з іншого боку, нормативним значенням проходів для обслугову-

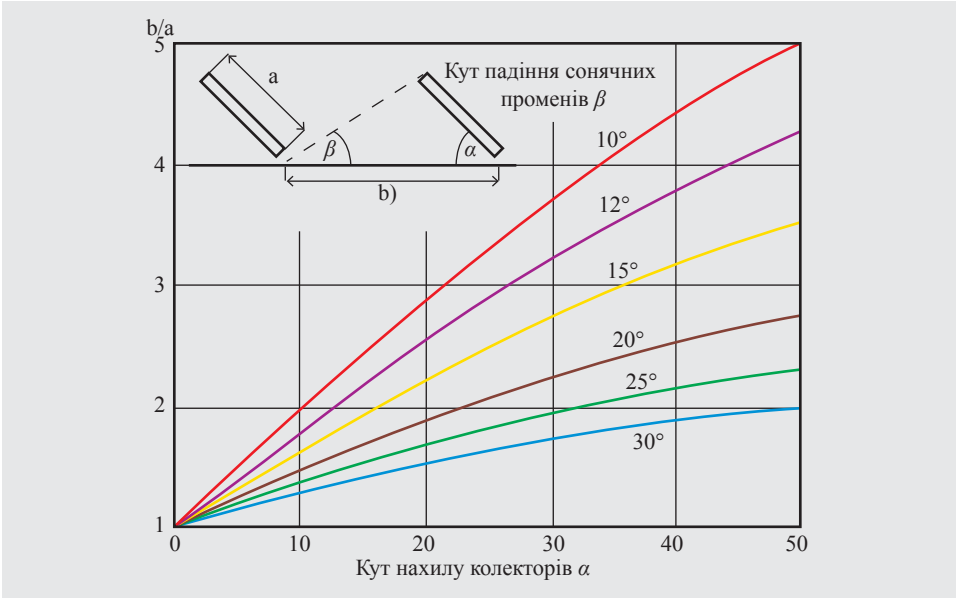


Рис. 1.112. Діаграма залежності висоти колектора і відстані між колекторами (b/a) від кута падіння сонячних променів і кута нахилу колекторів [262]

вання устаткування (більше 0,8 м), мінімальне значення проходу, відповідного оптимальному заповненню плоскої покрівлі будівлі за вказаних умов, складе $a = 0{,}5L$. При забезпеченні мінімального проходу між рядами сонячних колекторів довжина колектора $L = 1{,}6$ м. При цій довжині максимально використовуватиметься площа плоскої покрівлі.

Оптимальну площу сонячних колекторів на площині покрівлі або навісу пропонується визначати по формулі [23]:

$$A = F_n f_{зап} f_{незат} \tag{1.30}$$

де F_n – площа покрівлі; $f_{зап}$ – коефіцієнт заповнення, що визначає число сонячних колекторів, що можуть бути розташовані на цій площі покрівлі; $f_{незат}$ – коефіцієнт незатіненості, що визначається відношенням сумарної сонячної радіації, що падає на затінені і незатінені сонячні колектори.

1.6.9.3. Вибір місця розташування

Місце розташування колекторів повинне забезпечувати потрапляння сонячного випромінювання принаймні у період з 10 до 16 годину. При цьому вузькі перешкоди, як-то стовпи, ажурні антени тощо не впливають на продуктивність системи. Увагу треба звернути на низькі, але широкі перешкоди, які у період незначної висоти положення сонця над горизонтом (осінь-зима-весна) можуть затінювати сонячний колектор, тим самим значно знижуючи його продуктивність.

У регіонах, які влітку мають особливо високий рівень сонячного випромінювання, колектор може продукувати надлишок теплової енергії. В таких випадках сонячні колектори монтують під кутом у 60°. Це, з одного боку, знижує теплове забезпечення у літні місяці приблизно на 15%, а взимку це оптимальний кут нахилу підвищує ефективність установки. Зменшенню перегріву сприяє застосування установки для потреб споживання – додаткового опалення, підігріву басейну і т. ін.

1.6.9.4. Приблизні розрахунки геліосистеми

Для «грубого розрахунку» вартості геліосистеми необхідно визначити її комплектацію. Розрахувати основні параметри геліосистеми приватного будинку – кількість СК та ємність баку-накопичувача, можна користуючись схемою зображеною на рис. 1.113 [334]. Алгоритм користування схемою повторює алгоритм розрахунку геліосистеми описаний у п. 1.6.9.1., але є більш наглядним і не потребує складних розрахунків.

Шаги виконання розрахунків за схемою:

1. Необхідно визначитися з кількістю споживачів гарячої води та середні потреби гарячої води на одну людину на добу. Таким чином визначиться рекомендований об'єм бака-акумулятора.
2. Виберіть бажану ступінь покриття потреб в тепловій енергії за рахунок геліосистеми.
3. Виберіть регіон України, де планується розміщення системи.
4. Виберіть плановану орієнтацію встановлюваних колекторів.
5. Виберіть кут нахилу встановлення колекторів.
6. Після виконання останнього кроку ви отримаєте приблизну необхідну кількість колекторів.

Після виконання вищевказаних кроків ви отримали необхідну ємність бака-накопичувача і приблизну кількість колекторів. Схема підходить тільки для розрахунку систем ГВП. Вибір типу баку-акумулятора та кількість теплообмінників залежить від того чи буде використовуватись додаткове джерело/джерела тепла. При використанні геліосистеми для потреб часткового опалення крім розрахованої кількості СК необхідно передбачити додаткові (отриману за схемою кількість помножити на 1,5–2). При комбінованій системі необхідно монтувати два бака, бак з двома або більше зонами. До отриманого комплекту додається ціна на насосну групу з контролером, датчиками температури і інший автоматикою.

Таким чином, розрахувавши комплект обладнання, можна приблизно розрахувати вартість геліосистеми. Для «грубого розрахунку» до вартості основного устаткування зазвичай додається 30% на труби, фітинги, ізоляцію та роботи з монтажу. Суттєву корекцію у вартість монтажу може внести довжина мідних труб від батареї СК до накопичувача гарячої води та їх теплоізоляція. Тому, при проектуванні бажано визначити місце розташування обладнання таким чином, щоб ці пристрої були якнайближче один до одного. Крім вартості монтажу це суттєво вплине і на теплові втрати у первинному контурі геліосистеми.

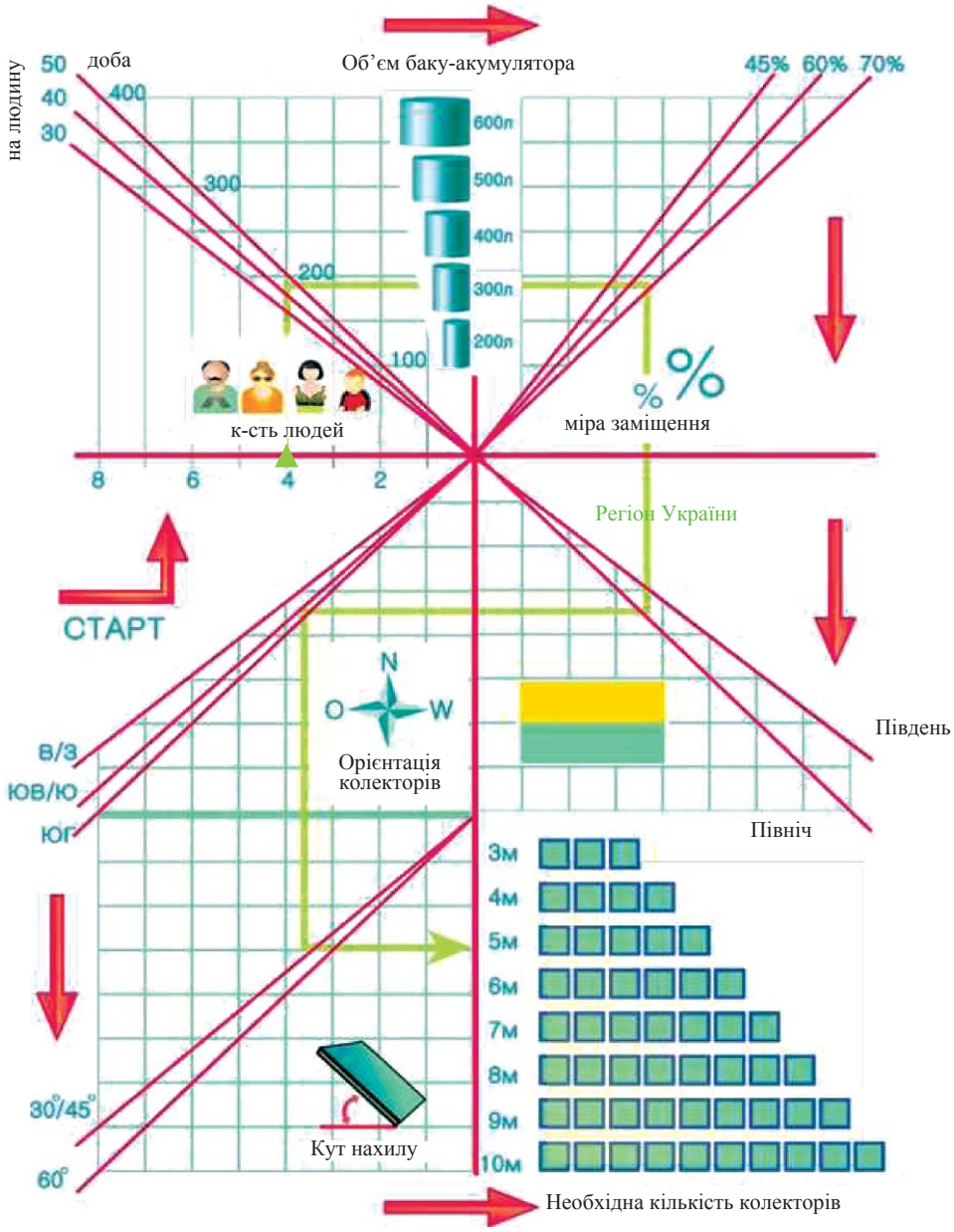


Рис. 1 113. Схема для визначення ємності бака акумулятора та кількості колекторів для геліосистеми

Треба зазначити, що це лише дуже приблизний розрахунок. Для уточнення даних необхідно враховувати багато факторів: різниця технічних параметрів СК різних типів і навіть різних виробників (площа та селективні властивості абсорбуючої поверхні, теплоізоляційні властивості і т. ін.), теплові втрати у контурах

геліосистеми та баках накопичувачах, ефективність роботи різної архітектури геліосистеми, мікроклімат місцевості тощо.

Терміни окупності системи можна розрахувати виходячи з цін на традиційні джерела тепла (газ, електрика).

1.6.9.5. Приблизні розрахунки геліосистеми для ГВП та часткового опалення будинку

При проектуванні системи теплозабезпечення приватного будинку в якому крім системи ГВП геліосистеми буде застосовуватись і для попереднього підігріву теплогносія в с.о. необхідно виконати такі етапи:

Добрати просту і безпечну систему теплозабезпечення;

- вибрати систему опалення бажано замість радіаторної максимально використовувати низькотемпературні системи (теплі поли, стіни і т.ін.);
- підібрати тип та розрахувати необхідну кількість сонячних колекторів.
- скласти алгоритм роботи системи;
- вибрати місця розташування основного обладнання: геліоколекторів, баку-акумулятора, додаткових джеред живлення і т.ін.
- підібрати газовий або твердопаливний котел з регулюванням продуктивності;
- визначити спосіб передачі теплової енергії від баку-акумулятора;
- визначити спосіб регулювання опалення.

У приватних будинка, де геліосистеми буде застосовуватись як для системи ГВП і для попереднього підігріву теплогносія в с.о. необхідно використання комбінованого баку-акумулятора. Такий тепловий накопичувач виступає єдиним «складом тепла», що підігрівається від усіх джерел теплопостачання. Він також розподіляє теплову енергію між споживачами: системою ГВП та різними контурами с.о. (низькотемпературною та радіаторною).

Зазвичай у приватному будинку біля 25% теплової енергії йде на потреби ГВП, а інши 75% на опалення. Тому, при грубих розрахунках приймається:

- на кожний 1 м^2 поверхні колекторів повинно припадати від 60 до 100 літрів ємкості накопичування;
- найбільша економічнуа ефективність досягається коли загальний показник покриття теплової енергії при теплозабезпеченні становить близко 30% ;

Тому вирішальним при розрахунках геліосистеми вирішальне значення має значення показника покриття теплової енергії від геліосистеми.

Для створення теплового комфорту в будинку необхідно підтримання відповідного рівня температур в контурі опалення. Найбільш ефективними при цьому є низькотемпературні системи опалення (рис. 1.111).

Для 30% отримання показника покриття solarnego необхідне є збереження середньої температури в інсталяції с.о. на рівні 32°С.

Приклад підбору інсталяції для системи ГВП і для попереднього підігріву теплогносія в с.о.

- До обчислень ми приймаємо наступні дані: приватний будинок висотою 10 м, площею близько 200 м^2, де мешкає 5 осіб;

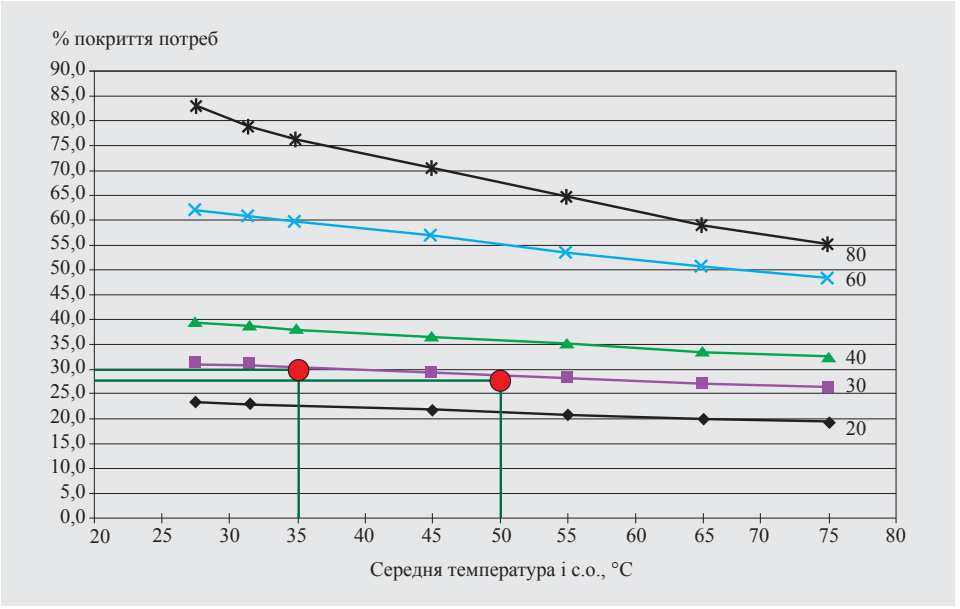


Рис. 1.114. Діаграма покриття потреб у тепловій енергії від температури в інсталяції с.о. [272]

– теплові втрати, 7 кВт/добу;
– дах, орієнтований на південь, кут нахилу даху 45°;
– показник покриття потреб приймається, 30%;
– середня величина споживання гарячої води – 60 літрів щодня.

Для визначення поверхні сонячних колекторів та ємкості буфера тепла приймається питомої потужності одиниці колекторів: 2 м^2/кВт, та ємкість одиниці вмістилища: 0,15 м^3/кВт. Тоді діюча поверхня сонячних колекторів, становитиме:

$$7 \text{ кВт} \cdot 2 \text{ м}^2/\text{кВт} = 14 \text{ м}^2$$

А емність контейнерів:

$$7 \text{ кВт} \cdot 0{,}15 \text{ м}^3/\text{кВт} = 1{,}05 \text{ м}^3$$

Для такої системи необхідно 1 багатошаровий контейнер з ємкістю 800 літрів, що буде підігріватися до 32°С і використовуватися в основному для с.о., та бак аккумулятор на 200 літрів для системи ГВП. В якості додаткового джерела теплопостачання необхідо включити в систему газовий або твердопаливний котел.

При вищезгаданій організації системи теплопостачання попередній підігрів досягти 15÷25% при високотемпературному обігріві (стінне), або ж 20÷30% при низькотемпературному опаленні (підлоговому).

З економічної точки зору обладнання для часткового опалення за допомогою геліосистем практично у два рази вище за обладнання для ГВП, а періож його окупності вищий.

1.6.9.6. Комп'ютерні моделюючі програми

Загальновживаною практикою фірм, що займаються проектуванням та встановленням геліосистем є застосування комп'ютерних моделюючих систем, що дозволяють оптимізувати підбір технічних характеристик обладнання з якого складається геліосистема до конкретного об'єкту.

За даними у таблиці 1.16 було виконано моделювання енергетичних параметрів геліосистем змонтованих у Кракові та Полтаві для приватного будинку. Принципова схема даної установки зображена на рис. 1.114.

Таблиця 1.16

Вихідні дані для розрахунків:

Розміщення	**Краків**	**Додаткова енергія**	**Природній газ**
Поверхня одного колектору	2,57 м^2	Тип геліоустановки	одноконтурна система ГВП
Кут нахилу	45°	Азимут	0,0°
Технічне завдання для геліосистеми	Підігрів гарячої води на 4 особи з 12 до 45°С		

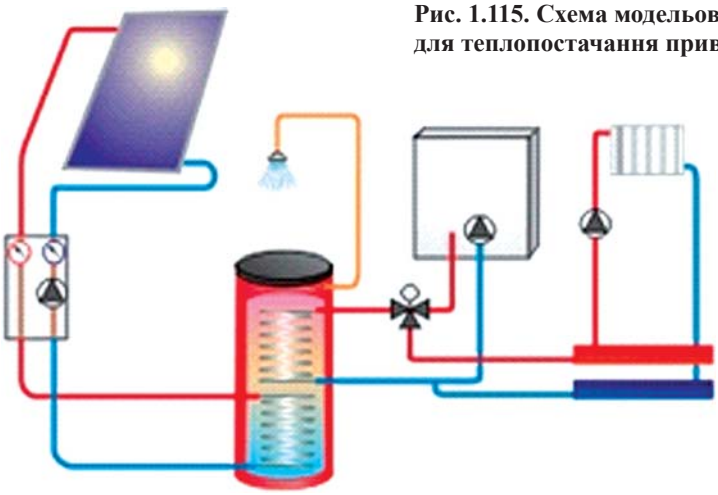


Рис. 1.115. Схема модельованої геліоустановки для теплопостачання приватного будинку

Результати моделювання геліосистеми у Кракові

У результаті моделювання було отримано результати:

Для виконання поставленого технічного завдання необхідно 2 геліоколектори з вибраною діючою поверхнею і бак акумулятор на 300 л.

На рисунку 1.116. наведено розрахункові значення ефективності роботи геліосистеми з такою комплектацією.

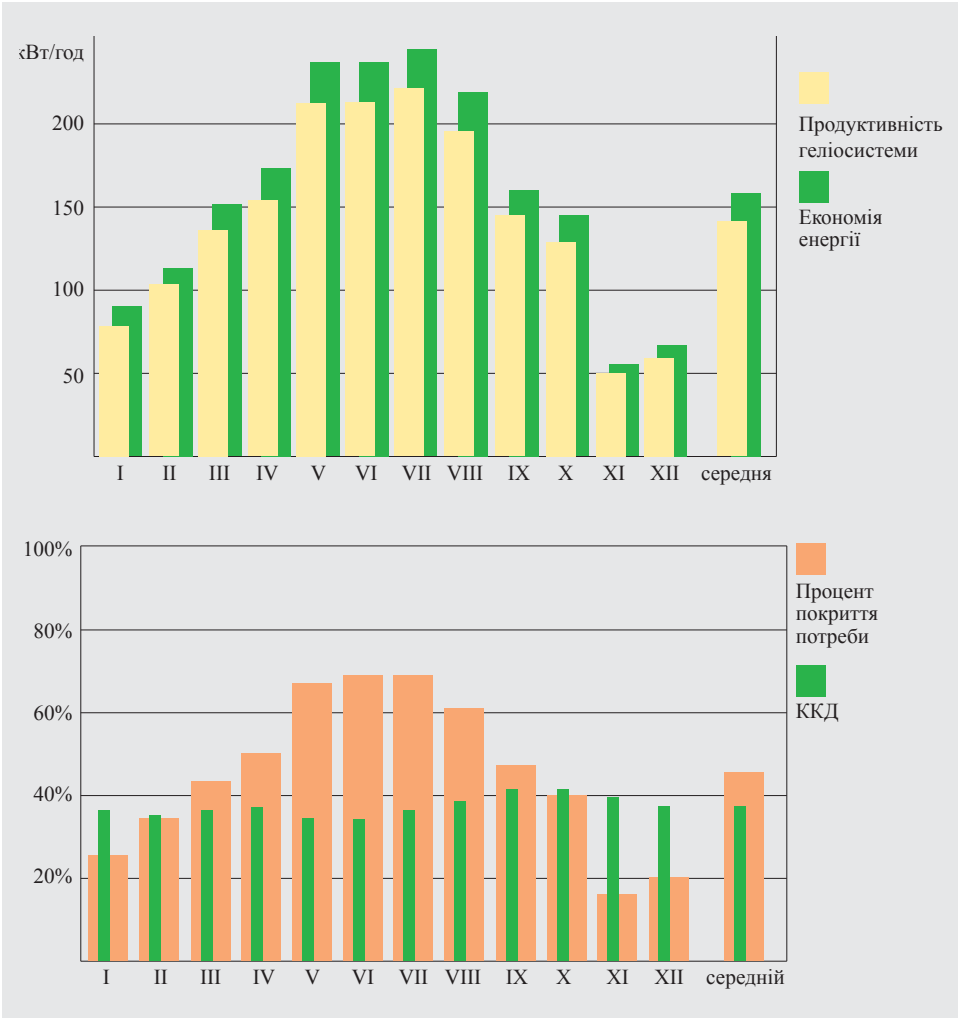


Рис. 1.116. Графіки кількості отриманої від сонячних колекторів теплової енергії [198]

Розрахунки річного надходження енергії від сонячних колекторів отримано за допомогою комп'ютерного моделювання для установки, подібної тій, що стоїть у ПДАА показали,що воно на 10% більше ніж у Кракові. Різниця у надходженні енергії виникає за рахунок більшого сонячного опромінювання, значення якого у Полтаві дещо вищі. На сайті фірми за допомогою цієї програми можна розрахувати кількість колекторів для системи будь-якої потужності та конфігурації.

Таблиця 1.16

Результати досліджень геліосистеми [198]

Місяць	Отримана енергія Q_s, кВт·год.	Опромінення Q_p кВт·год.	Енергія ПГ Q_G кВт·год.	Ступінь покриття, ε, %	ККД η, %	Заощадження ПГ, кВт·год.	Зменшення CO_2, кг
Січень	80,4	226	237	25	36	89,4	71,5
Лютий	101,9	293	196	34	35	113,3	90,6
Березень	136,5	377	162	43	36	151,7	121,3
Квітень	154,4	422	155	50	37	171,5	137,2
Травень	213,8	621	106	67	34	237,5	190,0
Червень	213,4	631	95	69	34	337,1	189,7
Липень	220,5	610	99	69	36	245,0	196,0
Серпень	196,2	515	122	61	48	218,0	174,4
Вересень	144,4	352	164	47	41	160,5	128,4
Жовтень	128,9	315	188	40	411	143,2	114,5
Листопад	49,5	127	256	16	39	55,0	44,0
Грудень	60,2	161	247	20	37	66,9	43,5
Сума	1700,1	4650	2048	45	37	1889,0	1511,2

1.6.10. Розміщення СК та їх монтаж

Сонячні колектори можна установлювати в довільній конфігурації. Вони можуть встановлюватись на плоскому й похилому поверхнях даху, на балконі, за допомогою спеціальних рам на південній стіні або розміщених на поверхні землі (рис. 1.81–1.84). При монтажі колекторів на будь-яких поверхнях, колектор необхідно жорстко закріпити, щоб уникнути зсувів, просідання та перекошування. Будь-яка зміна положення колектора може призвести до виникнення небажаних напружень як у самому колекторі, так і у місцях його під'єднання до трубопроводів. З досвіду монтажних організацій відомо, що найбільший ризик несе вмонтована в дах будинку конструкція. У разі пошкодження під'єднань первинного контуру геліосистеми, витік теплоносія у приміщення може завдати останньому шкоди. Тому, на похилих дахах колектори монтуються на консолях, на відстані близько 15 см над поверхнею даху.

Для отримання максимального ефекту необхідно витримати орієнтацію і кути нахилу колектора згідно з пп. 1.6.9.2. При цьому на колектори не повинна падати тінь від дерев, будівель, кущів тощо 1.6.9.3. Для зменшення тепловтрат, довжина трубопроводів, що находяться назовні повинна бути мінімальною.

При розміщенні сонячних колекторів на плоскій покрівлі будівлі необхідна перевірка міцності несучих плит перекриття і каркаса будівлі. Проектування опорних металоконструкцій геліоустановок ведеться з урахуванням вітрових зусиль. Розміщуючи колектори на даху, слід пам'ятати, що кожен квадратний метр колектору важить приблизно 35 кг.



Рис. 1.117. Способи монтажу сонячних колекторів

Інші компоненти геліосистеми встановлюються всередині будинку. Діаметр мідних труб первинного контуру залежить від кількості колекторів, потужності геліосистеми та довжини труб пп. 1.6.8.1.

1.6.10.1. Етапи монтажу геліосистеми. Монтаж колекторів. Основні конструкції для кріплення колекторів

Монтаж геліосистеми, як і усіх інших систем теплопостачання, починають з установки основного обладнання: сонячних колекторів, бака акумулятора (або кількох), додаткових джерел енергії (газового або твердопаливного котлів), насосної групи та групи безпеки. Після того, як все обладнання змонтоване починають робити його обв'язку трубами та їх теплоізоляцію. По закінченню цього







Рис. 1.118. Приклади різного розміщення сонячних колекторів: а) на поверхні землі за допомогою спеціальних стелажів, б) на похилому даху, в) на полуденній стіні [272]

етапу проводиться перевірка на щільність всіх з'єднань та наповнення робочими рідинами.

Ефективність роботи колекторів ніяк не залежить від місця їх розміщення. Зазвичай основним критерієм при розміщенні сонячних колекторів є наявність вільної поверхні, де можна розмістити СК з орієнтацією на південь.

Монтаж колекторів на похилому даху

Монтаж колекторів як на похилому даху, так і на плоскому складається з двох етапів. На першому етапі кріпляться несучі балки, а на другому етапі до цих несучих балок кріпиться колектор.

Сучасні конструкції кріплення корпусу сонячного колектору за допомогою болтових зажимів з одного боку забезпечують необхідну жорсткість, а з іншого дозволяють «вільне» розташування балок у межах розміру колектора. Це дозволяє розташовувати кріплення балок колекторів, «прив'язуючись» до вже існуючої конструкції даху.

На рисунку 1.119–1.121 зображені основні елементи кріплення колектору до конструкції даху. Сам корпус сонячного колектору кріпиться до несучої балки. Такі елементи покрівлі черепиця, або інші покрівельні матеріали та нижні обрешітки не показані.

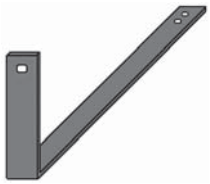


Рис. 1.119. Покрівельна консоль на дах, вкритий черепицею

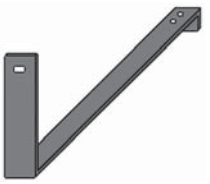


Рис. 1.120. Покрівельна консоль на дах, вкритий жерстю або руберойдом

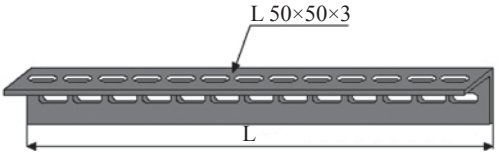


Рис. 1.121. Несуча балка

Виготовляються три основних довжини балки кріплення, що дозволяє монтаж 1, 2 або 3 колекторів.

Кількість колекторів	Довжина балки *L* [мм]
1	1260
2	2510
3	3750

Якщо у сонячній батареї більше, ніж 3 колектори, несуча балка складається з декількох основних шляхом поєднання їх з'єднуючими накладками.

Місце кріплення та відстань між консолями прив'язується до розміщення несучих балок, але з естетичних міркувань рекомендується закріплення їх таким чином, щоб вони заслонялися встановленим колектором.

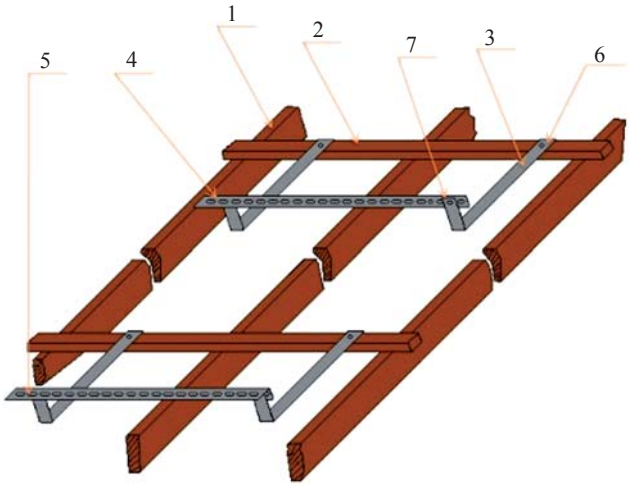


Рис. 1.122. Зачепи колектора (верхній і нижній):

1. стропило,
2. обрешітка,
3. покрівельна консоль,
4. верхня несуча балка,
5. нижня несуча балка,
6. гвинт кріплення консолі до обрешітки,
7. болт, з'єднуючий консоль з несучою балкою

Покрівельні консолі кріпляться до конструкційних елементів покриття даху, до обрешітки. Для того, щоб визначити місця кріплення, витягують декілька черепиць, знаходять балки і обрешітку та приміряють до них покрівельні консолі. На приблизно розрахованих відстанях вниз за схилом та вздовж кріплять й інші консолі.

Відстань між покрівельними консолями повинна бути у межах від 1300 до 1800 мм, але вона прив'язана до конструкції даху, тобто відстані між обрешітками. Покрівельні консолі кріпляться до обрешітки за допомогою гвинтів. Після закріплення консолей до них болтовими з'єднаннями кріпляться верхня та нижня несучі балки.

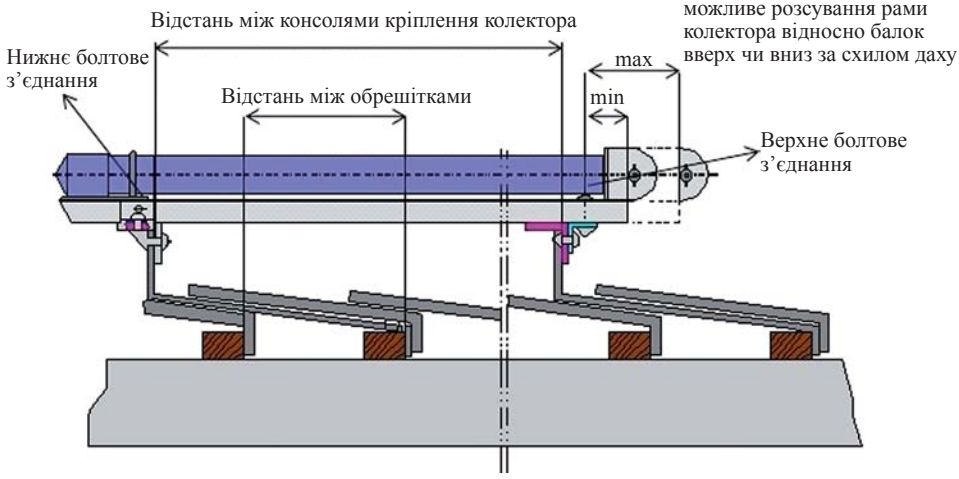
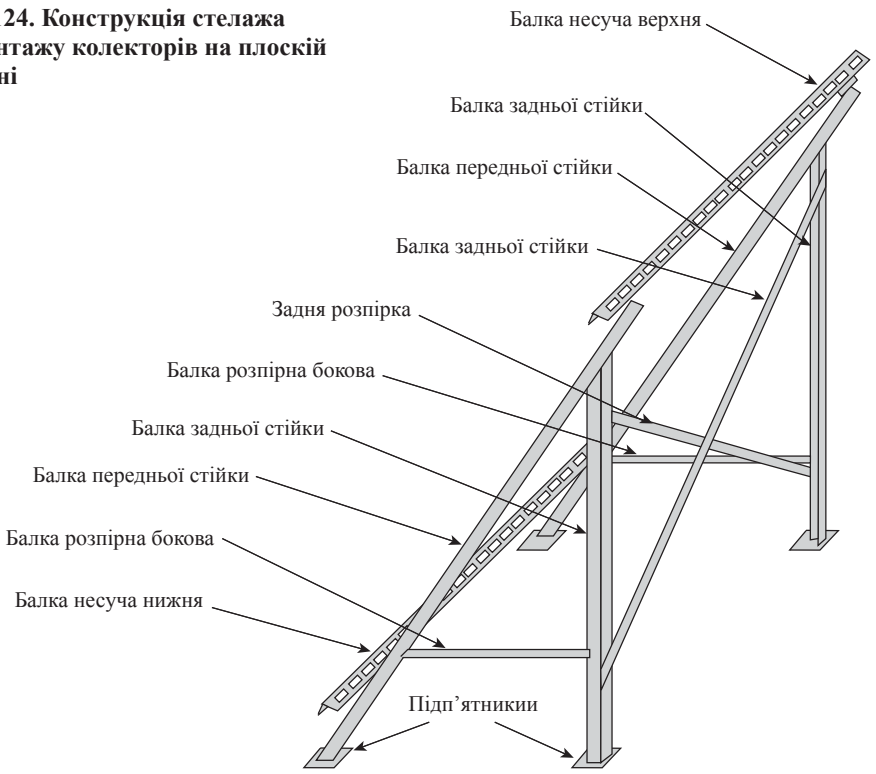


Рис. 1.123. Монтажна схема кріплення рами до даху, вкритого черепицею*
* Рисунок виконано у орієнтації вздовж покрівлі даху, дійсне положення повинне бути повернуто на кут нахилу даху.

У разі якщо дах вкритий хвилеподібною покрівельною сталлю, руберойдом, гумобітумом, пергаміном, бітумною черепицею консоль кріпиться гвинтами через усі шари покриття до конструктивних елементів даху – балок або обрешітки. В такому разі, необхідно застосовувати каучукові або гумові підкладки для створення деякої відстані від поверхні даху. Обов'язково використовувати силіконовий герметик для ущільнення всіх отворів, які утворились при монтажі.

Монтаж колекторів на плоскій поверхні

Рис. 1.124. Конструкція стелажа для монтажу колекторів на плоскій поверхні



Для монтажу сонячних колекторів на плоскій поверхні або поверхні з малим нахилом використовуються стелажі, виконані з оцинкованих або пофарбованих протикорозійною фарбою металоконструкцій. Міцна конструкція забезпечує стабільне закріплення колекторів і стійкість до натиску вітру. Стелажі повинні бути міцно закріплені до несучих елементів даху, до фундаменту будинку або зацементовані у ґрунт.

Стелажі представляють собою збірну конструкцію, яка складається з окремих елементів. Для зручності транспортування їх доставляють на місце монтажу як окремі деталі.

Болтовими з'єднаннями через підготовлені отвори передні стійки кріпляться до задніх і зв'язуються боковою розпіркою. Стандартні розміри балок та отвори в них призначені для установки стелажа під кутом 60° до горизонтальної

Рис. 1.125. Кріплення сонячного колектору на плоскому даху [272, 316]

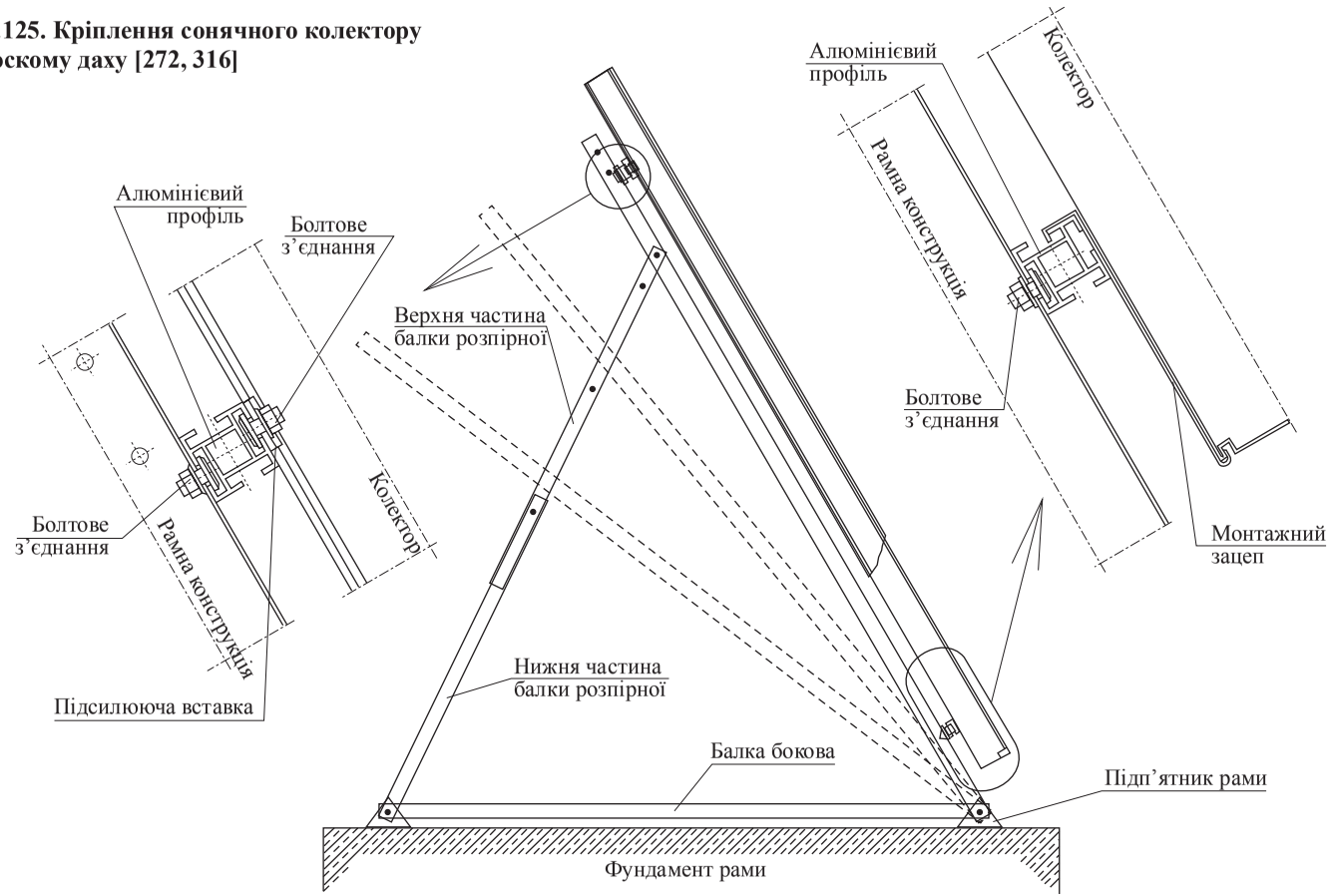
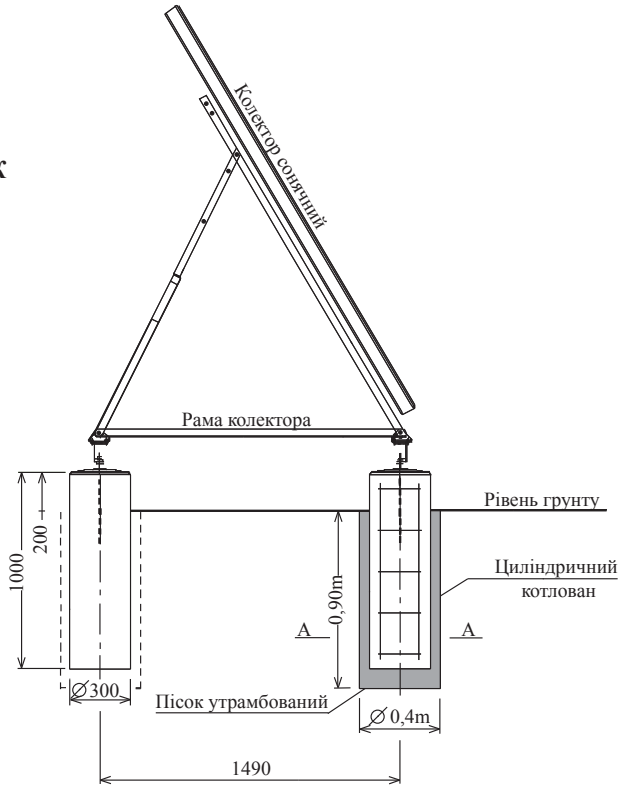


Рис. 1.126. Кріплення СК на фундаменті



поверхні. Підготовлені таким чином "трикутники" з'єднуються попарно за допомогою верхньої та нижньої несучих балок та задніх розпірок. Залежно від планованої кількості колекторів у ряді, необхідно підготувати відповідне число пар "трикутників". Якщо кількість колекторів більше трьох, бажано використовувати трикутників на 1 більше, а задні розпірки у такому випадку можна встановлювати через один отвір. На балці передньої стійки підготовлені кріплення для верхньої та нижньої несучих балок.

Зібрана конструкція має достатню міцність для утримування сонячних колекторів та протистояння натиску вітру за умови надійності її кріплення до несучої поверхні даху або ґрунту.

Черговість монтажу. Рама колектора монтується на несучих (опорних) балках колектора, що кріпляться до консолей. Якщо це трубчасті вакуумні колектори, то вони монтуються у зібраному стані, тобто на рамі колектора повинні бути закріплені колектор-теплозбірник та нагрівальні трубки (плоскі колектори вже являють собою збірну конструкцію). Конструкція кріплення дозволяє переміщати колектори паралельно уздовж балки вправо – вліво і уверх униз.

Для прокладки труб ***первинного кола циркуляційної системи*** через покрівельну обшивку даху рекомендується використовувати гнучкі сталеві або мідні труби, вкриті ізоляцією. На трубах між колектором та запобіжним клапаном не повинно бути жодного запірного пристрою. Тиск, який витримує клапан безпеки – 6 атм. У нижній точці циркуляційної системи необхідно передбачити злив-

Кріплення колектора на горизонтальних несучих балках

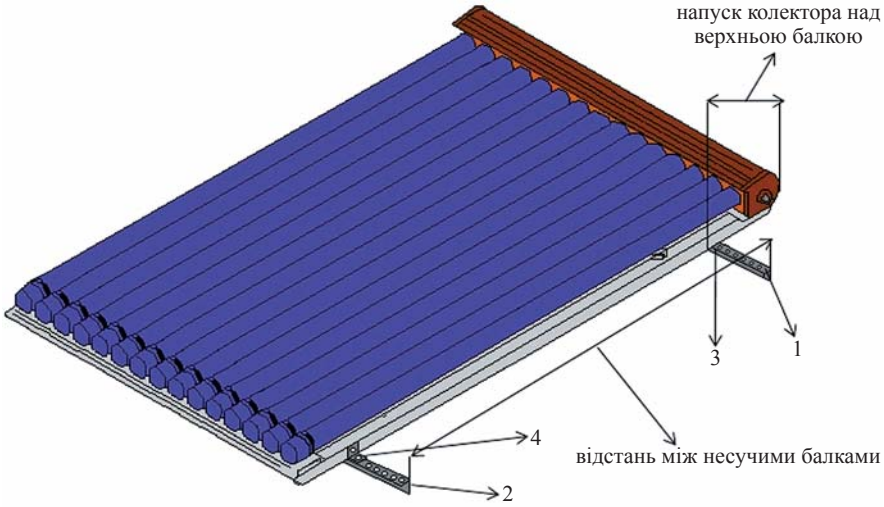


Рис. 1.127. Схема установки колектора [174]

1. верхня опорна балка
2. нижня опорна балка
3. кріплення колектора до верхньої опорної балки
4. кріплення колектора до нижньої опорної балки

ний вентиль. Якщо вентиль буде змонтований після теплообміннику, повітря буде потрапляти у теплообмінник під час промивки системи.

Утворення у системі *повітряних пробок* призводить до порушення циркуляції. Для надійної роботи системи необхідно встановити повітревідвідники. Ці пристрої монтуються по дві штуки безпосередньо на кожному колекторі.

Для монтажу труб на сонячних колекторах не рекомендується використовувати на різьбових з'єднаннях фумову або тефлонові ущільнюючі стрічки. Для обв'язування первинної циркуляційної системи геліоустановки рекомендується застосування мідних або сталевих м'яких труб з нержавіючої сталі. Не рекомендується використовувати оцинковані або пластикові труби. Необхідно ретельно готувати заготовки труб, користуючись відповідними інструментами. Нерівності та заціпи, які можуть залишитись після різання труб, спричиняють виникнення додаткових гідравлічних опорів у циркуляційній системі теплоносія, що негативно впливає на роботу системи та може вивести з ладу циркуляційний насос. Необхідно до мінімуму скоротити кількість з'єднувальних стиків труб. У важкодоступних для обслуговування місцях взагалі бажано обійтись без стиків з огляду на можливість пошкодження труб та їх ізоляції. Підвищення кількості згинів, колін, переходів та інших гідравлічних опорів впливає на збільшення загального гідравлічного опору у циркуляційній системі. Потужність циркуляційного насосу повинна підбиратись з врахуванням місцевих гідравлічних опорів усієї циркуляційної системи. З точки зору надійності монтажу бажано, щоб стики труб були жорстко спаяні.

Ізолюючі матеріали для труб та місця з'єднання їх з сонячним колектором мають бути розраховані на робочу температуру не менше, ніж 180°С, та дію променів інфрачервоного спектру. Стики повинні бути зроблені з таким розрахунком, щоб вони не пропускали пару та вологу. У підвальних приміщеннях допускається застосування ізоляційної піни, вид та товщина якої повинні розраховуватись згідно відповідних норм і правил для обігрівальних пристроїв високої температури. Всі труби геліоустановки повинні бути ізольованими на 100%. При цьому товщина зовнішньої ізоляції повинна складати біля 20 мм, а ізоляція всередині будинку ≈ 13 мм.

Після монтажу і закріплення несучої конструкції необхідно закріпити колектори і встановити на них повітревідвідники. Після перевірки правильності та надійності монтажу поєднати колектори за допомогою відповідних з'єднувальних затискачів у батарею.

Перед пуском необхідно провести перевірку:
- щільності контурів системи та тиску в первинному контурі геліосистеми;
- рідин відносно значення pH (>7);
- безпеки від замерзання (–30°С);
- надійності механічних кріплень та щільності ізоляції;
- провести пробний пуск установки та перевірити усі параметри налагодження та контрольні параметри, провести загальний контроль функціонування всієї системи.

1.6.10.2. Підбір бака-акумулятора

Для системи ГВП можна використовувати баки з одним теплообмінником, де в якості додаткового джерела живлення використовується ТЕН. У більш складних, комбінованих системах при виборі типу баку-акумулятора необхідно враховувати функції, що він виконує. Кількість теплообмінників (теплових зон) буде залежати від кількості джерел теплозабезпечення та кількості контурів обігріву. З точки зору технічної реалізації використання комбінованих або зонних багатошарових баків-накопичувачів та систем з двома накопичувачами дають змогу реалізувати схеми теплозабезпечення будь-якої складності.

Ємність бака акумулятора залежить від розрахункової потреби денної кількості води для системи ГВП та графіку її використання (табл. 1.17). Для того, щоб бак акумулятор виконував свою функцію накопичення теплової енергії та комфортного користування нею, ємність бівалентного бойлера (ємнісного водонагрівача, що працює від двох джерел енергії) повинна бути приблизно в 1,5–2 рази більше, ніж добова потреба в теплій або гарячій воді. При великих коливаннях у витраті води на протязі доби слід вибирати коефіцієнт 2, при відносно постійних витратах – коефіцієнт 1,5.

Ємність баку-акумулятора для комбінованих систем розраховується, з огляду на технічне завдання для неї.

Особливих вимог для розміщення акумуляторів теплої води та бойлерів не існує. Найкраще підходять приміщення нижніх поверхів будинку, недалеко від інших джерел тепла (газовий або твердопаливний котли, теплонасос і т.ін.). В якості додаткових вимог можна зазначити:

Таблиця 1.17

Вибір ємності баку-акумулятору для систем ГВП [174]

Кількість людей	Потреба теплої/гарячої води в день, л		Об'єм накопичувача, л
	45°C	60°C	
2	80	60	100–150
3	120	90	150–200
4	160	120	200–250
5	200	150	250–300
6	240	180	300–350
7	280	210	350–400
8	320	240	400–450
10	400	300	500

- відстань до батареї СК повинна бути мінімально можливою;
- передбачити місце для насосної групи та контролера;
- зручність для монтажу та обслуговування;
- монтаж контурів повинен передбачати можливість відключення окремих контурів для ремонту та профілактики;
- для підтримки постійної температури в кранах системи ГВП передбачається установка триходового крану на виході з бойлера.

Захист від бактерії Legionella Pneumophila в системах ГВП.

Ці бактерії розвиваються у застійних зонах системи водопостачання, на внутрішніх стінах, накипі змійовиків тощо. Оптимальна температура для розвитку становить близько 25–50°C. Їх появу можна визначити за характерним застійним запахом води. Найбільш простим способом боротьби з цим явищем є регулярне перегрівання теплої води в контейнері і системі до температури 70–80°C щонайменше на 5 хвилин. Перед використанням перегріта вода повинна стекти.

1.6.10.3. Заповнення первинного контуру геліосистеми робочою рідиною

На рисунку 1.86 зображено схему, що показує геліосистему і її первинний контур з арматурою для наповнення. Зазвичай геліосистему заповнюють розчином гліколю з водою 1:1. Кількість розчину залежить від ємності СК, ємності теплообмінника, довжини та діаметру труб первинного контуру.

Наприклад, для заповнення труб довжиною 25 м та діаметром 15 мм використовується 3,2 л: 2 × 0,133л/м = 3,2 л, змійовик теплообмінника у баку акумуляторі – 10,7 л, 3 плоских колектори – 3 × 1,8 л = 5,4 л, насос – 1,2 л. Отже, загальна кількість необхідної рідини для вказаної комплектації геліосистеми становить 20,5 літрів.

Насос для закачування рідини опущений до ємкості з робочою рідиною (9) під'єднують гнучкими шлангами (1, 2) до наповнюючого вентиля (3) та спускного (4).

Ємність наповнюють робочою рідиною, вентилі (3 і 4) відкривають і вмикають насос для закачування рідини.

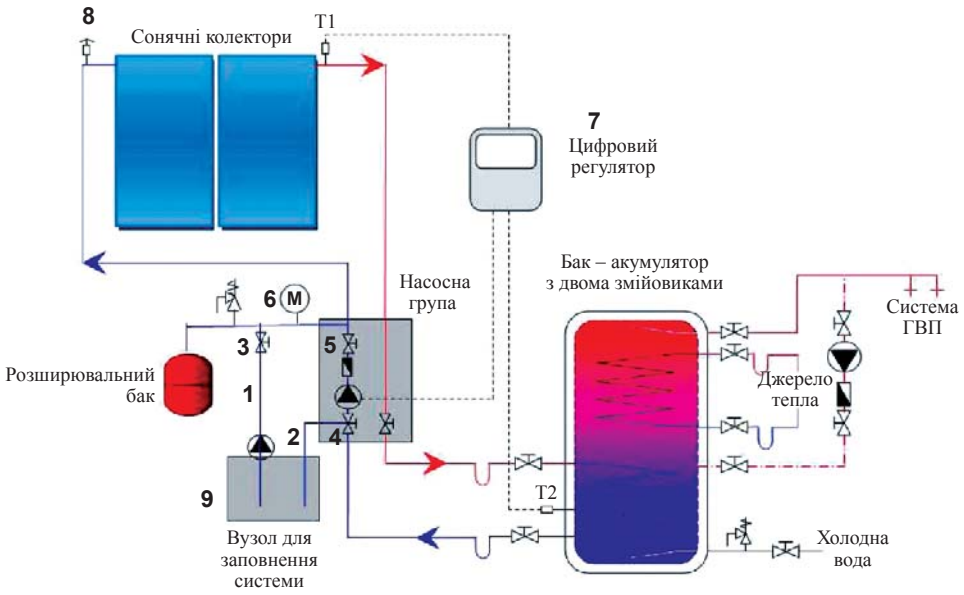


Рис. 1.128. Гідравлічна схема геліоустановки для наповнення її незамерзаючою рідиною [272]

Вентиль (5) закривають, щоб перекрити шлях робочій рідині до СК. Під час заповнення необхідно пару раз відкрити і відразу закрити вентиль (5), щоб випустити повітря через повітревідвідник.

Включений насос не вимикати поки з первинного контуру системи не вийде все повітря і зі спускного шланга (2) не перестане виходити повітря.

Відкрити кульовий кран (5), замкнути кран (4) і проводити накачування рідиною далі, поки тиск у контурі не досягне потрібної величини у 2,5 бара. Тиск відслідковують по манометру (6). Закрити кран (3) та виключити насос.

Виключити насос для закачування, під'єднати та включити циркуляційний насос. Рештки повітря видаляються через повітревідвідник, пристрій призначений для випускання залишків повітря, з циркуляційної системи, який повинен знаходитись у найвищій точці системи. Перед заповненням системи автоматичний повітревідвідник відкривають, а за декілька годин після заповнення, коли вийде все повітря закривають. Випускання повітря відбувається декілька разів через певний час вручну.

Повністю заповнена система з повністю видаленим повітрям повинна забезпечувати нормальну течію робочої рідини в контурі. Якщо ротаметр не показує швидкість течії у контурі а тиск при цьому є, то значить що циркуляції рідини ще перешкоджають повітряні пробки. Необхідно випускати повітря поки ротаметр не покаже нормальний рух рідини у контурі.

Якщо тиск у контурі впаде менше ніж до 1 бара необхідно ще раз підкачати робочу рідину у контур за допомогою насоса для закачування рідини.

Від'єднати гнучкі шланги (1 та 2).

1.6.11. Приклади та типові схеми використання геліосистем

1.6.11.1. Особливості комбінованого використання геліосистем

Крім гарячого водопостачання геліоустановки можуть використовуватись і для часткового опалення будівлі. При використання сонячних колекторів в якості джерела енергії для опалення дому необхідно відзначити деякі особливості:

- Основною характеристикою сонячної енергії є як сезонна, так і добова її нерівномірність находження та значний вплив погодних умов. Крім того, має місце неузгодженість (часовий зсув) між надходженням максимальної кількості сонячної енергії та найбільшими потребами у тепловій енергії. Тому, сонячні колектори можна використовувати лише у якості додаткового джерела живлення, а не у якості основного.
- ефект від застосування сонячної енергії для обігріву буде задовільним, якщо будівля добре теплоізольована.
- Ефективність запроектованої системи опалення підвищується при використанні низькотемпературних приладів опалення, наприклад, тепла підлога, теплі стіни;
- з огляду на необхідність застосування значної кількості колекторів необхідно передбачити можливість використання надлишку тепла влітку, наприклад, для підігріву басейну, тощо. Це дозволить поліпшити економічний ефект від інвестицій;
- потрібно правильно підібрати накопичувач, ємність якого у значній мірі впливає на ефективність роботи геліоустановки. Рекомендується використовувати багатошарові або комбіновані теплозбірники, ємність яких ретельно розраховується як для потреб ГВП так і для потреб с.о.

Основним завданням таких геліоустановок є забезпечення ГВП, але накопичувач можна застосовувати і у системі опалення в якості теплового акумулятора. Після того, як температура у контурі гарячого водопостачання досягла значення, налаштованого на блоці управління, починається підігрів води у накопичувачі контуру опалення. Блок управління перемикає триходовий клапан, завдяки чому регулюється напрямок, у якому рухається теплоносій в установці. У літній період, коли при значних витратах гарячої води чи поганих погодних умовах, виникає потреба у додатковому підігріві води у системі ГВП, то за допомогою накопичувача та циркуляційного насосу тепло може передаватися в напрямку – від котла до системи гарячого водопостачання. Зважаючи на низькі температурні режими у геліоустановках, вони відмінно пристосовані для підігріву води в басейнах як у закритих, так і у відкритих, продовжуючи період їх використання.

1.6.11.2. Типові схеми систем опалення, обладнаних сонячними колекторами

На рисунку 1.129 показано типову схему геліосистеми для підігріву гарячої води у системі ГВП приватного будинку. Це геліосистема непрямої дії, у якій сонячна енергія, отримана на СК (1) нагріває робочу речовину в первинному контурі і, яка в свою чергу через теплообмінник у баці акумуляторі (4) підігріває воду у його вторинному контурі – контурі гарячого водопостачання. Циркуляція

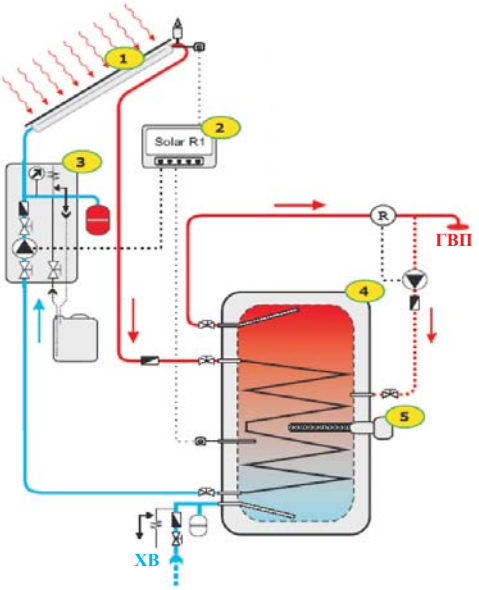


Рис. 1.129. Геліосистема для гарячого водопостачання з теплообмінником, обладнаним одним спіральним змійовиком та ТЕНом.

1. Сонячні колектори
2. Блок управління
3. Циркуляційний насос з допоміжним обладнанням
4. Теплообмінник
5. ТЕН

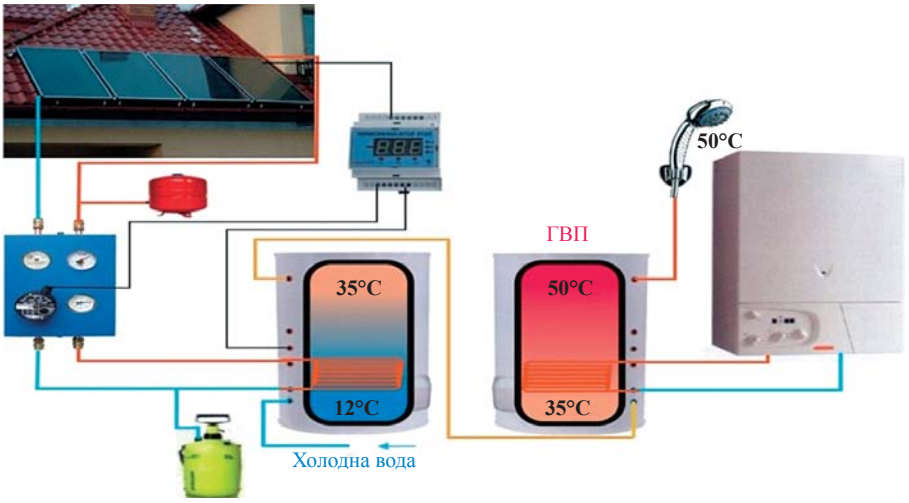


Рис. 1.130. Геліосистема для підігріву води у системі ГВП [57]

рідини у первинному контурі відбувається за рахунок насосної групи (3), що управляється мікроконтролером (2). В якості додаткового джерела тепла використовується ТЕН.

На рисунку 1.131 показано типову схему комбінованої системи теплозабезпечення приватного будинку, що включає контур ГВП та контур с.о. (8). Для підігріву гарячої води у системі ГВП та с.о. приватного будинку у якості основного джерела живлення використовуються газовий котел (5) та камін з водяним контуром (9). Для більш ефективного використання геліосистеми в даній схемі працює два баки накопичувачі.

Використання двох баків, що мають по одному теплообміннику набагато ефективніше від використання однієї ємності з двома теплообмінниками, за рахунок більш ефективного використання теплової енергії сонця. По-перше, за такої системи ефективніше проходить теплообмін у первинному контурі геліосистеми з врахуванням більшої різниці температур. По-друге, у період пізня осінь-зима-весна, коли температура води для використання недостатня, у системі з загальним баком-акумулятором додатковий підігрів вмикається відразу, а при роздільному – попередній підігрів проходить за рахунок геліосистеми, і лише потім вода, що поступає з першого баку догрівається до необхідної температури.

Приклад розподілу енергетичного балансу з використанням двох баків.

Геліосистема гріє воду у першому бойлері на 300 л до 33°С. Отже, енергія отримана за її допомогою становитиме:

$$Q_N = m \cdot c_p \cdot (T_2 - T_1) = 300 \cdot 0{,}0011 \cdot (33 - 12) = 6{,}93 \text{ кВт}$$

Додаткове джерело теплової енергії (газовий котел) догріває воду до необхідних 50°С витрачаючи при цьому**:**

$$Q_N = m \cdot c_p \cdot (T_2 - T_1) = 140 \cdot 0{,}0011 \cdot (50 - 33) = 2{,}62 \text{ кВт}$$

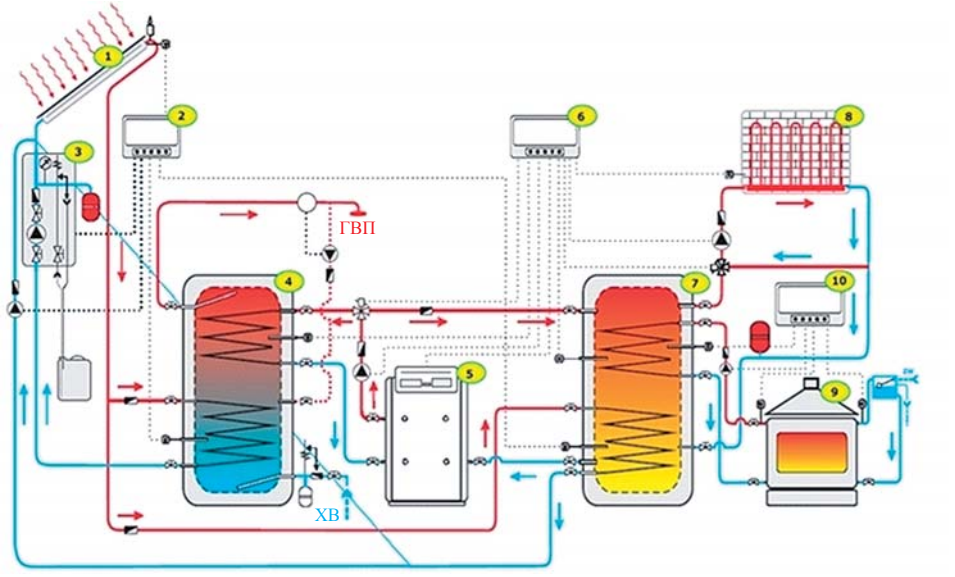


Рис. 1.131. Двоконтурна низькотемпературна система опалення для приватного будинку на одну родину, обладнана двома теплообмінниками з двома змійовиками [131]

1. Сонячні колектори
2. Блок управління геліоустановкою
3. Циркуляційний насос з допоміжним обладнанням
4. Теплообмінник системи ГВП
5. Котел системи опалення
6. Регулятор котла системи опалення
7. Теплообмінник системи опалення
8. Радіатори системи опалення
9. Камін з водяним контуром
10. Регулятор каміну

Як було сказано вище, при застосування загального бойлеру у періоди з малою ефективністю сонячного випромінення, практично вся теплова енергія буде отримуватись за рахунок традиційної енергії (спалення газу):

$$Q_N = m \cdot c_p \cdot (T_2 - T_1) = 300 \cdot 0{,}0011 \cdot (50 - 12) = 12{,}54 \text{ кВт}$$

В залежності від потреб ГВП та с.о. у геліосистемах різної потужності використовуються бойлери ємкістю 100–5000 літрів.

Роботу всіх пристроїв системи координує загальний контролер (6).

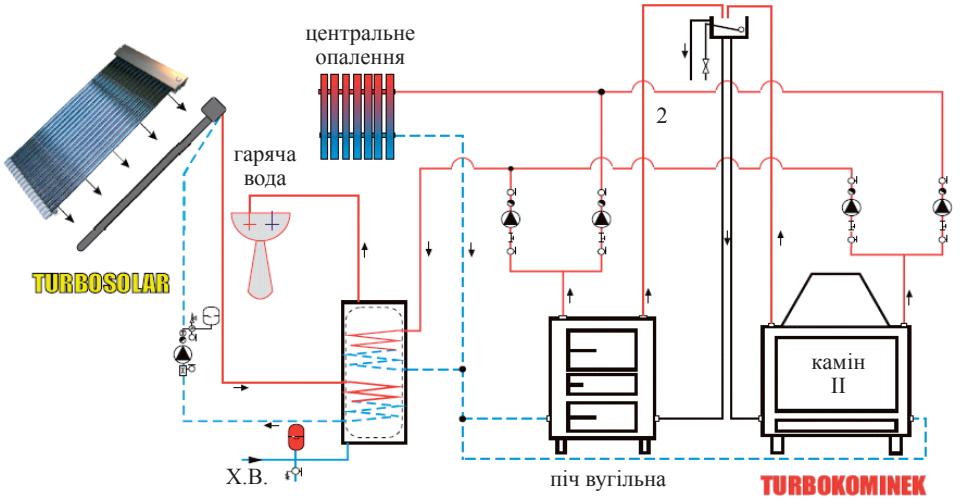


Рис. 1.132. Двоконтурна система опалення для будинку на одну родину з використанням геліоустановки, каміна та вугільної печі [63]

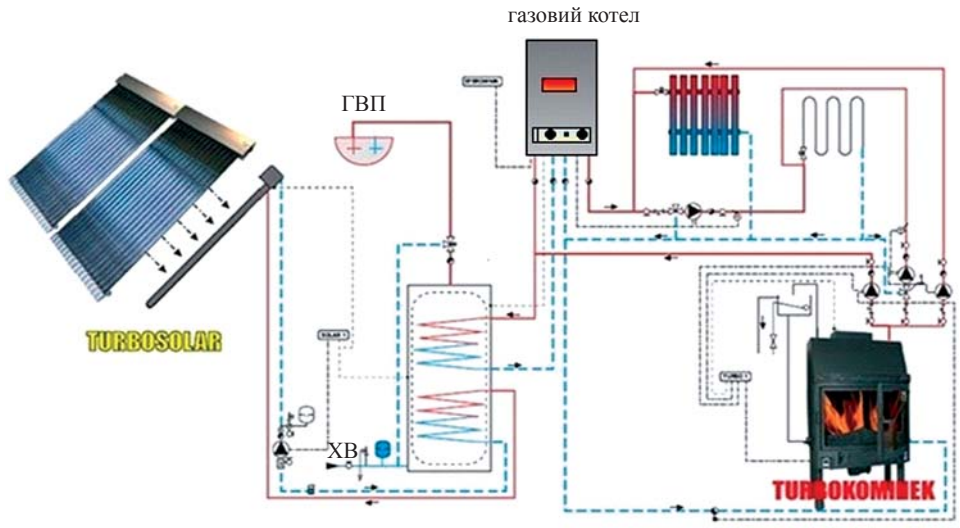


Рис. 1.133. Двоконтурна система опалення для будинку на одну родину з використанням геліоустановки, каміна та газового котла [63]

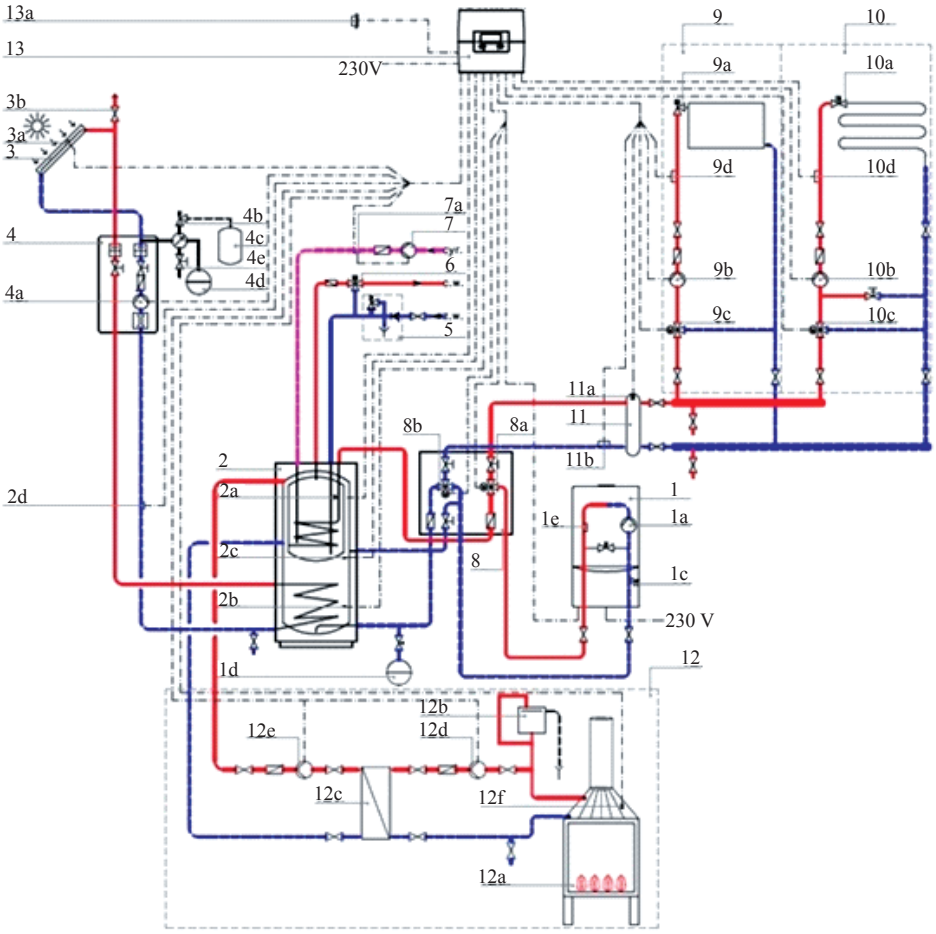


Рис. 1.134. Схема отримання ГВП та опалення за допомогою сонячних колекторів та каміна, виконана проектним бюро Z 500, Варшава [159]

1. Газовий конденсаторний навісний котел
1a. Циркуляційний насос контуру газового котла
1b. Триходовий кран для регулювання контурів ГВП/опалення
1c. Аварійний клапан на газовому котлі
1d. Розширювальний бак
1e. Датчик температури на подачі теплоносія
2. Бівалентний комбінований бак-акумулятор води
2a. Верхній датчик температури підігрівача
2b. Нижній датчик температури підігрівача
2c. Центральний датчик температури підігрівача
3. Батарея трубчатих колекторів
3a. Датчик температури колектора
3b. Автоматичний повітревідвідник з вентилем
4. Станція насосна
4a. Помпа обороту теплоносія
4b. Вентиль безпеки обороту теплоносія
4c. Резервуар теплоносія нагрівальної системи
4d. Розширювальний бак
4e. Вентиль заповнення/спорожнення системи
5. Група безпеки системи підготовки ГВП

6. Термозмішуючий вентиль для безпеки ГВП
7. Циркуляційна помпа ГВП
7a. Термостат до циркуляційної помпи
8. Гідравлічний блок
8a. Триходовий клапан перемикання режиму роботи на завантаження лотка / Опалення
8b. Триходовий клапан, піднімаючий температуру поверненої рідини
9. Контур обігріву радіатора
9a. Триходовий клапан радіатора
9b. Циркуляційний насос контуру радіатора
9c. Триходовий клапан змішуючий контур радіатора
9d. Датчик температури живлення обороту радіатора
10. Контур підігрівання підлоги
10a. Вентиль управління кімнатною температурою
10b. Циркуляційний насос контуру підігріву підлоги
10c. Триходовий клапан змішуючий контур підігріву підлоги
10d. Датчик температури живлення контуру підігріву підлоги.
11. Гідравлічна муфта
11a. Датчик температури подачі
11b. Датчик температури повернення
12. Група каміну з водяним контуром
12a. Камін/подача до каміну
12b. Відкрита збірна ємність
12c. Пластинчатий теплообмінник
12d. Помпа обороту первинного контуру каміну
12e. Помпа обороту вторинного контуру каміну
12f. Датчик температури води в каміні
13. Погодний регулятор
13a. Датчик зовнішньої температури

1.6.10.3. Схеми і принцип дії комбінованих з геліосистемою схем теплопостачання систем

Представимо два технічних рішення із застосуванням геліоустановки. Першою є система для обігріву та гарячого водопостачання приватного будинку допомогою сонячних колекторів. Друга призначена лише для гарячого водопостачання.

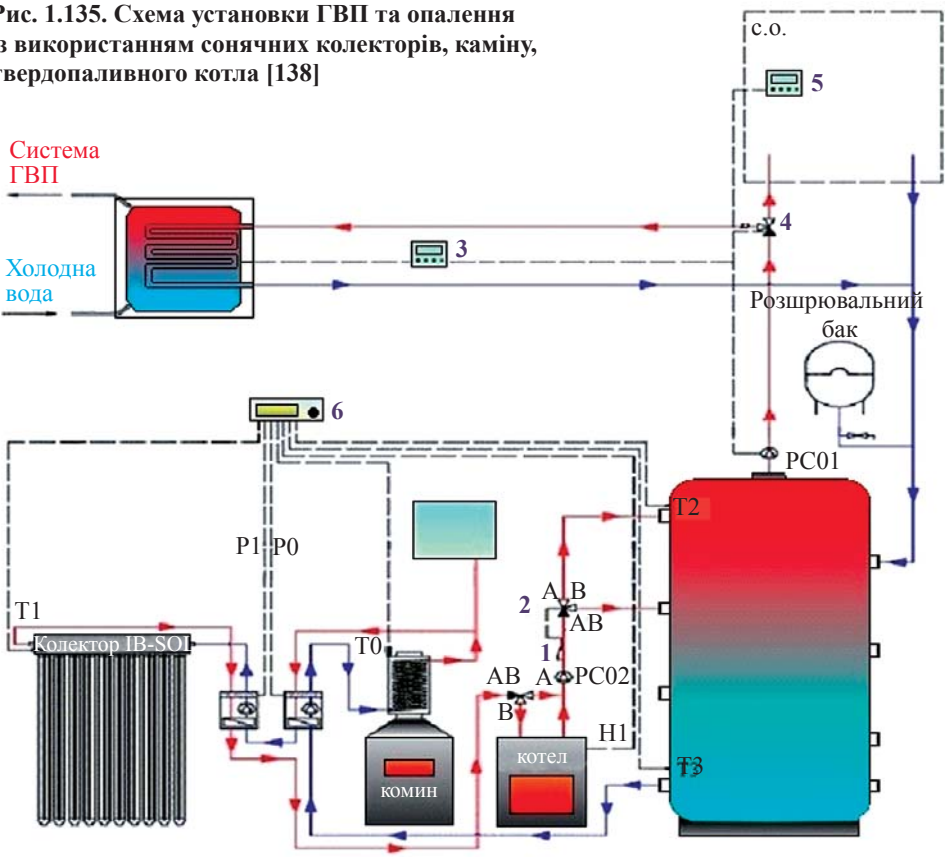
Приклад 1. Геліосистема працює за класичним принципом (рис. 1.135). За допомогою датчиків Т1 і Т2 вимірюється різниця температур, і, якщо ця різниця перевищує допустиму межу на 2-3 °С вище втрат на трубопроводі установки, вмикається циркуляційний насос первинного кола геліоустановки і насос (РСО 2) – вторинного кола.

Ідентично працює камін з водяним контуром. Проводиться вимірювання різниці температур Т0 і Т2 та на різну висоту буферного теплозбірника, подаються потоки води різної температури. Для цього використовується триходовий вентиль (2) і зовнішній або внутрішній термостат (1). Якщо температура вище потрібної, то вентиль пропускає воду у напрямку АВ-А, якщо ж температура недостатня, то вентиль встановлюється у напрямі АВ-В. Використання зонального розподілу води у тепловому накопичувачі дозволяє більш ефективно використовувати отриману від сонця енергію. При однаковому балансі теплової енергії у всьому баку вигідніше робити відбір води з верхньої частині де температура досягає 70°С, а не з середини, де вона утримується біля 40°С. Зональне використання теплової енергії для різних потреб дозволяє максимально ефективно використовувати теплову енергію. Рекомендований поріг реакції вентиля (2) – близько 65°С.

Підігріта за допомогою сонячних колекторів і водяного контуру каміну вода завжди підіймається вгору і верхня зона теплового накопичувача до датчика (Т3) включно є областю готовності. У області готовності зберігається вода з температурою не меншою, ніж мінімальна потреба "найтеплішого" приймача (напр., у випадку бака ГВП – 60°С).

Якщо температура, яку фіксує датчик температури Т3 в області готовності опускається нижче мінімального значення, триходовий вентиль (7) перемикається у напрямку АВ-В. Завдяки цьому попередньо підігріта каміном і геліосистемою вода у разі, коли її температура менше необхідної буде догріватися опалювальним котлом. Газовий котел запалюватиметься автоматично, якщо температура води, що потрапляє до котла, буде нижчою за значення, налаштоване на котлі (рекомендоване налаштування – 80°С). Якщо вода в зоні готовності досягне відповідної температури (Т3), то вентиль (7) перемкнеться так, щоб в процесі завантаження теплозбірника теплоносій йшов поза котлом системи опалення (течія АВ-А). Котел при цьому автоматично відключиться.

Рис. 1.135. Схема установки ГВП та опалення із використанням сонячних колекторів, каміну, твердопаливного котла [138]



Циркуляційний насос (PC 2) вмикається лише коли є така потреба, тобто:
- коли працює насос первинного контуру (до теплозбірника надходить сонячна енергія);
- коли працює насос каміну (є сенс завантаження збірника енергією з каміну);
- коли в зоні готовності недостатня температура. Гаряча вода на споживача подається за допомогою циркуляційного насосу контуру споживання (PC 1), що включається лише тоді, коли є потреба у теплі:
- коли температура в контейнері недостатня термостат стає у положення (AB-B).

Приклад 2. Іншим способом нагріву ГВП є паралельна робота сонячних колекторів з існуючою опалювальною установкою (газовий котел) через бівалентний теплообмінник. Схему такої установки представлено на рис. 1.136.

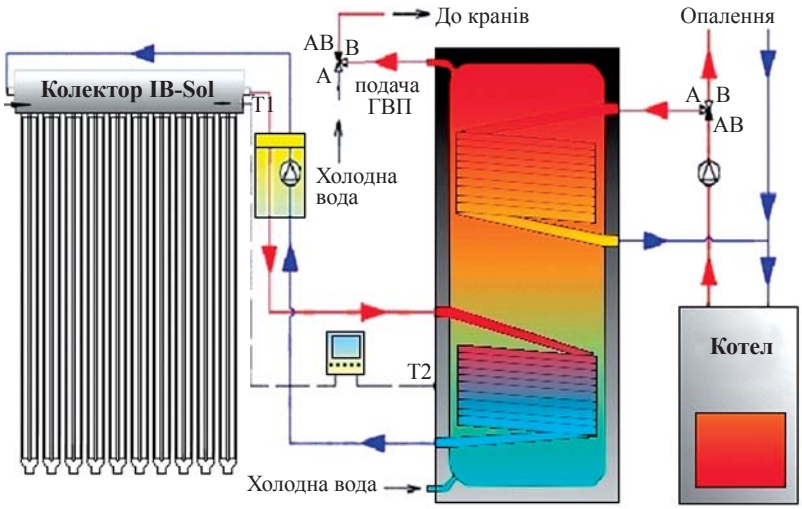


Рис. 1.136. Схема установки системи опалення і системи ГВП з використанням сонячних колекторів і котла [138]

Використання сонячної енергії в системах гарячого водопостачання є одним з найбільш вдалих та ефективних способів використання сонячної енергії. Типовий проект базується на використанні теплообмінника з двома змійовиками. Нижній теплообмінник підігріває холодну воду за рахунок тепла, що надходить від сонячних колекторів. Якщо вода при цьому не досягає бажаної температури, автоматично вмикається котел, який догріває воду у верхній частині теплообмінника. Якщо температура на датчику тепла CT1 вище налаштованої величини у порівнянні з температурою у нижній частині теплообмінника CT2, блок управління вмикає циркуляційний насос P. На виході з підігрівача передбачено

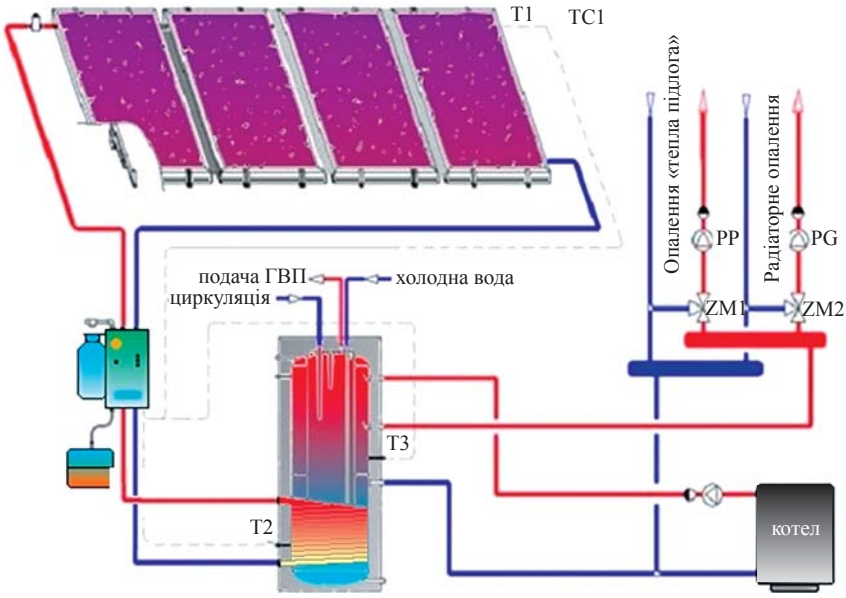


Рис. 1.137. Геліоустановка для гарячого водопостачання і часткового опалення [31]

установку змішуючого вентиля, який призначений для захисту споживачів від обшпарювання при перегріві води в ГВП і дозволяє економно використовувати гарячу воду.

1.6.12. Система підігріву води у басейні

Геліосистеми з с.о. гарно поєднуються з басейнами. Надлишок теплової енергії, що утворюється в літній період від СК може бути направлений на підігрів води у закритому або відкритому басейні.

Відкриті басейни для зменшення тепловтрат у той період, коли вони не використовуються зазвичай накривають спеціальною теплозахисною плівкою. При розрахунках теплової енергії, необхідної для підігріву басейну одним з найважливіших параметрів є сезонність використання – цілорічне або літнє. При розрахунках вважається що він добре ізольований зі сторони ґрунту. У таблиці 1.18. приведено приблизні розрахунки діючої поверхні СК для підігріву води до 28°С у басейнах зі стандартною глибиною – 1,4 м.

У представленій на рис. 1.139 типовій геліосистемі теплова енергія отримана за допомогою СК використовується як для підігріву води у системі ГВП так і для басейну. Зазвичай, автоматика вмикає контур з підігрівом басейну, коли температура в системі ГВП досягла заданої.

Таблиця 1.18

Необхідна діюча поверхня колекторів для підігріву води у басейні [272]

Вид басейну та спосіб користування	Відношення поверхня СК до поверхні басейну [м² СК/ м² басейну]
1. Відкритий басейн Поверхня басейну без теплозахисної плівки – користування басейну квітень – вересень – користування басейну червень – серпень	 0,07 – 1,2 0,05 – 0,9
2. Відкритий басейн Поверхня басейну з з теплозахисною плівкою – користування басейну квітень – вересень – користування басейну червень – серпень	 0,05 – 0,8 0,04 – 0,7
3. Басейн у приміщенні Поверхня басейну без теплозахисної плівки – користування басейну квітень – вересень – користування басейну червень – серпень	 0,04 – 0,5 0,03 – 0,4
4. Басейн у приміщенні Поверхня басейну без теплозахисної плівки – користування басейну квітень – вересень – користування басейну червень – серпень	 0,03 – 0,4 0,02 – 0,3

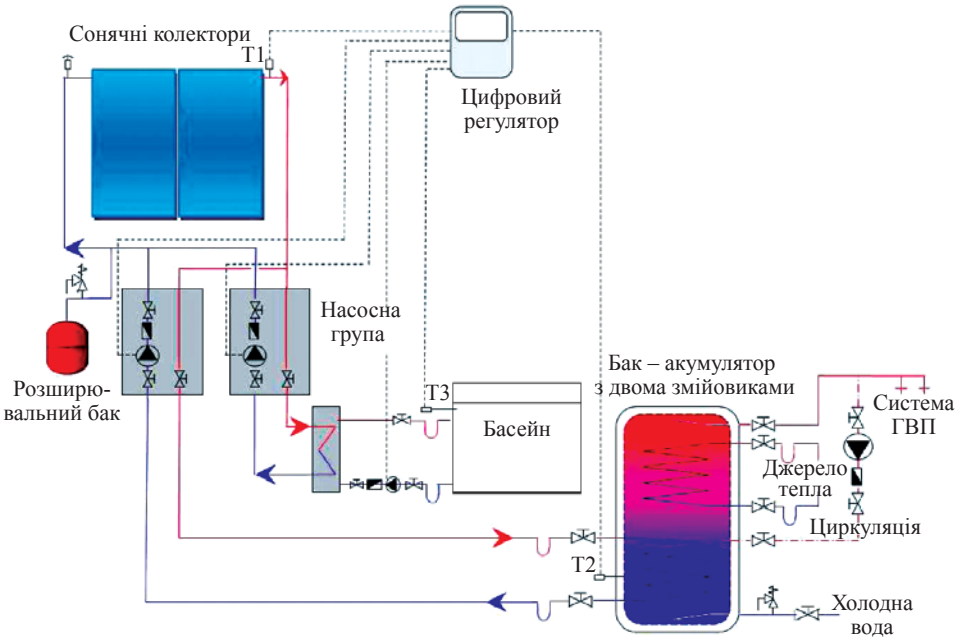


Рис. 1.139. Схема поєднання колекторів для обігріву води в басейні і системі ГВП [272]

1.6.13. Установки середньої потужності

Геліосистеми змонтовані у Полтавській області фірмою «Екотехнології та сервіс»

Перший об'єктом у Полтавській області був Ліщинівський будинок-інтернат, де у 2009 році була встановлена геліоустановка, що забезпечує потреби банно-прального комбінату енергією від сонячних колекторів загальною площею 30 м^2 [303]. У період з квітня по жовтень геліосистема виробляє близько 250 кВт · год. на добу, в зимовий період її продуктивність складає до 100–120 кВт · год. на добу.

На території інтернату встановлена металева конструкція висотою 2,8 м, на якій розташовані панелі вакуумних сонячних колекторів (рис. 1.140), додаткове призначення огородженої конструкції – сушіння білизни під час опадів.

На верхній частині конструкції встановлені 15 панелей колекторів, з'єднаних між собою мідними трубами. Теплоносій передає отриману від сонця теплову енергію у бак-акумулятор ємністю 4 м^3 .

Принцип дії достатньо зрозумілий. Циркуляція у первинному контурі відбувається за допомогою циркуляційного насоса, що встановлений у приміщенні банно-прального комбінату. За раціональну роботу установки відповідає контролер ROTH німецького виробництва, що за інформацією отриманою від датчиків визначає швидкість обертання насосу та виконує захисні функції. Мідні труби ізольовані мінеральною ватою товщиною 50 мм. В системі під тиском 2 атм. циркулює 60 літрів пропіленгліколю. Для захисту від розширення антифризу змонтований розширювальний бак ємністю 18 літрів та встановлена група захисту. Передбачена безперервна робота геліосистеми у випадку зникнення



Рис. 1.140. Загальний вигляд геліосистеми Ліщинівського будинку інтернату

електроживлення, шляхом встановлення джерела безперебійного електричного живлення від акумуляторної батареї, розрахованої для підтримання роботи системи протягом доби.

Загальна вартість проектних та монтажних робіт по встановленню сонячних колекторів у Ліщинівському будинку-інтернаті склала 246 тис. грн. [303].

Добова необхідність у гарячій воді банно-прального комбінату складає приблизно 4-5 м^3 води підігрітої до температури 55°С. Витрати газу в місяць на підігрів води складали приблизно 750–800 м^3, при вартості 1 м^3 газу 2,57 грн., річні витрати на підігрів води складали приблизно 24 тис. грн. За умови подорожчання газу принаймні на 25% ця сума складала б 30 тис. грн. Наразі добове споживання комбінату гарячої води у період квітень-жовтень повністю забезпечуються за рахунок геліосистеми. У дощові та хмарні дні передбачений підігрів води в ємності-акумуляторі за допомогою електричних нагрівачів загальною потужністю 25 кВт, для зручного та економічного використання нагрівачів, управління відбувається за допомогою таймера що легко програмується.

З травня до вересня потреби у теплозабезпеченні практично повністю покриваються геліосистемою. Витрати на електричний підігрів на протязі року складають приблизно 2800 грн., а це приблизно 3750 кВт · год. у рік по тарифу 0,75 грн. за 1 кВ · год. Догрів за допомогою електроенергії в основному відбуватиметься на початку та наприкінці періоду використання сонячних колекторів. В зимові місяці, а також в листопаді та березні, доцільніше використовувати підігрів води за допомогою газу, хоча приблизно 25–30% енергії можуть компенсувати сонячні колектори. Приймаючі за розрахунок вартість енергоносіїв на початок 2010 року вираховуємо, що витрати на підігрів газом в зимовий період складатимуть 530 м^3 на місяць, за 5 місяців вони складуть приблизно 7000 грн. Треба враховувати витрати на електроенергію витрачену на роботу циркуляційного насосу контуру газового котла, за 5 місяців витрати складуть приблизно 1300 грн. Циркуляційний насос системи сонячних колекторів має малу потужність 80 Вт, тому в розрахунках його потужність можна не брати до уваги. Сумарні загальні витрати на енергоносії, при використанні сонячних колекторів становлять приблизно 11 тис. грн. В процесі експлуатації установки сонячних колекторів, значні додаткові витрати не передбачаються.

При використанні 750 м^3 газу щомісяця, річна вартість на витрати газу становить приблизно 23,5 тис. грн. Враховуючи, що циркуляційний насос працює цілий рік, витрати на електроенергію становлять приблизно 3 тис. грн. Загальна вартість енергоносіїв, витрачених на підігрів води в рік, становить 26,5 тис. грн. [303].

Встановлюємо, що при вартості газу 2,57 грн. за 1 м^3, та за умови використання сонячних колекторів, економія на оплаті за енергоносії на підігрів води для комбінату становить 60%. Навіть такий результат має задовольнити економічні сподівання, проте при збільшенні вартості газу на 25%, економія на оплату енергоносіїв при використанні альтернативного джерела становитиме вже 67%. Попередній термін окупності сонячної установки у 8–9 років, цілком можливо буде скорочений до 5–6 років у зв'язку із тенденцією росту цін на паливо. Термін роботи установки складає 15–20 років, оскільки загальна частина системи складається з довговічних матеріалів (мідь, скло, мін. вата та інші), а також, за

винятком циркуляційного насосу, не має рухомих частин. Таким чином установка у другій половині свого терміну експлуатації має приносити прибутки у вигляді заощаджень на оплату енергоносіїв, до того ж не треба забувати про екологічний ефект від використання енергії сонця, оскільки викиди шкідливих речовин значно зменшуються, а покращення екологічного стану середовища також являє собою одну з актуальних проблем держави та світу в цілому.

Другий об'єкт, якому пощастило отримати установку такого масштабу із використанням альтернативних джерел енергії є Вишняківський будинок-інтернат (БІ). Одна з найважливіших особливостей Вишняківського БІ – велика відстань від джерела теплопостачання до столової та житлового корпусу №2 приблизно 400 м, тому було прийнято рішення взагалі відмовитись від підігріву води газом для вказаних споживачів, тобто окрім економії газу маємо економію електроенергії на циркуляцію теплоносія. Для забезпечення потреб у гарячій воді було встановлено 15 вакуумних трубчатих сонячних колекторів, із можливістю підігріву води електричними нагрівачами загальною потужністю 25 кВт. Для забезпечення потреб у гарячому водопостачанні в зимовий період встановлено твердопаливний котел, потужністю 18 кВт, який задовольняє потреби у підігріві води в часи невеликого сонячного випромінювання. Вартість проектних та монтажних робіт склала 250 тис. грн., 15 панелей встановлені на металевому каркасі на висоті 1,7 м. мідні теплоізольовані труби передають теплову енергію у бак-акумулятор ємністю 4 м^3 . У середині ємності встановлені два теплообмінники: від сонячного контуру, та від твердопаливного котла [303].

Принцип роботи солярної установки не відрізняється від попередньої інсталяції, різниця полягає лише у використанні твердопаливного котла у зимовий період замість газового. Після встановлення альтернативної установки, система перероблена таким чином, що витрати газу на підігрів та передачу гарячої води відсутні взагалі.

Загальний вигляд установки у Вишняківському БІ показаний на рисунку 1.141а). На рис 1.104б) представлені контролер солярної системи, терморегу-

а) б)



Рис. 1.141. Геліосистема встановленні у приміщенні столової Вишняківського будинку-інтернаті: а) сонячні колектори, б) контролер та інші прилади

лятор, автоматичні вимикачі для захисту контролюючих приладів, акумулятор із джерелом безперебійного живлення. Всі прилади встановленні у приміщенні столової Вишняківського БІ.

Економічний ефект після реконструкції системи ГВП даного інтернату вираховуємо наступним чином. Добова потреба у гарячій воді складає в середньому 5–6 м^3 води, з урахуванням підігріву води газом та витрат на передачу її до споживача загальні витрати складали приблизно 60 м^3 газу на добу. Враховуючи, що відбір ГВП відбувається щодня з 7 ранку до 18 годин стабільно, на потреби їдальні, а з урахуванням особливостей житлового корпусу інтернату взагалі можливе цілодобове використання гарячої води, визначаємо, що для забезпечення таких потреб за допомогою газу необхідно приблизно 5 тис. грн. на місяць (за умови вартості газу 2,57 грн./м^3), включаючи вартість електроенергії яка використовувалась циркуляційними насосами (приблизно 450 грн. міс.). Річна вартість витрат на забезпечення потреб у ГВП їдальні та одного житлового корпусу складає 60 тис. грн.

При роботи геліоустановки до розрахунків приймаємо, що 6 місяців на рік використовується твердопаливний котел. Витрати твердого палива складають приблизно 4 м^3 /міс., а це на даний час складає 1000 грн., тобто річні витрати на підтримку геліосистеми за допомогою котла складають приблизно 6 тис. грн. Термоелектричні підігрівачі в даній системі виконують роль резервного живлення, оскільки твердопаливний котел повність перекриває необхідність у догріванні в перехідний період, тому вартість витраченої електроенергії можна не враховувати. Контролюючі прилади та циркуляційний насос мають загальну потужність близько 80 Вт, яку також можна не приймати серйозно до розрахунків.

Висновок економічної доцільності виводимо з урахуванням перелічених вище розрахунків, і маємо фактично 54 тис. грн. економії на рік. Загальна вартість проекту склала 250 тис. грн., тобто такий проект має термін окупності 4–5 років, даний ефект досягнуто за рахунок використання твердопаливного котла як основного допоміжного джерела живлення [303].

1.6.14. Установки великої потужності

1.6.14.1. Комбінована система теплопостачання лікарні у м. Ченстохові, Польща

26 лютого 2008 р. у Воєводській (обласній) спеціалізованій лікарні в Ченстохові була прийнята в експлуатацію найбільша геліосистема Польщі і третя за потужністю в Європі (розміри польського воєводства співставні з областями України). Середнє добове споживання гарячої води в лікарні становить близько 53 м^3, (≈ 20 000 м^3 протягом року). Щоб підігріти таку кількість води до необхідної температури щороку необхідно витратити біля 4088 ГДж.

Теплова енергія, вироблена геліосистемою покриває близько 52% загальної кількості потрібної теплової енергії. Ще 32% отримують з економайзерів, встановлених у системі вентиляції димових газів з газово-масляних котлів і тільки 16% отримують від традиційних джерел енергії, спалюючи газ та мазут у котлах.



Рис. 1.142. «Сонячні дахи» Воєводської Спеціалізованої лікарні в Ченстохові [39]

У геліосистемі використовуються сонячні колектори Vitosol 100 загальною кількістю 598 шт. з загальною площею абсорберів СК: 598 × 2,5 м^2 = 1495 м^2 [39]. Загальна потужність цього «сонячного поля» становить близько 1 МВт, що дозволяє отримати 2100 Гдж теплової енергії за рік.

Загальна вартість інвестицій у проект становила близько 4,3 млн. злотих.

Щорічна економія складає близько 0,5 млн. злотих. Період окупності близько 6 років. Використання такої технології теплопостачання дозволяє зменшити викиди CO_2 до атмосфери приблизно на 180 тонн на рік.

Проект енергозбереження та теплопостачання з використанням СК складався з двох етапів:

На першому етапі було змонтовано геліосистему з трьох «сонячних полів», два з яких було розміщене на даху корпусів лікарні, а одне на землі. На другому етапі у комбіновану систему теплопостачання з геліосистемою та котлами було інтегровано систему використання залишкової теплової енергії димових газів за допомогою економайзерів.

У літній період лікарня практично на 100% покриває потребу у гарячій воді за рахунок геліосистеми. Виключення складають тільки невеликі періоди з похмурою погодою.

Досвід використання цього об'єкту показав значну екологічну та економічну його ефективність. Зараз готується ще декілька подібних проектів для інших лікарень, великих підприємств, новобудов у жилих мікрорайонах.

1.6.14.2. Геліосистема для теплопостачання жилого мікрорайону з ґрунтовим тепловим накопичувачем

Ще одним прикладом успішного проекту теплопостачання за рахунок сонячної енергії великого об'єкту є опалення житлового масиву «Neckarsulm» у Німкччині. Система забезпечує теплом 140 квартир, школу, гуртожиток та торговий центр площею 43000 м^2.

До складу системи входить поле сонячних колекторів змонтованих на будівлях з загальною площею 6500 м^2, теплонасос потужністю 1,5 МВт, та газовий котел потужністю 2 МВт, що використовується в якості резервного джерела теплової енергії (рис. 1.143).

Всі пристрої (крім СК) змонтовано у центральній котельні, обладнаної автоматичною системою управління. Інноваційним рішенням, що дозволяє значно

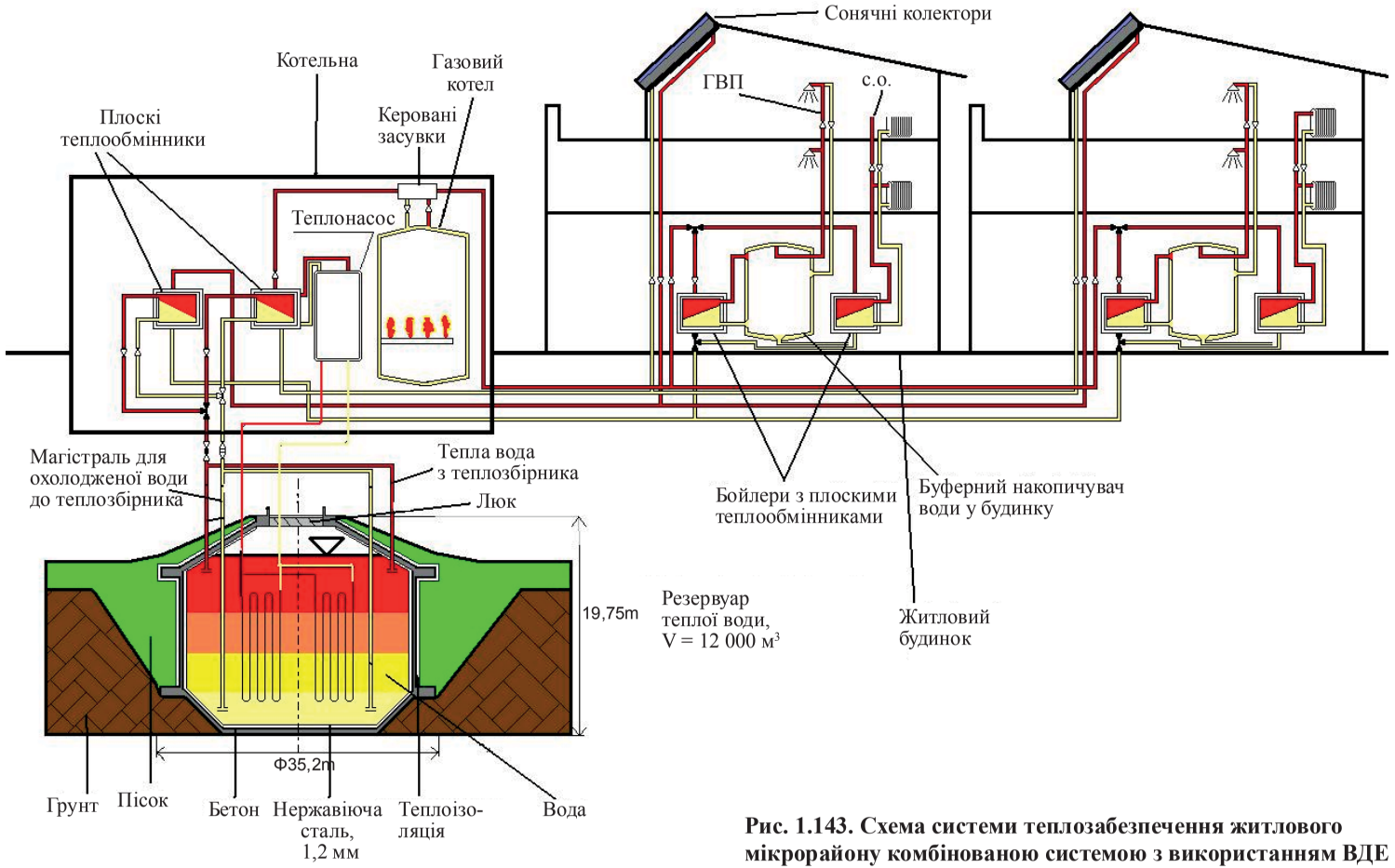


Рис. 1.143. Схема системи теплозабезпечення житлового мікрорайону комбінованою системою з використанням ВДЕ та ґрунтового теплового акумулятора [86]

підвищити ефективність використання сонячної енергії є використання у системі сезонного ґрунтового теплового накопичувача тепла. Висота резервуару становить близько 20 м, діаметр близько 35 м, ємність близько 12 000 м^3. Водяний басейн змонтований з бетонних панелей. Для забезпечення його повної водної непроникності поверхня вкрита звареними листами з нержавіючої сталі товщиною 1,25 мм. Із зовнішньої сторони накопичувальний басейн вкритий ізоляцією товщиною 70 см. Під несучою бетонною плитою вкритою ізоляційною основою у вигляді шару пінного скла, стіни також покрито пористим, скляним гранулятом, поверх якого натягнуто вологостійку плівку.

Теплова енергія, що надходить до резервуару від СК накопичується і може зберігатися на протязі довгого часу, й використовуватися за виникнення необхідності. При температурі у резервуарі більше 50°С, вона подається безпосередньо до теплообмінників і далі до споживачів. Коли ж температура води зменшується нижче 50°С в роботу включається тепловий насос, що використовує в якості первинного теплового контуру теплову енергію резервуару. Взимку, коли відчувається нестача теплової енергії від відновлюваних джерел енергії, управляючий контролер включає газовий котел.

За рахунок ВДЕ у вищевказаній системі теплопостачання досягнуто щорічне зменшення споживання газу на 39%.

Аналіз роботи системи дозволяє зробити висновок, що акумулятор тепла разом з тепловим насосом дає змогу оптимізувати процеси отримання та використання тепла у часі та за рахунок цього суттєво підвищити ефективність системи теплозабезпечення.

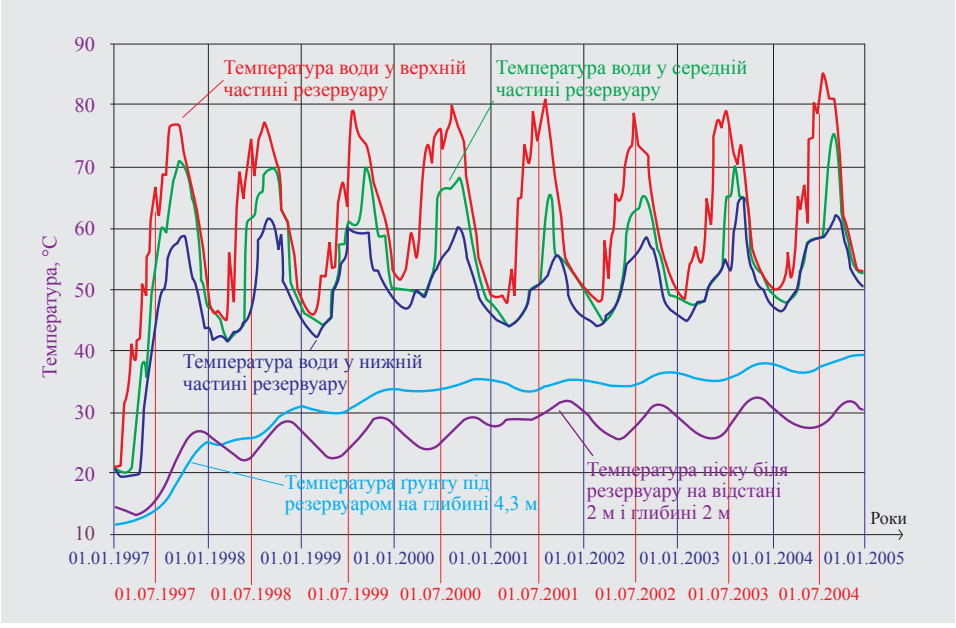


Рис. 1.144. Температурні діаграми ґрунтового теплового акумулятора системи теплозабезпечення мікрорайону Friedrichshafen (Німеччина) у період січень 1997 – січень 2005 рік. [86]

З діаграми на рисунку 1.144 видно, що температура води у ґрунтовому тепловому акумуляторі влітку становила в середньому близько 80°С, а взимку не перевищувала 45°С. Середньорічне значення температури ґрунтового акумулятора становило близько 60°С. Розрахуємо кількість теплової енергії отриманої системою

- поверхня колекторів – 6500 м^2;
- питома потужність СК – 0,7 кВт/м^2/рік;
- загальна теплова потужність сонячних колекторів: 0,7 кВт/м^2/рік · 6500 м^2 = 4550 кВт/рік;
- кількість сонячних годин впродовж року близько 1600 год.;
- середньорічна кількість сонячного випромінення – близько 877 Вт/м^2;
- коефіцієнт покриття потреб для СК ≈ 1 (≈100% сонячної енергії використовується для нагрівання води в резервуарі-накопичувачі).

Величина енергії, що надходить від СК до накопичувача впродовж року:

$$Q = G \cdot A \cdot \varepsilon = 0{,}7 \cdot 6500 \cdot 1 \approx 7280 \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

Тепловий насос потужністю 1,5 МВт включається періодично, при необхідності збільшення температури в осінньо-зимовий період. За 1500 год. в рік він виробляє 2250 МВт · год. теплової енергії витрачаючи при цьому 563 МВт · год. електроенергії. Теплову енергію з ґрунтового резервуару тепловий насос отримує за допомогою зануреного у нього теплообмінника з поліетиленових труб.

Концепція підвищення ефективності роботи геліосистеми за рахунок накопичення теплової енергії та підвищення її потенціалу за допомогою теплового насосу повністю підтвердилася. Основні технічні рішення, що використовувались у даному проекті зараз широко застосовують при проектуванні подібних об'єктів.

У 2007 році у мікрорайоні *"Przy łuku Ackermanna"* в Мюнхені було введено в дію подібну систему, що опалює 4 стандартні житлові багатоповерхові будинки загальної площею 30 400 м^2. Теплова потужність цієї системи становить 2300 МВт · год./рік з площею сонячних колекторів 2877 м^2 і тепловим насосом потужністю 1,4 МВт.

1.6.15. Принципи монтажу «сонячних полів» для потужних геліоустановок

Потужні геліоустановки потребують великої загальної діючої поверхні СК. Це досягається паралельним поєднанням необхідної кількості рядів (комбіноване послідовно-паралельне з'єднання СК у «сонячні поля») (рис. 1.145).

Для підвищення надійності та ефективності роботи «сонячних полів», зменшення трудовитрат при монтажі та матеріаломісткості обладнання необхідно користуватись такими принципами:

- Забезпечення гарного теплообміну між абсорберами СК та робочою рідиною підвищує загальну ефективність геліосистеми;
- Необхідно забезпечити мінімально можливі гідравлічні опори через групи колекторів. Це досягається зменшенням довжини труб, зменшенням

кількості фітингів поворотів, переходів запорної арматури і т. ін. При проектуванні треба зауважувати на гідравлічні опори СК;

– При проектуванні потужних геліосистем необхідно розраховувати на СК з максимальними площами абсорберу. Використання таких елементів дозволить зменшити їх кількість при тій же самій загальній площі діючої поверхні;
– З одного боку поєднання послідовно максимально можливої кількості СК полегшує монтаж, економить трудовитрати та матеріали, з іншого боку необхідно враховувати гідравлічний опір такої батареї. В залежності від опорів з'єднують в один ряд до 10 СК меандрового типу або 5 решітчастого.
– Для рівномірного корисного навантаження всього поля СК необхідно, щоб всі ряди колекторів мали однаковий гідравлічний опір. Балансування гідравлічних опорів на гребінці (рис. 1.145) проводиться при монтажі і періодично перевіряється. В деяких випадках для вимірювання швидкості потоку робочої рідини у паралельних трубопроводах гідравлічної системи ставлять ротаметри. Зазвичай ніяких додаткових активних регуляторів у таких системах не використовують.
– Для зменшення теплових втрат подаючий трубопровід робочої рідини виконують коротшим за зворотній (вищі температури – більші втрати);

Якщо для розміщення необхідної кількості колекторів не вистачає одного місця, може формуватися два або більше полів. При цьому суттєво збільшується вплив довжини трубопроводів на монтажну та експлуатаційну вартість, а значення гідравлічних опорів на надійність та ефективність геліосистеми.

Приклади з'єднань СК, та їх технічні параметри

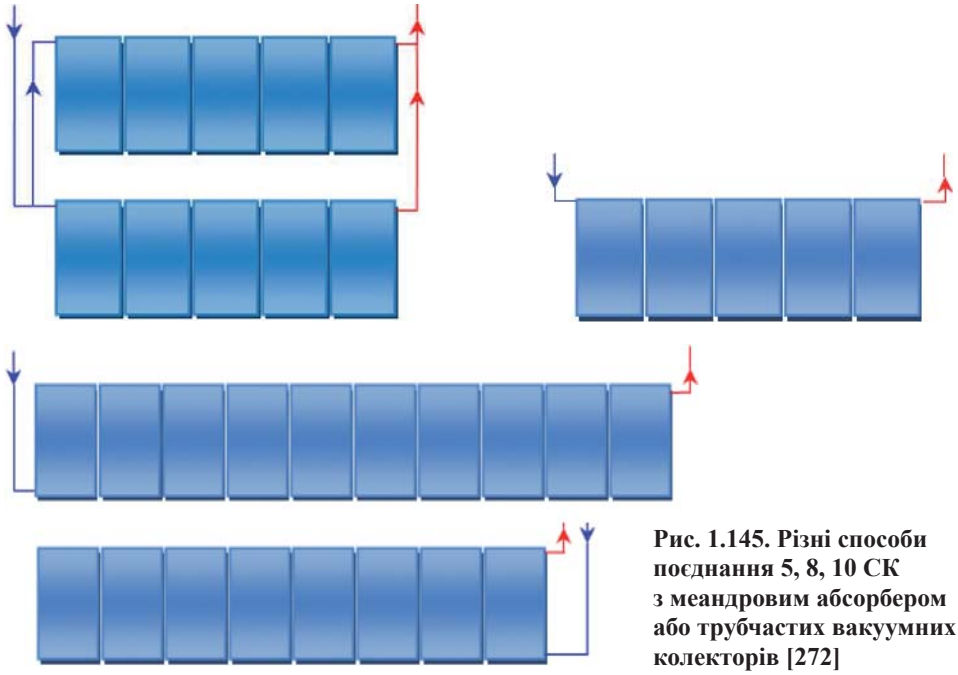


Рис. 1.145. Різні способи поєднання 5, 8, 10 СК з меандровим абсорбером або трубчастих вакуумних колекторів [272]

Таблиця 1.19

Технічні параметри гідравлічної системи для плоских колекторів з меандровим абсорбером [272]

Дворядне з'єднання колекторів ЕР 2.6 з меандровим абсорбером (діюча поверхня 2,65 м²)										
Кількість колекторів ЕР 2.6 [шт.]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кількість рядів	1					2				
Діаметр з'єднувальних труб	15 × 1,0			18 × 1,0				22 × 1,0		
Оптимальна швидкість робочої рідини літра/мін]	1,25 – 1,75					2,5 – 3,5				

Однорядне з'єднання колекторів ЕР 2.6 з меандровим абсорбером (діюча поверхня 2,65 м²)										
Кількість колекторів ЕРМ 2.6 [шт.]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кількість рядів	1									
Діаметр з'єднувальних труб	15 × 1,0		18 × 1,0		22 × 1,0			28 × 1,0		
Оптимальна швидкість робочої рідини літра/мін]	1,25 – 1,75	2,5 – 3,5	3,75 – 5,25	5,0 – 7,0	6,25 – 8,75	7,5 – 10,5	8,75 – 12,25	10,0 – 14,0	11,25 – 15,75	12,5 – 17,5

Приклади з'єднань СК з регулюючими гребінками

У сонячних батареях, що поєднують 15 і більше СК, на подавальному та зворотному трубопроводах необхідно ставити регулюючі гребінки, на яких можна встановити гідравлічний опір, рівний для всіх рядів батарей. Перед гребінкою зворотного трубопроводу встановлюються ротаметри.

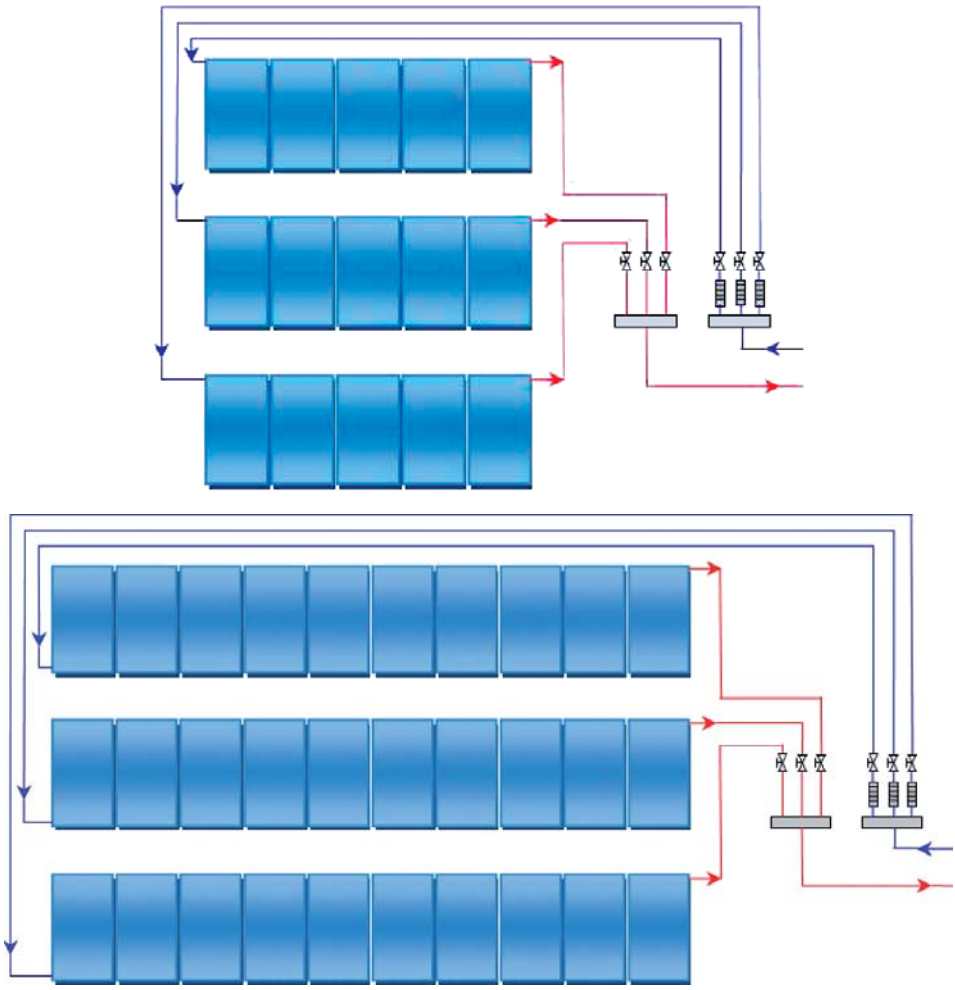


Рис. 1.146. Способи поєднання 15, 30 СК [272]

1.6.16. Дослідження ефективності сонячних колекторів у лабораторії енергозбереження та ВДЕ в Полтавській державній аграрній академії

У 2010 році у рамках міжнародного українсько-польського освітнього проекту за підтримки посольства Польщі та польських фірм, виробників геліосистем, нашому навчальному закладу було надано обладнання для лабораторії з відновлюваних джерел енергії. До його складу входило 4 сонячні колектори різної конструкції фірм «Неон», «Макротерм», «Ергом», «Інсбуд» та допоміжне обладнання для геліосистем: насосні групи, групи безпеки, розширювальні баки, управляючі мікроконтролери тощо. Також були надані фотобатарея і тепловий насос системи «повітря – повітря» фірми «HEWALEX» та 3 баки акумулятори різної ємності: на 300, 200 та 140 літрів фірми «Галмет».



Рис. 1.147. Загальний вигляд сонячних колекторів та фотобатареї на даху кафедри хірургії ПДАА

Нами на базі наданого обладнання було розроблено комплексну систему теплопостачання для операційної та інших приміщень кафедри хірургії та для душової гуртожитку. Основною задачею лабораторії все ж є обслуговування навчального процесу, і дослідження ефективності роботи сонячних колекторів різної конструкції, теплового насосу, фотовольтажної системи.

На даху кафедри терапії було встановлено 4 сонячні колектори різних типів: плоский, плоский вакуумний, трубчастий вакуумний та вакуумний з U-подібною трубкою, датчики інтенсивності сонячного випромінення, фотовольтажна батарея (рис. 1.147, зліва). У приміщенні лабораторії змонтоване усе інше обладнання комплексної системи: баки-акумулятори гарячої води та допоміжне обладнання геліосистеми, тепловий насос та вимірювальний комплекс обладнання з комп'ютерною системою для фіксації вимірюваних даних рис 2.

На рисунку 1.149. показано технологічну схему комплексної системи лабораторного обладнання у лабораторії ВДЕ нашого учбового закладу.

Сонячні колектори (К1, К2, К3, К4) під'єднуються гарно ізольованими мідними трубками до змійовиків баків-акумуляторів. Це первинне коло теплообмі-



Рис. 1.148. Загальний вигляд обладнання лабораторного комплексу

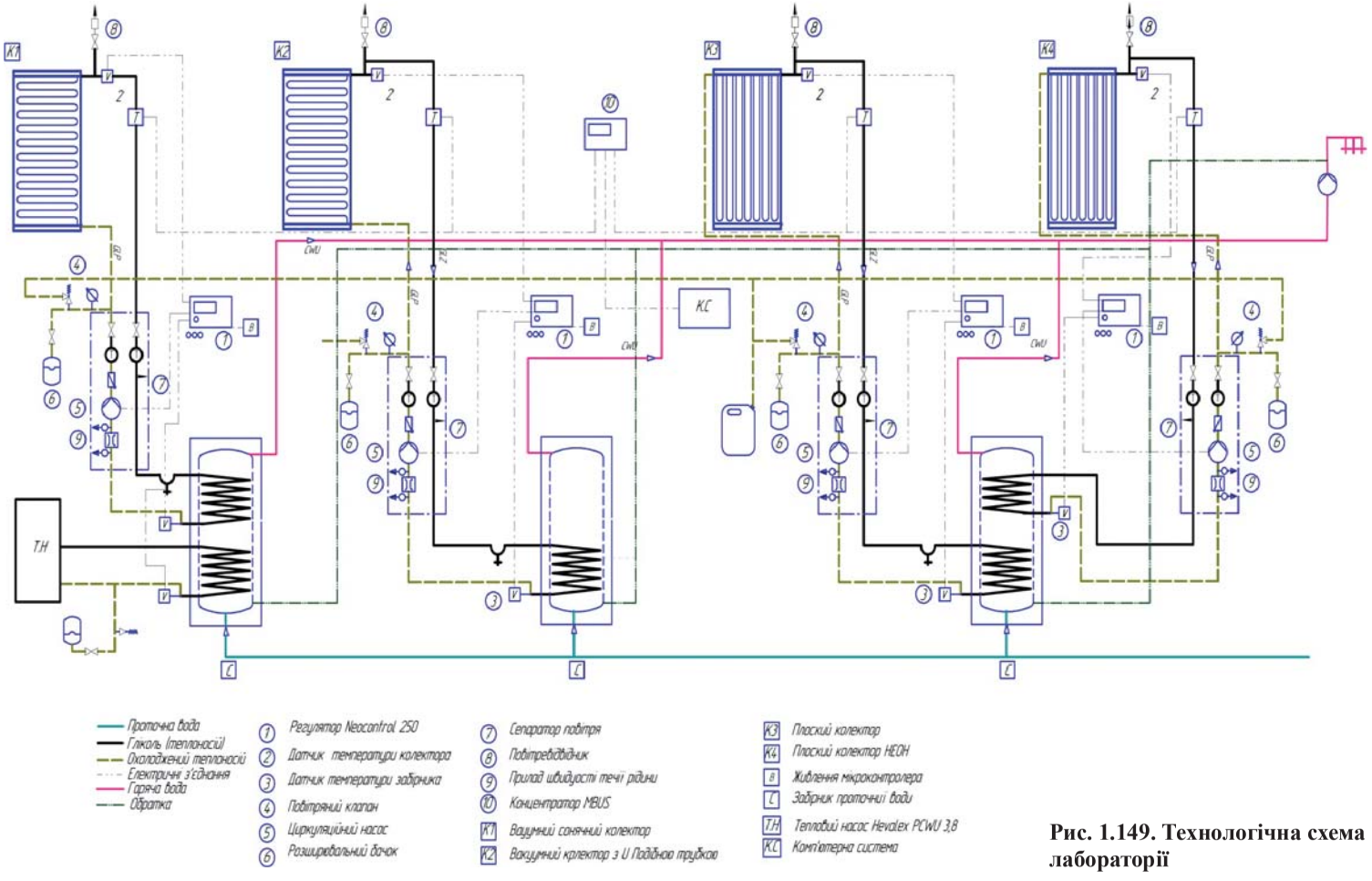


Рис. 1.149. Технологічна схема лабораторії

ну між сонячними колекторами та тепловими накопичувачами заповнене незамерзаючою рідиною – гліколем, що дозволяє експлуатувати систему на протязі всього року. Циркуляція гліколю у первинному контурі досягається за рахунок використання насосу, який входить до складу насосної групи.

Баки – акумулятори гарячої води знаходяться у приміщенні лабораторії і слугують для накопичення теплової енергії, що надходить від сонячних колекторів та теплового насосу. Теплова енергія від сонячних колекторів до гарячої води проходить за рахунок теплообміну через мідні змійовики, що знаходяться у середині баків. Всі баки поєднані у вторинній системі обігу – це, власне, система гарячого водопостачання для кафедри хірургії та студентського гуртожитку. Холодна вода також подається по загальному трубопроводу знизу у баки-акумулятори. Нагріваючись від теплообмінників вона підіймається вгору де через верхній патрубок поступає за рахунок тиску холодної води у систему гарячого водопостачання. На виході з баків встановлено регулювальний клапан, який перекриває воду у разі, якщо її температура не досягла необхідного значення (45°С). Тоді на об'єкти гарячого водопостачання подається гаряча вода від загальної системи ГВП (котельні), а не недостатньо підігріта вода з баків.

Тепловий насос під'єднаний до нижнього змійовика 300-літрового баку. Управляючий контролер теплового насосу налагоджений таким чином, що відключає тепловий насос при досягненні у загальній системі ГВП температури 45°С. Тобто в ясні, сонячні дні основним обладнанням теплозабезпечення є сонячні колектори, а в похмурі дні, основним джерелом тепла є тепловий насос.

Роботою окремих геліосистем управляють програмовані контролери, що також були скомплектовані фірмами виробниками обладнання. Кожну з геліосистем та тепловий насос ми обладнали групою безпеки, до якої входить розширювальний бак та аварійний клапан. Ці пристрої захищають від збільшення тиску при нагріванні робочої рідини.

Так як головним завданням цього лабораторного комплексу є забезпечення навчальної та наукової роботи нами було розроблено та змонтовано інформаційно-вимірювальну систему. На даху корпуса, в якому знаходиться лабораторний



Рис. 1.150. Фото датчика інтенсивності сонячного випромінення

Рис. 1.151. Фото теплового лічильника



комплекс, закріплено датчик інтенсивності сонячного випромінення LB 326-11 (рис. 1.150) [6]. Теплова енергія з колекторів надходить в баки-акумулятори поєднані в єдину систему гарячого водопостачання. Кожен з сонячних колекторів обладнано тепловими лічильниками (рис. 4), дані з лічильників потрапляють на концентруючий блок **MBUS** під'єднаний до комп'ютерної мережі [6]. Таким чином, ми можемо отримувати виміри теплової енергії, що надходить від кожного сонячного колектора в залежності від сонячного випромінення. На прикладі установок різного типу можна вивчати взаємодію елементів системи, робити вимірювання та робити аналіз ефективності роботи при тих чи інших режимах роботи або зміні погодних умов.

Усе обладнання підключене до об'єднаної комп'ютерної мережі, що дає змогу за допомогою спеціальних програм проводити вимірювання багатьох параметрів, що характеризують роботу системи, та зберігати ці дані на сервері для подальшого аналізу. Це дозволяє отримувати порівняльну характеристику ефективності різних видів сонячних колекторів представлених зараз на світовому ринку в умовах Полтави та оцінити технічний та економічний ефекти застосування кожного з колекторів у різні періоди та на протязі всього року. Таким же тепловим лічильником обладнано і тепловий насос, що дозволяє досліджувати його ефективність при різних температурах зовнішнього повітря.

Загальна комп'ютерна контрольно-інформаційна система об'єднує вимірювальні прилади і дозволяє накопичувати та аналізувати дані роботи обладнання.

1.6.16.1. Результати вимірювання з лабораторії ВДЕ у м. Полтава

Вибрані результати досліджень

На рисунку 1.152 представлено діаграму інтенсивності сонячного випромінювання, яка автоматично будується за показниками відповідного датчика. З діаграми видно, що тиждень з 8.08.11 по 14.08.11 був, за виключенням неділі, сонячним. При цьому, перші два дні практично безхмарним (без значних коливань інтенсивності, коли сонце заходить за хмари). У сонячні дні інтенсивність

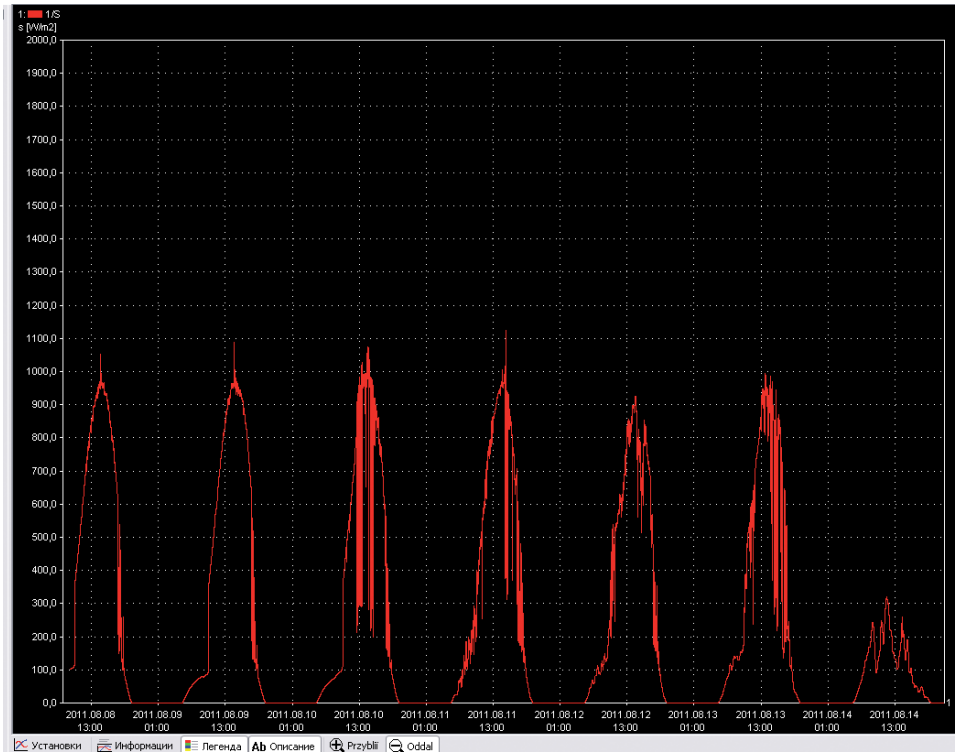


Рис. 1.152. Інтенсивність сонячної радіації впродовж тижня з 8.08. по 14.08.2011 року

сонячної радіації опівдні доходила до 1000 Вт/м^2 на годину, а у похмурий день 14.08.11 не перевищував 300 Вт/м^2. Навіть 14.08 до кінця дня 640 л води (ємність води у баках акумуляторах) встигали прогрітись до необхідної температури у 45°С, а у сонячні дні система встигає підігріти до 900 л гарячої води.

На рисунку 1.153 показано інтенсивність сонячної радіації 15 червня 2011 р. та, відповідно, температури на сонячному колекторі та у баку акумуляторі (рис. 1.154). Форма графіку температури на колекторі практично відповідає формі графіку інтенсивності сонячної радіації і загальної теплової потужності геліосистеми (рис. 1.155). Різниця температур між колектором та баком акумулятором залежить від інтенсивності теплообміну. Крім того, температура у баці–акумуляторі, залежить ще й від використання води. Тому спостерігаються такі коливання температури на протязі дня. Як видно з графіку вдень при гарній сонячній погоді максимальна потужність геліосистеми доходить до 6 кВт і підвищення температури води в баку акумуляторі йде досить інтенсивно.

Таким чином, у літні сонячні дні колектор може повністю забезпечувати потреби у гарячій воді.

Потрібно відзначити, що дані отримані з плоских, трубчастих вакуумних та з U-образною трубкою колекторів, якщо перерахувати на одиницю робочої поверхні будуть співставні між собою і мають високу енергетичну ефективність та

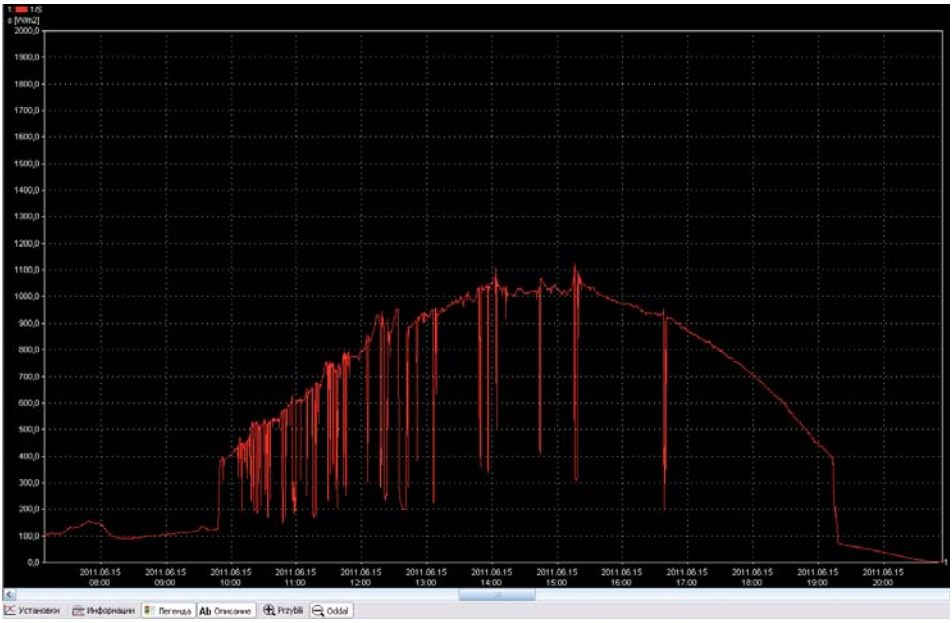


Рис. 1.153. Інтенсивність сонячної радіації впродовж 15.06.2011 року

ККД. В умовах Полтави такі системи здатні накопичувати достатню кількість енергії з квітня по жовтень, а у інший період – частково перекривати потреби у підігрітій воді.

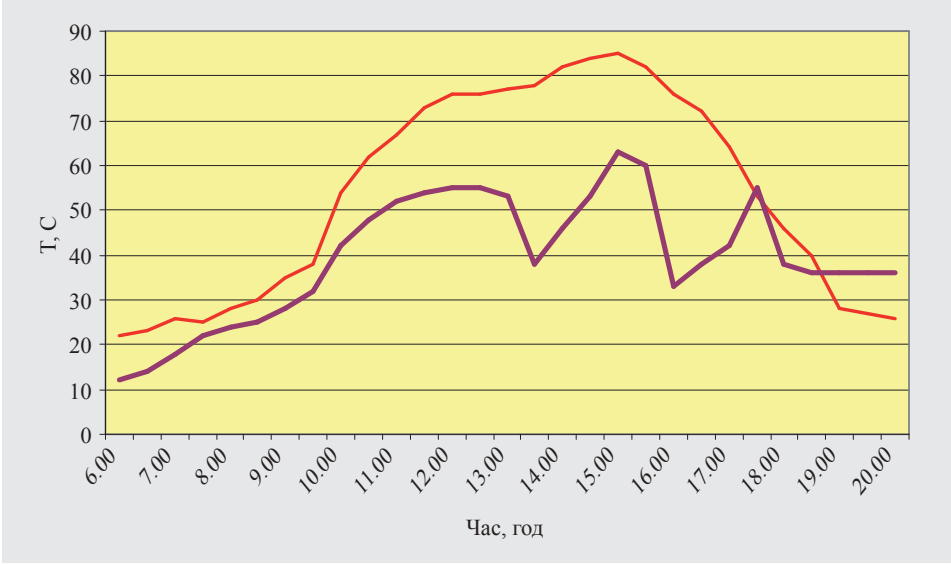


Рис. 1.154. Температура на колекторі (червона лінія) та у баку-акумуляторі (фіолетова лінія) 15.06.2011 року

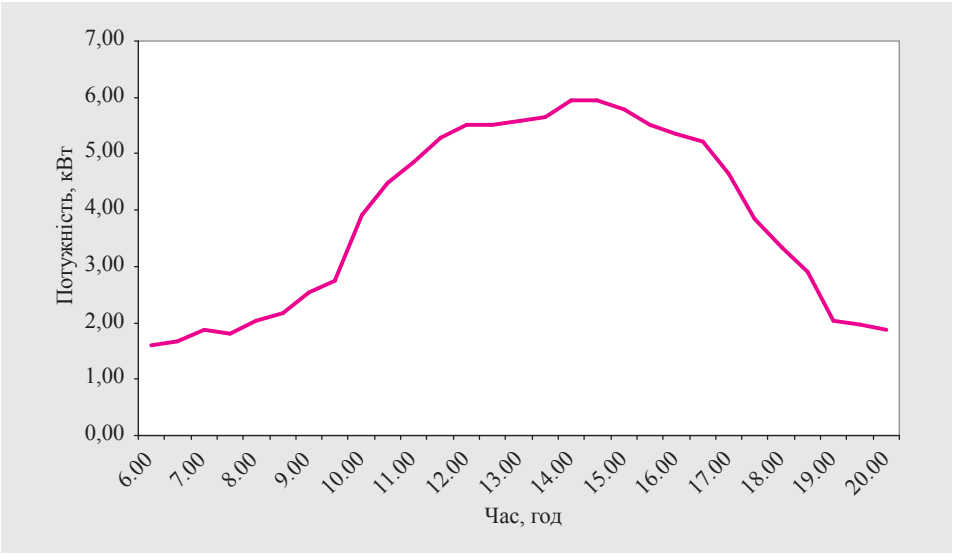


Рис. 1.155. Потужність геліосистеми впродовж 15.06.2011 року

У середньому, в літній день геліосистема підігріває 1000 л води від 12°С, що надходить з системи водопостачання, до 45°С.

У зимовий період, особливо листопад – грудень, геліосистема практично не виробляє тепла, бо в цей період дуже мало сонячних днів. Навіть у більш холодний, але сонячний період січень – лютий вона працює ефективніше. Середньорічний ККД геліосистеми складає близько 50%.

1.6.16.2. Розрахунок річного заощадження на підігріві води завдяки використанню геліосистеми

За даними спостережень роботи геліосистеми та теплового насосу установок у квітні – червні 2011 року, проведено розрахунок порівняльної вартості підігріву 1000 л води до температури 45°С з використанням різного теплогенеруючого обладнання.. Результати розрахунків представлено на рис. 1.156.

Для підігріву 1000 л води від початкової температури 12°С до 45°С необхідна кількість теплової енергії становитиме:

$$Q_1 = m \cdot c_p \cdot (T_2 - T_1) = 1000 \cdot 0{,}0011 \cdot (45 - 12) = 36{,}3 \text{ кВт} \cdot \text{год.} \quad (1.32)$$

Приймаючи, що для отримання теплової енергії за допомогою ТЕНів витрачається така ж кількість кВт · год. електричної енергії та враховуючи вартість електроенергії (1,2 грн. для підприємств), вартість підігріву 1000 л гарячої води становитиме:

$$36{,}3 \text{ кВт} \cdot \text{год.} \times 1{,}2 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год.} = 43{,}56 \text{ грн.} \quad (1.33)$$

Якщо для підігріву води використовувати тепловий насос, то враховуючи що для отримання теплової енергії необхідно у 4 рази менше електричної енергії, вартість такого способу складатиме:

$$36{,}3 \text{ кВт} \cdot \text{год.}/4 \times 1{,}2 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год} = 10{,}89 \text{ грн.} \quad (1.34)$$

Вартість підігріву води за рахунок газової котельні:

$$V = \frac{Q}{q_{газ} \cdot \eta_{кг} \cdot \eta_{гвп}} = \frac{36{,}3}{9{,}6 \cdot 0{,}9 \cdot 0{,}8} = 5{,}08 \text{ м}^3 \quad (1.35)$$

$q_{газ}$ – теплотворна здатність газу, кВт/м^3;
$\eta_{кз}$ – ККД газового котла;
$\eta_{звп}$ – ККД системи ГВП, що враховує теплові втрати.

Враховуючи ціну на газ для підприємств 3,26 грн. за м^3 отримаємо вартість підігріву води:

$$5{,}08 \text{ м}^3 \times 3{,}26 \text{ грн/м}^3 = 16{,}27 \text{ грн.} \quad (1.36)$$

Сонячна теплова енергія безкоштовна, але для того щоб її отримати необхідно забезпечити роботу циркуляційних насосів та системи управління. Враховуючи, що для забезпечення роботи геліосистеми працює 4 насоси потужністю ≈ 60 Вт кожен та системи управління по 10 Вт, загальна кількість енергії витраченої за час роботи (≈ 10 годин) становитиме:

$$10 \text{ год.} \times 4 \times (0{,}06 + 0{,}01) \text{ кВт} = 0{,}28 \text{ кВт} \times 1{,}2 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год} = 0{,}336 \text{ грн.} \quad (1.37)$$

Як видно з представлених даних, найдорожчим буде підігрів води за рахунок теплоелектронагрівачів. Якщо вартість підігріву води за рахунок електроенергії взяти за 100%, то вартість підігріву води за допомогою газової котельні, теплового насосу, геліосистеми та комбінованої системи буде відповідно складати 37%, 25%, 7,7% та 15 %. Якщо ж порівнювати ВДЕ з газовим підігрівом (100%),

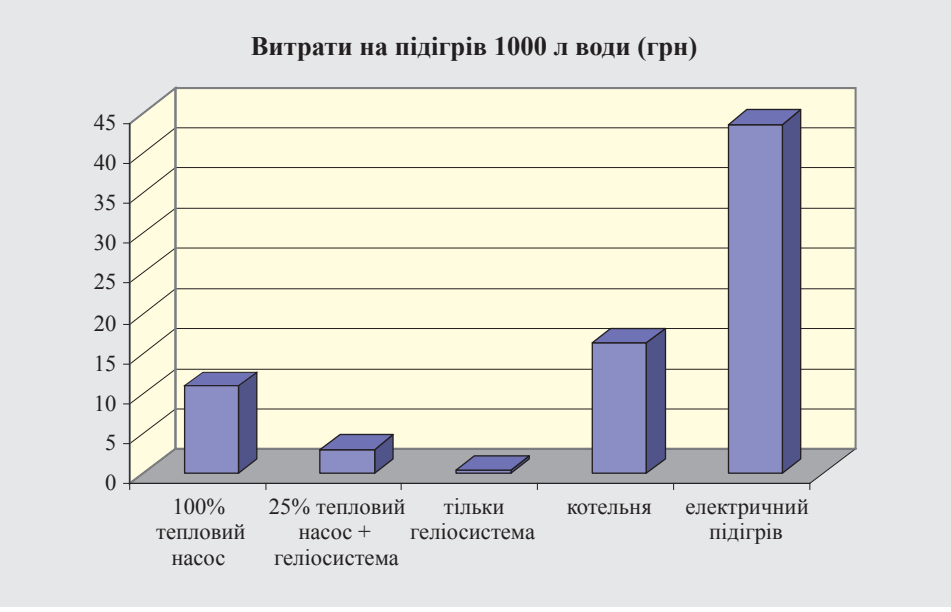


Рис. 1.156. Вартість підігріву 1000 л води (за даними лабораторії)

то за рахунок теплового насосу можна заощадити до 34% коштів, за рахунок геліосистеми влітку, коли вона працює на повну потужність до 80%. Отже найбільш вигідним є використання геліосистеми, але з огляду на сезонність та значну залежність геліосистеми від погодних умов доцільно створювати бівалентні системи у яких тепловий насос поєднаний з геліосистемою. Якщо брати до уваги, що річне ККД геліосистеми приблизно 55%, а 45 % додається за рахунок теплового насосу, то за рік за рахунок використання комбінованої системи ВДЕ для потреб гарячого водопостачання економиться до 60% коштів.

Треба підкреслити, що цей розрахунок не враховує вартість обслуговування котельної, заробітну плату операторів, роботу допоміжного обладнання котельні тощо, в той час як система ВДЕ працює в автоматичному режимі і практично не потребує ніяких додаткових коштів.

За таким же алгоритмом можна провести попередні економічні розрахунки та порівняти джерела ВДЕ з будь-яким джерелом традиційної енергії. Для цього потрібно:

1. *Визначити потребу у тепловій енергії*. При розрахунку потреб теплової енергії для гарячого водопостачання можна скористатись формулою (1.65). Як визначити потреби у тепловій енергії для опалення показано у підрозділі 1.5.18.2.
2. *Визначення необхідних об'єму або маси традиційного теплоносія.*

$$m = \frac{Q}{q \cdot \eta} \tag{1.38}$$

Де m – маса або об'єм енергоносія; q – теплотворна здатність енергоносія; η – ККД теплогенеруючого обладнання.

3. Загальна вартість теплозабезпечення буде добутком необхідної кількості енергоносія і його вартості.
4. У таблицях 1.20, 1.21 представлено вартість різних теплоносіїв у Польщі та Україні.

Треба відзначити, що в Україні вартість енергоносіїв стрімко змінюється і залежить від багатьох факторів, як то категорія споживача, різні постачальники, вартість доставки і т.д. Тому вартість опалення буде у кожному випадку інша і її необхідно розраховувати для кожного об'єкту окремо.

На рисунку 1.157 показано порівняльну характеристику вартості 1 ГДж енергії, отриманої від різних джерел енергії у Польщі.

Відношення польського злотого до української гривні становить: 1 зл = 2,567 грн. **(на 20.10.2011 р).**

Треба зазначити, що в таблиці та на графіку представлено ціну теплової енергії (нетто), тобто таку, що не враховує ККД теплових установок. Дійсна вартість опалення тим чи іншим джерелом енергії може змінюватись на 0,4 – 0,9 більше ніж вказані (табл. 1.21).

Таблиця 1.20

Вартість опалення за допомогою вибраних джерел енергії (травень 2010)

Вид енергії	Теплотворна здатність	Одиниця вимірювання	Ціна за одиницю	Вартість теплової енергії	
	МДж/од.		зл.	зл./кВт	зл./ГДж
Енергія електрична (цілодобовий тариф)	3,600	кВт · год.	0,46	0,46	127,8
Енергія електрична (нічний тариф)	3,600	кВт · год.	0,276	0,276	67,72
Зріджений газ (пропан-бутан)	26,421	$дм^3$	0,24	0,286	78,3
Мазут	36,120	$дм^3$	2,96	0,255	71,0
Природній газ GZ55	34,400	$м^3$	1,60	0,180	50,1
Вугілля (екогорошек)	28,000	кг	0,62	0,087	23,9
Вугілля (кокс)	29,000	кг	1,0	0,13	36,3
Вугільний пил	21,000	кг	0,4	0,069	19,3
Технічна верба (суха маса)	19,360	кг	0,21	0,034	9,5
Деревина для опалення (суха маса)	18,600	кг	0,20	0,038	10,5
Солома	15,000	кг	0,12	0,029	8,0
Енергія геотермальна				0,047	13,71
Сонячна енергія	1000 кВт · год./$м^2$ на рік		–	–	–

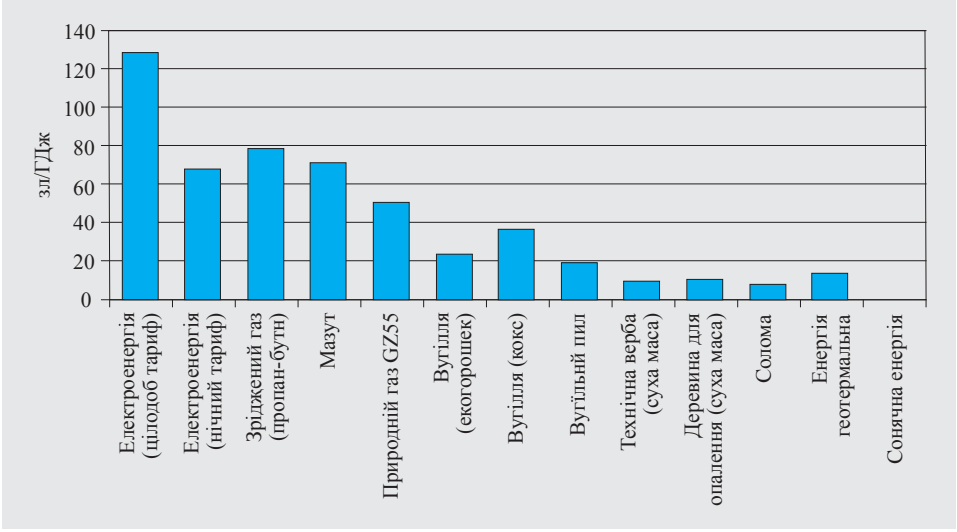


Рис. 1.157. Порівняльна характеристика вартості 1 ГДж енергії, отриманої від різних джерел енергії

Таблиця 1.21

Ціни на енергоносії та енергопостачання в Україні [307]

	Електроенергія, що відпускається:	**Тариф, коп. за кВт.год (з ПДВ)**
1	населенню	24,36
2	населенню, яке проживає в сільській місцевості	22,5
3	населенню, яке проживає в будинках, обладнаних кухонними електроплитами, установками електроопалювання (в тому числі і у сільській місцевості)	18,72
Роздрібні ціни на природний газ, що використовується для потреб населення У відповідності до постанови НКРЕ від 13.07.2010 року № 812 "Про затвердження Роздрібних цін на природний газ, що використовується для потреб населення",		
	За умови, що:	**Тариф, коп. за 1 м³ (з ПДВ)**
1	**обсяг споживання природного газу не перевищує 2500 м³ на рік**	
	– за наявності газових лічильників	72,54
	– за відсутності газових лічильників	79,80
2	**обсяг споживання природного газу не перевищує 6000 м³ на рік**	
	– за наявності газових лічильників	109,80
	– за відсутності газових лічильників	120,78
3	**обсяг споживання природного газу не перевищує 12000м³ на рік**	
	– за наявності газових лічильників	224,82
	– за відсутності газових лічильників	247,32
4	**обсяг споживання природного газу перевищує 12000 м³ на рік**	
	– за наявності газових лічильників	268,56
	– за відсутності газових лічильників	295,41
Тарифи на природний газ, який використовується населенням, у тому числі на опалення, приготування їжі та підігріву води, при відсутності газових лічильників		
	За умови, що:	**Тариф, грн. од особи**
1	**обсяг споживання природного газу не перевищує 2500 м³ на рік**	
	– плита газова при наявності централізованого гарячого водопостачання	3,38
	– плита газова при відсутності централізованого гарячого водопостачання та газового водонагрівача	6,31
	– плита газова та газовий водонагрівач	8,14

	На індивідуальне опалення будинків за умови, що:	Тариф, грн. м^2
2	– обсяг споживання природного газу складає до 2500 м^3 на рік	3,80
	– обсяг споживання природного газу складає від 2501 м^3 до 6000 м^3 на рік	5,79
	– обсяг споживання природного газу складає від 6001 м^3 до 12000 м^3 на рік	11,86
	– обсяг споживання природного газу складає понад 12000 м^3 на рік	14,19
Тарифи на теплову енергію і послуги теплопостачання для населення		
1	**Населення:** Теплова енергія за 1 ГКал	285,78
	Опалення за 1 м^2 опалюваної площі на місяць в опалювальний період	6,45
	Підігрів води протягом року (в опалювальний період) – на 1 мешканця на місяць:	54,76
	– за 1 м^3	17,15
2	**Установи бюджетної сфери**	599,59
	Теплова енергія за 1 ГКал	
3	**Інші споживачі**	601,40
	Теплова енергія за 1 ГКал	

1.6.17. Плоскі повітряні колектори (ПСК)

1.6.17.1. Принцип дії та будова повітряних СК

Принцип дії повітряних СК подібний до рідинних – теплова енергія, що надходить на абсорбуючу поверхню у вигляді сонячного випромінення передається до повітря, що протікає через канали абсорбера за рахунок природної циркуляції або вентилятора.

У порівнянні з СК, що використовують рідкі теплоносії, повітряні мають ряд суттєвих переваг: це завжди і всюди доступний, менш небезпечний не токсич-

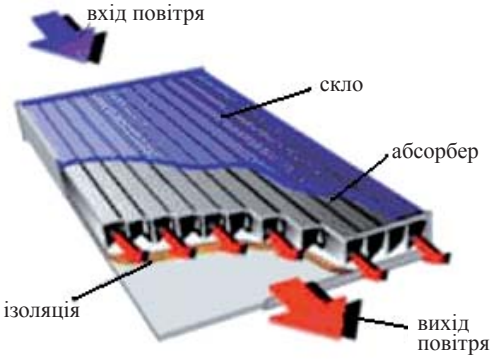


Рис. 1.158. Розріз ПСК

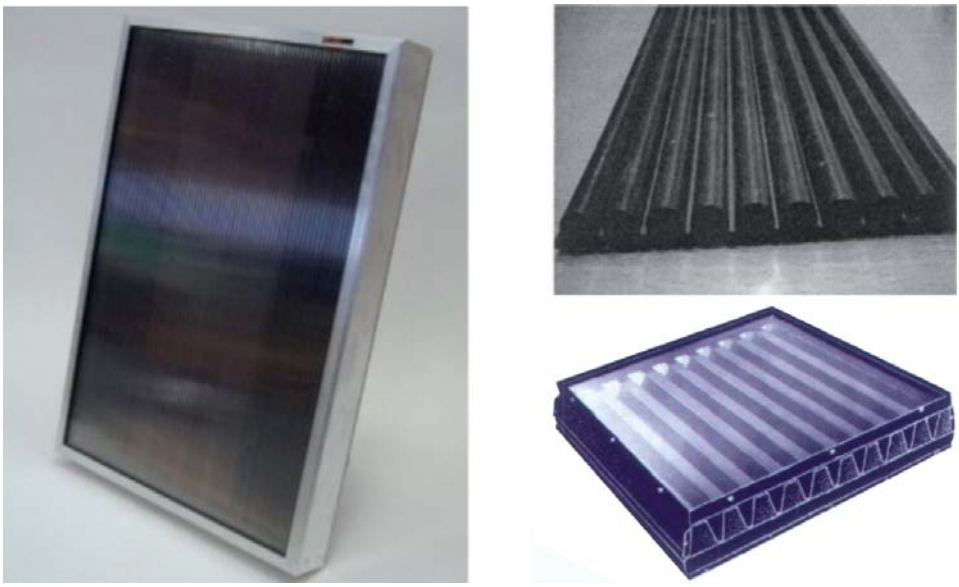


Рис. 1.159. Фотографії ПСК: загальний вигляд корпусного колектору та розрізи колекторів з різними профілями повітряних каналів [311]

ний, не агресивний, електрично нейтральний теплоносій, що не замерзає і не закипає.

Завдяки цьому конструкція повітряних колекторів набагато простіша і дешевша. Повітряні СК мають просту конструкцію. До складу геліосистем в якій працюють такі СК крім них найчастіше входять система вентиляційних каналів з дифузорами, один або декілька вентиляторів, фільтри, жалюзі або засувки та шумопоглинаючі елементи. Зазвичай повітряні колектори служать для безпосереднього підігріву повітря в системах вентиляції, та кондиціонування в сушарках і т. ін.

На рисунку 1.160 показано схему повітряного колектора. Основним діючим елементом ПСК є абсорбер, що являють собою повітряні канали, що зазвичай монтуються в окремому корпусі, зверху ізольовані прозорим світлопроникним екраном, а знизу мінеральною ватою або іншим теплоізолюючим матеріалом. ПСК можуть виконуватись як окремі модулі, а можуть бути вмонтовані у будівлю у вигляді елементів покриття стін або даху. Корпус може бути з будь яких матеріалів: металу, деревини, штучних матеріалів.

Потужність ПСК залежно від конструкції і способу використання може коливатись від 200 до 500 Вт/м^2, а ККД від 25% до 50%. Збільшення температури повітря з 1 м^2 залежить від конструкції колектора та від швидкості потоку повітря, що проходить через канали. Наприклад, за однієї потужності випромінювання з 1 м^2 ПСК, при швидкості потоку повітря в каналах колектора 2 м/с температура підвищується на 30°С, а при швидкості 4 м/с – на 15°С.

Сучасні ПСК мають декілька основних конструкцій, які відрізняються між собою розташуванням повітряних каналів: під абсорбером, над абсорбером, че-

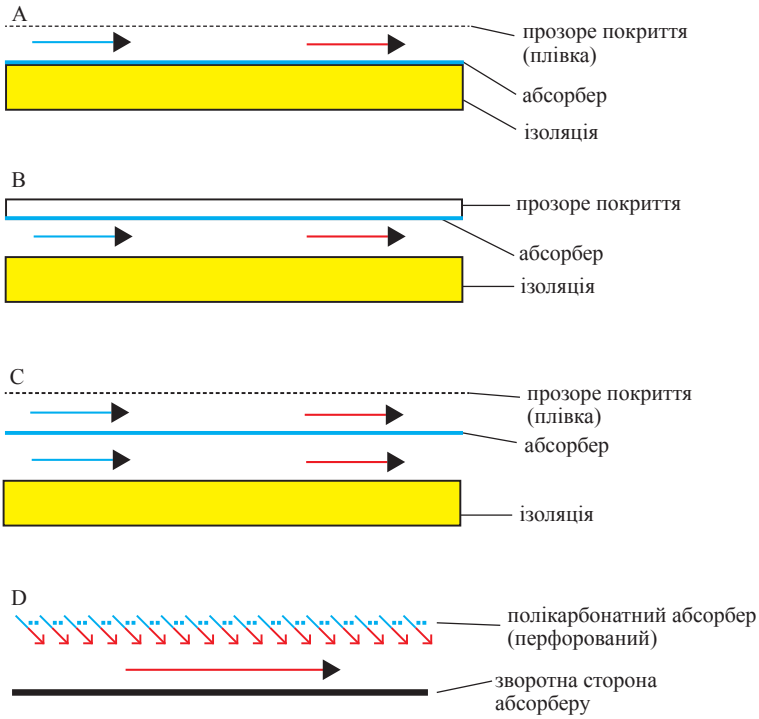


Рис. 1.160. Потоки повітря в ПСК [311]

рез абсорбер та комбіноване розташування – над і під абсорбером, та профільною (з дрібною перфорацією) поверхнею.

Конструкція ПСК з організацією потоків повітря над абсорбером найчастіше використовується в різного типу сушарках. Друга конструкція характерна для найпростіших ПСК корпусного типу. У третій конструкції теплопередача від абсорбера до повітря відбувається з двох сторін поверхні абсорбера. За рахунок цього у два рази збільшується площа теплообміну і, відповідно ККД. При застосуванні абсорберу з перфорацією, повітря всередину панелі засмоктується за рахунок різниці у тисках через велику кількість малих отворів в абсорбері. Це одна з найпростіших конструкцій, що дозволяє використовувати великі площі зовнішніх стін для відбору тепла. Але за рахунок того, що вона не має захисного екрану сезон ефективного використання таких систем коротший і, крім того значний вплив на ефективність має вітер.

Колектори працюють у середньому 800 годин впродовж року. Період експлуатації цих пристроїв становить від 15 до 25 років. Енергоспоживання для системи залежить від потужності вентилятора, потужність якого в свою чергу залежить від величини системи. Для вентиляційної системи зі потоком повітря 100 м^3/год. необхідно задіяти вентилятор з потужністю 100 Вт. За 800 годин роботи за рік він використає біля 80 кВт · год. енергії.

Найбільш ефективне використання ПСК для об'єктів, де існує велика потреба в повітрі з температурою близько 15–50°С.

1.6.17.2. Особливості експлуатації ПСК:

Переваги геліосистем з ПСК:

- кількість отриманої енергії залежить від площі ПСК та щільності повітряного потоку;
- простота, надійність та дешевизна конструкції;
- високий економічний ефект;
- використання перфорованих повітряних панелей виконує додатково й функцію теплоізоляції зовнішніх стін їх корозійної стійкості та покращує дизайн будівлі;
- завдяки великій поверхні колекторів та малій теплоємності повітря система має малий час розгону;
- легка інтеграція в існуючі системи вентиляції, обігріву та кондиціонування;
- накопичення теплової енергії у повітряних системах є менш ефективним з огляду на малу теплоємність повітря;
- покращення вентиляції приміщень (при відкритий системах);
- недоліки систем з ПСК.
- велика залежність системи від наявності сонячного випромінення, неефективність накопичення теплової енергії;
- велика матеріаломісткість конструкцій передачі тепла, транспортування теплого повітря вимагає застосування каналів з великими розрізами.
- підвищений рівень шумів за рахунок роботи вентиляторів;
- порівняно високі витрати електроенергії на вентилятори.

1.6.17.3. Типові технічні рішення для систем з повітряними колекторами.

Основні конструкції геліосистем з ПСК мають різну будову, що залежить від способу використання теплової енергії, виду використовуваного колектора, потужності об'єкту.

Відкрита система: навколишнє повітря – колектор – приміщення.

Замкнена система: колектор – приміщення – колектор.

Колектор – додаткове джерело тепла – система вентиляції та кондиціонування.

Проходження підігрітого повітря по перегородках у стелі, стінах або підлозі.

Проходження підігрітого повітря через акумулятор тепла (підлогу, стіни і віддавання тепла через їх теплове випромінювання.

Теплообмін у підлоговому акумуляторі тепла між підігрітим повітрям та охолодженим повітрям з приміщення

Підігрів води у баку – акумуляторі із застосуванням теплообмінника повітря – вода.

Найбільш використовуваними у системах вентиляції, опалювання і кондиціонування є три перші типи .

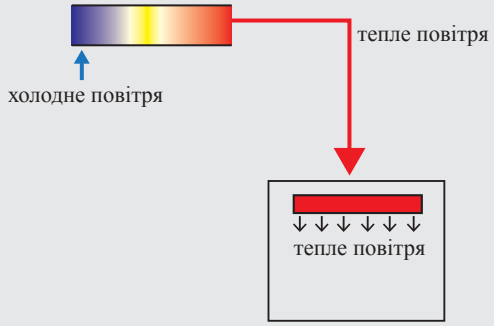


Рис. 1.161. Відкрита система з ПСК

Система 1 (рис. 1.161). Це одна з найбільш ефективних конструкцій, і, отже, вона є найбільш уживаною. Зовнішнє повітря нагрівається проходячи через колектор і надходить безпосередньо до приміщення. При цьому одночасно виконуються і функції вентиляції і обігріву. Це система сезонного використання. Така конструкція використовується на об'єктах з великою площею.

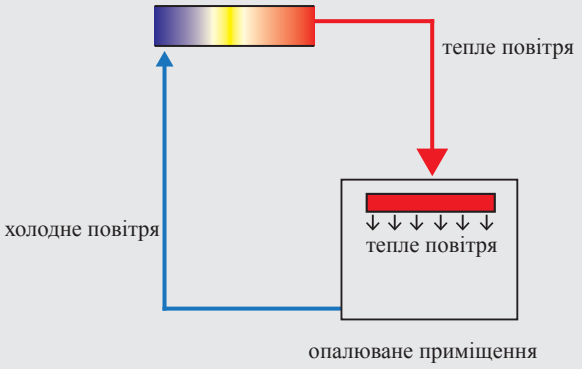


Рис. 1.162. Закрита система з ПСК

Система 2 (рис. 1.162). Це замкнена система у якій повітря циркулює через ПСК, нагріваючись у ньому. Повітря, нагріте у колекторі надходить до приміщення через отвори або вентиляційні отвори у стелі, і, охолоджуючись у приміщенні, опускається додолу, охолоджуючись падає. Охолоджене повітря примусово подається назад на колектор. Контрукції такого типу інтегруються у систему вентиляції у житловому будівництві, офісних приміщеннях будинках громадського використання.

Система 3 (рис. 1.163). ПСК використовується як попередній контур підігріву у загальній системі вентиляції, обігріву та кондиціонування .

За способами організації руху повітря системи можна поділити на активні, які використовують вентилятори, та пасивні, з природним рухом повітря, за рахунок його різної щільності за різних температур.

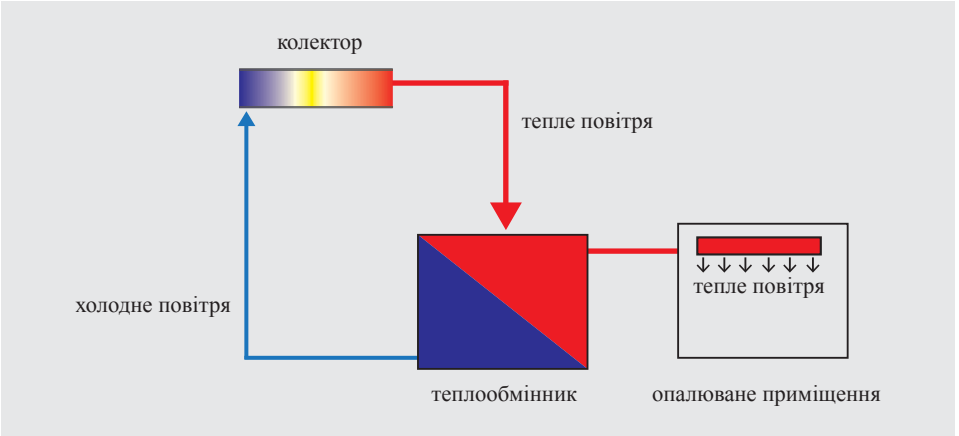
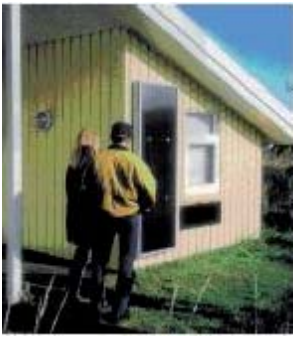


Рис. 1.163. Система інтегрована до загальної системи вентиляції обігріву та кондиціонування

1.6.17.4. Приклади систем повітряного обігріву



Малі будівлі. Дачні будиночки.

В дачному будиночку встановлено ПСК, поверхнею 1,28 м^2, що виконує функції вентиляції будівлі та підтримання необхідної вологості. Щороку з 1 м^2 поверхні цього колектора отримується близько 225 кВт · год. теплової енергії [273].

Рис. 1.164. ПСК на дачному будиночку [273]

Квартири, офісні приміщення, громадські та торгові об'єкти, і т.п. (рис. 182.)

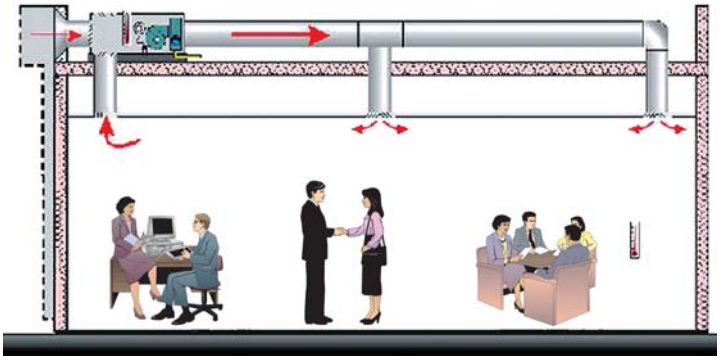


Рис. 1.165. Приклад вентиляційної систем з елементами підігріву від ПСК [311]

Таблиця 1.22

Параметри повітряного колектора [273]

Технічні дані колектора SV7	
Продуктивність, $м^3$/год.	50
Зростання температури колектора	15°C
Габаритні розміри, $см^2$	102 × 72 × 10
Маса, кг	13,9
Корпус	алюмінієвий профіль
Колір рами	білий або сірий
Прозоре покриття	полікарбонат
Абсорбер	фетрова рогожа
Діаметр повітряного каналу	Ø 125
Габарити фотовольтажного модуля, см	92 × 31 × 0,8
Дані модуля PV	12 Вт / 12 В
Потужність вентилятора, Вт	4,8
Максимальна поверхня до обігріву, $м^2$	40

У приміщеннях такого типу використовуються два типи вентиляційних систем:

– тільки вентиляційна система (громадські об'єкти, школи тощо) ;
– комбіновані системи вентиляції, обігріву та кондиціонування з 10–20% поповненням повітря з навколишнього середовища, офісні приміщення, торгові зали і т. ін.

Зазвичай система сонячного повітряного підігріву інтегрується до цих систем як її складова для попереднього підігріву повітря у окремому контурі або вбудовується в основний контур.

Промислові об'єкти.

Системи повітряного сонячного підігріву використовуються для підігріву свіжого повітря, що надходить до павільйонів, складів, виробничих цехів та інших об'єктів через загальну систему вентиляції. Застосування сонячних колекторів у таких об'єктах полегшуються тим, що до температури у приміщеннях висовуються невисокі вимоги (10–18°C).

На рисунку 1.166 показано роботу системи вентиляції цехового приміщення промислового об'єкту площею 10 000 $м^2$ у яку інтегровані елементи сонячного підігріву повітря. За такої конструкції системи вентиляції та обігріву, вентиляційні канали розміщуються на південній стіні цеху площею 6000 $м^2$, і поєднуються з вентиляційними каналами у стелі приміщення. В цій схемі використовується принцип рекуперації повітря та конвекційна циркуляція, коли усередині приміщення відбувається змішування холодного повітря з теплим, що спускається зі стелі.

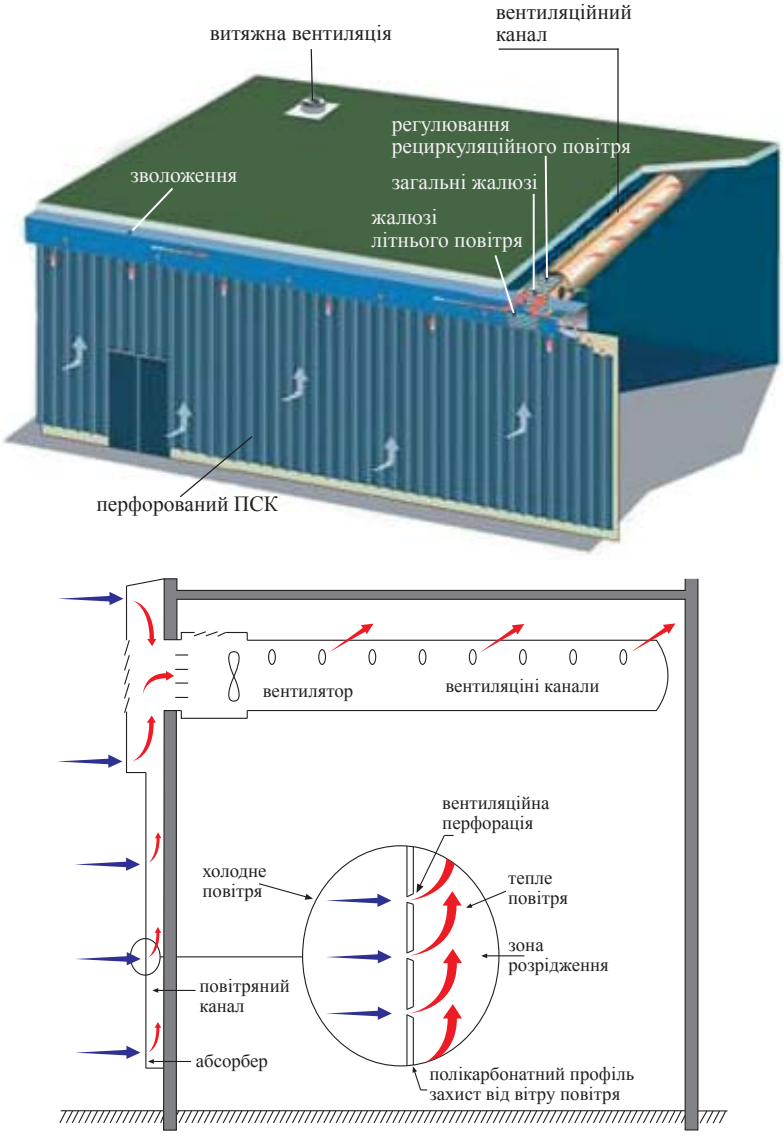


Рис. 1.166 Приклад вентиляційної системи промислового об'єкту з перфорованими панелями для сонячного обігріву [311]

Найбільш ефективним є використання систем такого типу для новобудов з огляду на те, що:

- відпадає потреба у проведенні фасадних робіт. Перфоровані панелі мають естетичний вигляд, широку кольорову гамму і легко монтуються на зовнішній стіні. Крім того вони виконують захисні функції;
- легкість монтажу та порівняно невисока ціна полікарбонатних панелей дозволяє покривати ними великі площі стін;

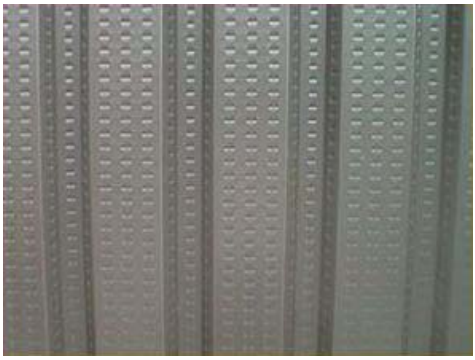



Рис. 1.167. Вигляд зовнішньої південної стіни з перфорованими панелями та вигляд перфорованих паненей зблизька [311]

- легко інтегруються у систему вентиляції, простота та надійність роботи системи;
- поліпшується якість повітря у приміщенні та, відповідно його санітарний стан;
- має порівняно невеликий строк окупності. з досвіду використання системи з ПСК у вигляді перфорованих панелей інвестиції повертаються за 2–5 років.

Використання повітряних систем у аграрних підприємствах.

ПСК у сушарках

Режим сушки більшості плодів овочівництва та садівництва не передбачає температури, що не перевищують 40–45°С, щоб не зменшувати біологічну цінність вирощеної продукції. У процесах сушки використовують підлогово-решетакові сушарки та канальні, у яких використовується примусова вентиляція. В обох випадках через продукти сушіння проходить повітря прогріте у ПСК. В залежності від режимів сушки, та інтенсивності сонячного випромінення регулюється швидкість повітряного потоку. Зазвичай підвищення температури на ПСК складає 15–20°С.

Зберігання продукції сільського господарства

Окрім висушування плодів овочівництва та садівництва системи вентиляції з елементами ПСК використовуються у технологічних процесах зберігання продукції. Відомо, що такі продукти, як картопля, морква цибуля і т.д., перед закладанням на зберігання необхідно дещо підсушити. Визначені параметри дозрівання бананів та цитрусових також можна підтримувати за допомогою повітряних систем вентиляції та обігріву з елементами ПСК.

Опалення тваринницьких приміщень

Сучасні технології вирощування тварин не передбачають високих температур у тваринницьких приміщеннях. ПСК відносно легко використовуються у системах для підтримання температури у (температури 8–18°С), для підвищення продуктивності на свиновідгодівельних комплексах.

Підігрів теплиць і парників

Найбільш актуальним підігрів теплиць за допомогою геліосистем є у період березень – травень, коли сонячна активність вже достатньо велика, а зовнішньої температури недостатньо для ефективного росту тепличних рослин, і крім того мають місце значні перепади добових температур. Безпосередній повітряний сонячний підігрів у тепличних комплексах поєднується з ґрунтовим накопиченням теплової енергії. Вдень повітря, що проходить по каналам зі штучних труб у ґрунті й нагріває його, вночі ж температура у теплиці або парнику підтримується за рахунок ґрунтового тепла. Підігрів ґрунту дозволяє підтримувати температуру повітря у теплиці впродовж ночі вище небезпечної, і крім того покращує розвиток кореневої системи рослин, прискорює вегетацію і збільшує урожаї.



Рис. 1.168. Використання повітряного обігріву у теплицях [311]

1.6.17.5. Економічні розрахунки для систем з ПСК:

За приклад можна взяти систему вентиляції промислового об'єкту, представленого на рис. 1.166. Середня кількість теплової енергії отримуваної з 1 м^2 колектора становить близько 400 кВт · год. [261], поверхня панелей ПСК становить 6000 м^2.

Отже, кількість отриманої енергії з такої конструкції впродовж року становитиме:

$$6000 \times 400 = 2400 \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

Річний зиск становитиме:

$$2400 \text{ МВт} \cdot \text{год.} \cdot 500 \text{ зл./МВт} \cdot \text{год.} = 1{,}2 \text{ млн. злотих}$$

Вартість перфорованих панелей, що використовуються у якості ПСК у середньому становить 500 зл./м^2, що разом з монтажними роботами складе близько 900 зл./м^2 [261], отже загальна вартість становитиме близько 5,4 млн. зл. Враховуючи, що ПСК досить просто інтегруються до системи вентиляції передба-

ченої за базовим проектом, додаткові кошти на неї не потрібні. Таким чином, строк окупності становитиме 5,4/1,2 = 4,5 роки.

Якщо ж врахувати те, що у випадку нового будівництва можна не виконувати фасадних робіт на суму приблизно 0,3 млн. грн. та не витрачати кошти на поновлення фасаду кожного року, строки окупності зменшуються до 3 років. У Польщі було встановлено лише близько 8420 м^2 повітряних колекторів. Основна маса приходиться на сільськогосподарські об'єкти і теплиці [262].

1.6.18. Проекти з комбінованим використанням сонячної енергії

Сонячна енергія може використовуватись за допомогою так званих теплових ставів. Тепловий став має чорне дно, абсорбуюче сонячні промені, і два шари води: нижню сильно засолену і верхню із звичайної або морської води. Нижній шар поглинає сонячне випромінювання, а велика щільність рідини ускладнює піднімання тепла догори, в результаті чого нижні шари води нагріваються все більше і більше. Це тепло у теплообміннику з рідиною, яка має низьку температуру кипіння, перетворюється на пару, що подається на турбіну. Завдяки великій теплоємності води став має здатність акумулювати значну кількість енергії, що дозволяє установці працювати при зменшенні сонячного випромінювання. Тепловий став в Ізраїлі з поверхнею 25 га має потужність 5 МВт [176].

Австралійська фірма EnviroMission планує виконати цікавий проект. Завдяки підігріву повітря у багатокілометровому парнику під скляним або плівковим дахом у башті висотою 1000 м створюється потік нагрітого повітря більше 15 м/с і температурою біля 70°С. Генератори потужністю у 200 МВт перетворюють потік гарячого повітря на електричну енергію і передають до мережі [175].

У 2030 році заплановано здійснити ще один проект. Планується розбудова сонячних космічних електростанцій на геостаціонарних сателітах [71]. Плани базуються на тому факті, що сонячна енергія на орбіті такого сателіта дозволяє отримати у 4–10 разів більше енергії, ніж на Землі. Енергію планується передавати на Землю у вигляді ультракоротких хвиль, де за допомогою генераторів синусоїдального сигналу вона перетворюватиметься на змінний струм.

1.7. Контрольні запитання до розділу

1. Визначте принципи дії фотоелементів та їх будову.
2. Визначте залежності параметрів фотоелементів від інтенсивності освітлення.
3. Перелічіть основні пристрої фотовольтажної системи та дайте їх коротку характеристику.
4. Які матеріали використовують для виготовлення фотобатарей?
5. Які необхідно врахувати при підборі акумуляторів для фотоелектричної системи.
6. Виконати попередній проект фотоелектричної установки потужністю 7 кВт для будинку на одну родину. Оціни вартість установки.

7. Назвіть основні види сонячних колекторів та опишіть їх основні відмінності.
8. Який тип теплоносія використовують у геліосистемах для роботи протягом усього року?
9. Опишіть принцип дії плоского вакуумного і трубчастого вакуумного колекторів та їх будову.
10. Чи може геліосистема повністю забезпечити потреби будинку у опаленні та гарячому водопостачанні?
11. Назвіть основні пристрої геліосистеми та дайте їх коротку характеристику.
12. Яку функцію виконує тепловий бак-акумулятор у геліосистемі для потреб ГВП.
13. Перелічіть основні параметри баків акумуляторів та основні принципи за якими підбирається бак акумулятор для геліосистеми.
14. Розрахуйте ємність бака-акумулятора для потреб ГВП у приватному будинку на 6 осіб.
15. Яку функцію виконує повітревідвідник у геліосистемі?
16. Яку функцію виконує циркуляційний насос у геліосистемі?
17. За яким принципом підбирається напрямок у якому встановлюється сонячна батарея та кут її нахилу?
18. Опишіть призначення та принцип дії паливних елементів із полімерною мембраною Proton Exchange Membrane (PEM).
19. З якою метою у сонячних колекторах використовують концентратори?
20. Які додаткові теплотехнічні пристрої можуть співпрацювати з геліосистемою?
21. Перелічіть основні функції, що їх виконує цифровий регулятор у геліосистемі.
22. Опишіть склад та будову геліоустановки для будинку на одну родину.
23. Виконайте попередній проект геліоустановки часткового підігріву гарячої води для будинку на одну родину з п’яти осіб.
24. Опишіть принцип дії вакуумних колекторів.

II ГЕОТЕРМАЛЬНА ЕНЕРГІЯ

2.1. Вступ

ГЕОТЕРМАЛЬНА ЕНЕРГІЯ – це енергія земних надр, яка знаходиться в твердих породах Землі і підземних водах. Тепло в земних надрах є частково первинним теплом, що виникло в процесі формування нашої планети, а частково – теплом, що походить з розпаду радіоактивних елементів, таких як уран, торій та калій. З наближенням до центру Землі температура збільшується (близько 25°С/км), в ядрі Землі вона становить понад 6000°С.

Під земною корою знаходиться шар розтоплених і гарячих порід, що називають магмою. Час від часу гаряча магма піднімається на поверхню у вигляді лави (рис. 2.1.). Магма, температура якої сягає до 1400 °С, обігріває оточуючі породи та воду, що в них міститься. Кількість тепла, накопичена в земних надрах, дуже велика і складає близько 35 ТВт на 10 км, що в 50000 разів перевищує кількість тепла, накопичену у всіх родовищах природного газу у світі.

Дощова вода проникає вглиб Землі, де обігрівається її теплом. У деяких місцевостях джерела з теплою, гарячою водою і паром знаходяться настільки близько до поверхні Землі (до 3 км), що можуть видобуватися за допомогою буріння. Частина теплої води через розколи, що виникають у результаті руху

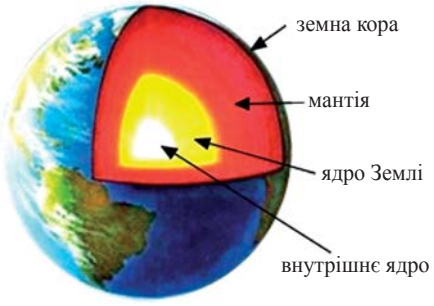


Рис. 2.1. Модель внутрішньої будови Землі [17]

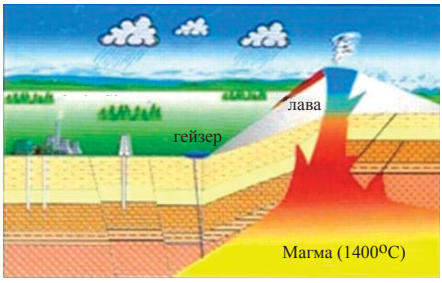


Рис. 2.2. Схема геотермального родовища [17]

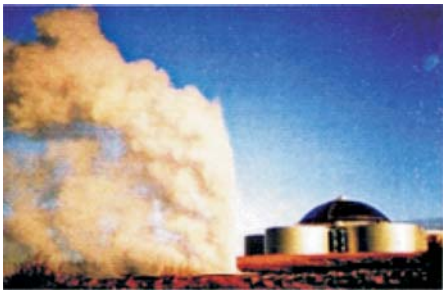


Рис. 2.3. Рейк'явік, фото Великого Гейзера, а також резервуарів з геотермальною водою [17]

порід і щілини потрапляє на поверхню Землі у вигляді джерел або гейзерів. Але більшість води знаходиться глибоко під землею в щілинах і порах твердих порід. Такі природні накопичення води і водяної пари називаються геотермальними резервуарами або родовищами (рис. 2.2-2.3). Найвищі температури спостерігаються в тих зонах, де відбуваються або відбувались у недалекому геологічному минулому вулканічні явища. Такі області називаються "гарячими точками", товщина земної кори в цих місцях найменша. Вони утворюють "вогняне коло", яке тягнеться вздовж вулканічних островів у Тихому океані і західного узбережжя Північної й Південної Америки.

2.2. Геотермальна енергія у світі

Геотермальна енергія використовується для виробництва електричного струму (пара при темп. вище 120°C) і безпосередньо в опаленні (пара і вода з температурою нижче 120°C).

Перша геотермальна електростанція виникла в 1904 році в Лардерелло, Італія. Зараз такі електростанції працюють у 21 країні, а саме в Ісландії, Новій Зеландії, на Філіппінах, у США, Японії та Індонезії та ін.

21 листопада 2007 року було передано для промислового використання нову геотермічну теплоелектроцентраль в Ландау (Рейнланд-Пфальц). Теплоелектроцентраль в Ландау має виробничу здатність у 2,6 МВт електричної потужності, а також 5 МВт теплової потужності. Вона може забезпечити електроенергією 5000 домашніх господарств, 1000 будинків, що обігріваються локальною тепломережею. Проект був підтриманий Федеральним Міністерством Охорони Навколишнього Середовища і Ядерної Безпеки у вигляді дотацій у розмірі понад 2,6 млн євро. З метою добування геотермальної води було пробурено дві свердловини (при співробітництві з польськими спеціалістами) глибиною 3000 м. Вважається, що завдяки цьому проекту щорічна емісія CO_2 в атмосферу зменшиться на 5800 тон. Рейнланд-Пфальц очікує до 2030 року отримувати близько 18% електроенергії з геотермічних електростанцій [8].

Якщо припустити, що близько 85% геотермальної енергії використовується в опаленні, 15% – для виробництва електроенергії, то з великою ймовірністю можна стверджувати, що в світі у 2007 році повна потужність, використана з геотермальної енергії, становила 74 тис. МВт (64913 $МВт_t$ + 9737 $МВт_e$) (табл. 2.1.).

У квітні 2010 року на конференції в Балі в Індонезії було представлено рапорт з даними по використанню геотермальної енергії у 22 державах. За останні роки країни ЄС встановили установки для використання геотермальної енергії загальною потужністю 2865,1 МВт [29].

Найбільшою в світі областю, що обігрівається (з 1930 року) геотермальною енергією є Рейк'явік, столиця Ісландії. Також геотермальну енергію використовують: Франція (Паризький, Аквітанський басейни), США (Klamath Falls, Reno), Японія, Італія, Китай, Туреччина, Угорщина, Румунія. В останні роки до цих держав належить також і Польща.

Таблиця 2.1

Електрична потужність в теплоелектроцентралях, а також кількість електроенергії, отримуваної з цих установок в країнах Європейського союзу в 2009 – 2010 роках [29]

Країна	2009		2010	
	МВт	ГВт	МВт	ГВт
Італія	843,0	5341,8	728,1	5375,9
Португалія	29,0	184,0	25,0	197,1
Франція	17,5	50,0	17,2	15,0
Австрія	1,4	2,0	1,4	1,0
Німеччина	6,5	22,4	7,5	27,7
ЕС	897,5	5596,6	898,1	5616,7

Геотермальна вода також широко використовується в лікувальних і рекреаційних цілях. У багатьох місцях світу виникли рекреаційні й оздоровчі комплекси, що використовують геотермальну воду (наприклад, Японія, Ісландія, США, Філіппіни, Угорщина, Польща – між іншим Marusza-Grudziądz).

Експлуатацію так званих водно-домінуючих геотермальних джерел було розпочато введенням в дію в 1958 році станції потужністю 50 МВт в Новій Зеландії.

Більшість з нині працюючих геотермальних свердловин беруть початок з 70–80-х років минулого століття, коли розвиток методів геологорозвідок і техніки буріння вплинув на зниження вартості капіталу, а енергетична криза спричинила зростання цін на традиційне паливо. До джерел геотермальної енергії належать сухі і гарячі породи. Найбільш відомим місцем їх використання є штучний геологічний тепловий резервуар в Лос-Аламос (США), утворений в породах температурою 200°C на глибині 2000 м. Франція і Німеччина уклали угоду (для енергетичних цілей) щодо отримання енергії сухих і гарячих порід температурою 150°C, існуючих в районі геотермальної аномалії східної Баварії на глибині 1800 – 2004 м.

У Китаї геотермальна вода присутня майже у всіх провінціях. Протягом року там спостерігається зростання безпосереднього використання на 10% – головним чином у опаленні (заміна вугільного обігріву), місцях купання, а також у рибному господарстві. Також в Японії присутні великі запаси геотермальної води, 80% яких використовуються у місцях купання, рекреації, туризму і для виробництва електроенергії, однак це є лише незначною частиною можливих для використання запасів геотермальної енергії. Останнім часом Туреччина дуже динамічно ввійшла до передових країн, що займаються безпосереднім використанням геотермальної енергії. Серед тропічних країн Мексика має значну частину геотермальної води в безпосередньому застосуванні. До світових лідерів з використання геотермальної енергії в останні роки долучились Швеція і Швейцарія шляхом широкого застосування теплових насосів для отримання тепла ґрунту і приповерхневих ґрунтових вод. Нині щораз частіше застосову-

ються теплові помпи, що дозволяють використання низькотемпературної геотермальної енергії.

Низькотемпературна геотермальна енергія існує вже на глибині 1 м в ґрунті і ґрунтових водах. Теплові помпи, приведені в дію електроенергією або газом, дозволяють зміну низьких температур, отримуваних із землі (10°С – 30°С) до температури, придатної для опалення (45°С – 80°С).

Поширеність геотермальної енергії дає надію, що в майбутньому вона стане головним джерелом обігріву окремих будівель, віддалених від централізованих систем опалення, як це застосовується в США, Швейцарії, Швеції і в багатьох інших розвинених країнах світу.

2.3. Геотермальні ресурси України та їх використання

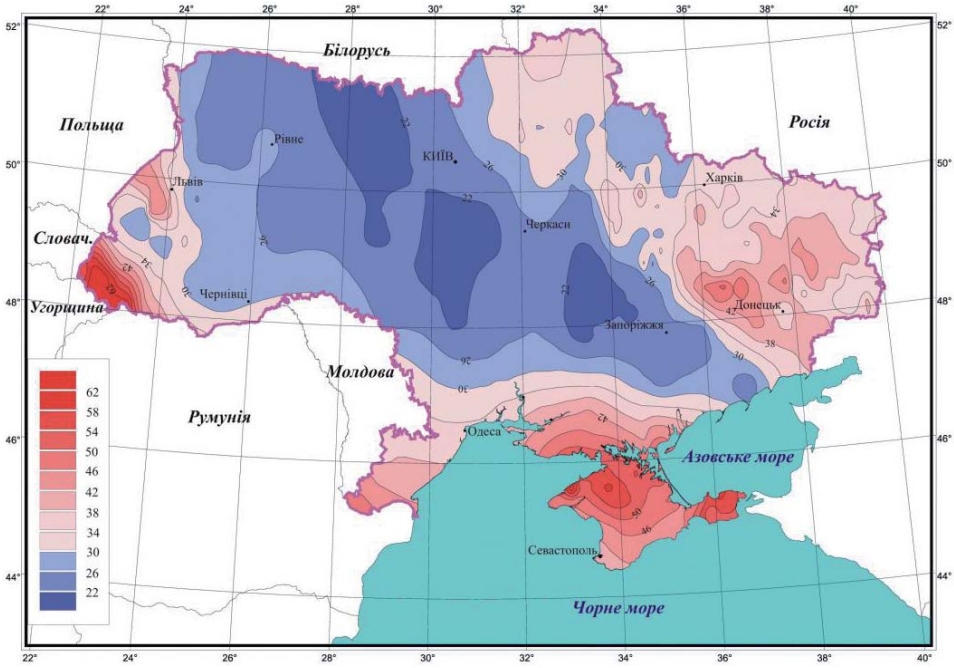
Україна має у своєму розпорядженні значні ресурси геотермальної енергії. Дані показники технічного і доцільно економічного потенціалу оцінювалися з врахуванням технічної бази, економічної ситуації і завдань "Програми розвитку НВДЕ в Україні до 2010 року" у розділі "Геотермальна енергетика". По різних оцінках, ресурси геотермальної теплоти з врахуванням розвіданих запасів і ККД перетворення геотермальної енергії зможуть забезпечити роботу ГеоТЕС загальною потужністю до 200-250 млн. кВт (при глибинах буріння свердловин до 7 км. і термінах роботи станцій до 50 років), а також систем геотермального теплопостачання загальною потужністю до 1,2–1,5 млрд. кВт (при глибинах буріння бурових свердловин до 4 км. при тому ж періоді експлуатації). Це еквівалентно запасам $3{,}4 \cdot 10^{11}$ тонн умовного палива.

Освоєння тільки розвіданих ресурсів термальних вод і парогідротерм дозволить покрити більш ніж 10% потреб України у тепловій та електричній енергії, значно зменшити використання органічного палива. До того ж ці цифри можуть бути збільшені, тому що досліджено тільки 45% території України і то це були не цілеспрямовані спеціалізовані дослідження, а випадкові дані, отримані геологами при розвідці інших корисних копалин.

В Україні було закладено понад 12 тисяч свердловин для визначення теплового поля, більшість із яких детально вивчено та проаналізовано В. Гордієнком. За цими даними складено атлас геотермальної енергії за різними глибинами (рис. 2.4). З нього видно, що 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 [257].

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 в свердловинах, пробурених в Карпатах, на глибині 4 км сягає +210°С, на глибинах до 6 км температура гірських порід в районі досягає +230–275°С, а найбільш доступними вважаються геотермальні бурові свердловини завглибшки від 550 м до 1,5 км, де температура води в їх гирлі – +40–60°С. Крім того, необхідно відзначити економічну до-

КАРТА ПОЗПОДІЛУ ТЕМПЕРАТУР НА ГЛИБИНІ 1000 м



КАРТА ПОЗПОДІЛУ ТЕМПЕРАТУР НА ГЛИБИНІ 3000 м

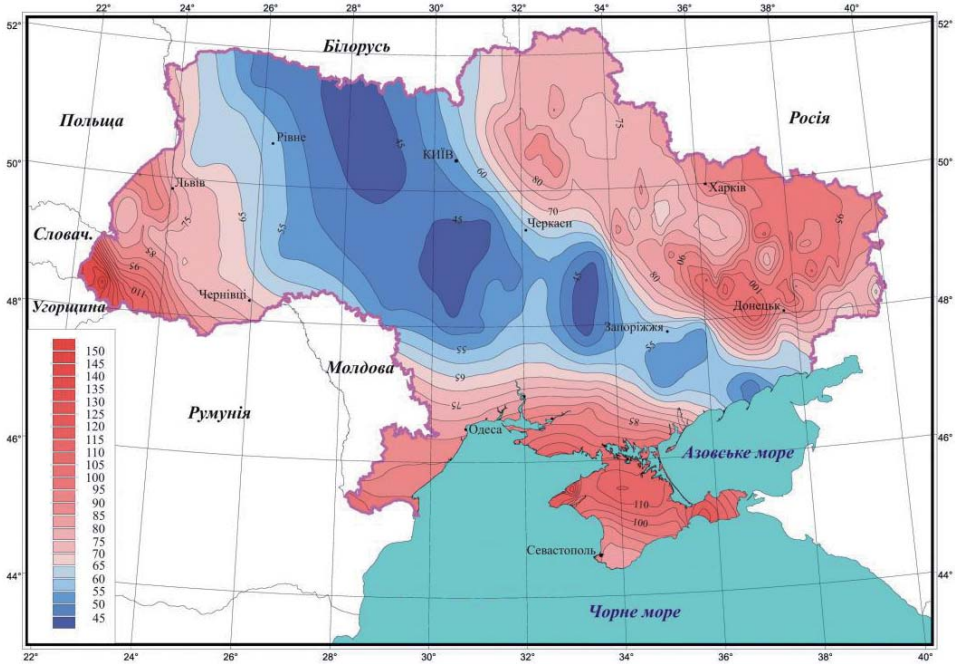


Рис. 2.4. Потенціал геотермальної енергії України на глибинах у 1000 м та 3000 м [257]

цільність використання термальних вод таких родовищ як Береговське, Косинське, Залуське, Тереблянське, Велятинське, Великопаладське, Великобактянське і Ужгородське.

Перспективним районом для розвитку геотермальної енергетики є Крим. Глибини пробурених свердловин тут невеликі: до 2000 м; температура термальних вод на гирлі 50–70°С, їх мінералізація – 20–70 г/л, температура ж гірських порід на глибинах 3,5–4 км. може досягати 160–180°С. На сучасному етапі 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 великим і потужним споживачем теплової та електричної енергії.

Карти на рисунках 2.4–2.5 та таблиця 2.2 показують загальний розподіл геотермальних ресурсів за областями України. Отже, з точки зору геології в Україні склалися всі передумови для використання цієї технології. У технічному плані, з огляду на розвиток науки і техніки в Україні, теж не може бути якихось обмежень у застосуванні цієї технології.

У системі показників енергосектора України геотермальній енергетиці належить 0,02% від загальної потужності. Такому ж значенню (0,02%) дорівнює й економія викопного палива. Виходячи з цього, промислового освоєння геотермальних ресурсів в Україні ще не відбулося, тож це і є завданням наступного етапу діяльності у цій сфері.

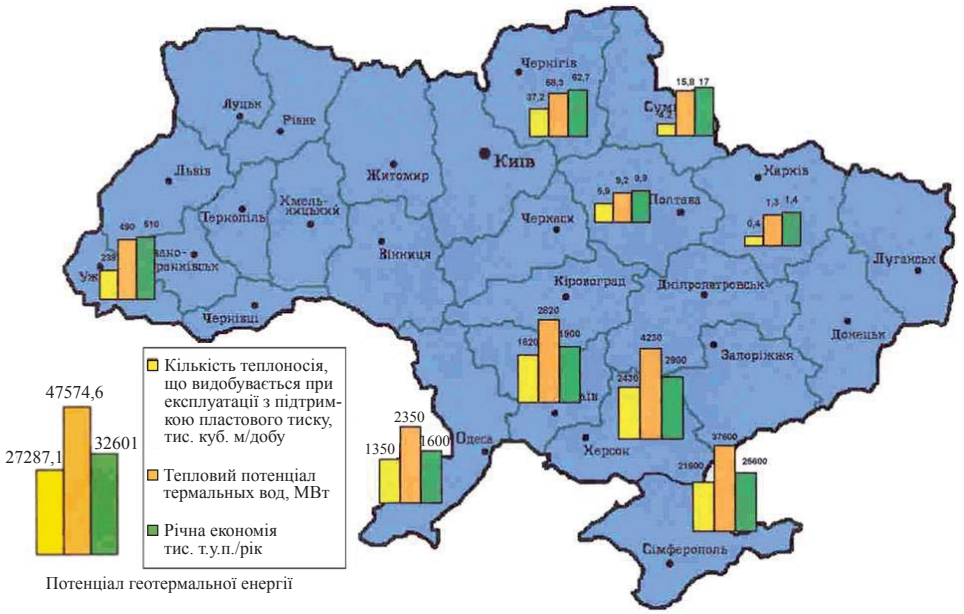


Рис. 2.5. Загальний потенціал геотермальної енергії України [233]

Таблиця 2.2

Потенціал геотермальної енергії в Україні [233]

№ п/п	Області	Кількість теплоносія, що видобувається при експлуатації з підтримкою пластового тиску, тис. м^3/добу	Тепловий потенціал термальних вод, МВт	Річна економія, тис. т у.п.
1	Вінницька	0	0	0
2	Волинська	0	0	0
3	Дніпропетровська	0	0	0
4	Донецька	0	0	0
5	Житомирська	0	0	0
6	Закарпатська	239,4	490	510
7	Запорізька	0	0	0
8	Івано-Франківська	0	0	0
9	Київська	0	0	0
10	Кіровоградська	0	0	0
11	Луганська	0	0	0
12	Львівська	0	0	0
13	Миколаївська	1620	2820	1900
14	Одеська	1350	2350	1600
15	Полтавська	5,9	9,2	9,9
16	Рівненська	0	0	0
17	Сумська	4,2	15,8	17
18	Тернопільська	0	0	0
19	Харківська	0,4	1,3	1,4
20	Херсонська	2430	4230	2900
21	Хмельницька	0	0	0
22	Черкаська	0	0	0
23	Чернівецька	0	0	0
24	Чернігівська	37,2	58,3	62,7
25	АР Крим	21600	37600	25600
ВСЬОГО		585,4	47 574,6	32 601

Реалізовані в Україні проекти геотермального енергопостачання носять переважно фрагментарно-локальний характер і спрямовані на забезпечення потреб у тепло- й електроенергії окремих об'єктів або невеликої їх сукупності в межах певних населених пунктів. Зокрема, до таких належать системи геотермального теплопостачання Берегівського спорткомплексу та санаторію "Косино" (Берегівський р-н Закарпатської обл.), оздоровчого комплексу "Латориця" (Мукачівський

р-н Закарпатської обл.), система геотермального енергозабезпечення об'єктів бюджетної сфери селища Чангар (Херсонська обл.) та дитячих і соціально-побутових закладів селища Медведівка (Джанкойський р-н, АР Крим), системи геотермального теплопостачання об'єктів комунального господарства в селищах Зернове (Сакський р-н, АР Крим), П'ятихатки (Красногвардійський р-н, АР Крим), Низинне (Сакський р-н, АР Крим). Їх потужність становить від 0,2 до 2,1 МВт. Здана в експлуатацію в 1991 році більш потужна установка (4,6 МВт) розрахована на забезпечення теплопостачання цілого населеного пункту (система геотермального теплопостачання селища Янтарне в Красногвардійському р-ні, АР Крим).

2.4. Геотермальні запаси

Джерела геотермальної енергії поділяються за фізичним станом носія тепла, а також за значенням температури. За фізичним станом носія розрізняють гідротермічні **і** петротермічні геотармальні джерела.

Під гідротермічними запасами мають на увазі воду, пари або паро-водяні суміші, які виступають через тріщини порід і мають температуру 200–300°С, водяні потоки або в водоносні шари температурою 80–95°С. Це найбільш поширені у наш час технології. Одним з джерел геотермальної енергії, що знаходиться глибоко в Землі, є гейзери, тобто вибухаюча водяна пара високої температури, яку можна використовувати для виробництва енергії. Гейзери є вражаючим явищем, яке зустрічається лише в декількох регіонах світу. Їх батьківщиною є Ісландія, звідки й походить назва гейзер (з ісландської мови "*geysa*" означає "*виливатися*", "*хлистати*"). Крім Ісландії, ці гарячі "фонтани" спостерігаються також у наступних місцевостях: околиці Роторуа в Новій Зеландії, Єлоустоунський національний парк у США, вулканічна Камчатка в Росії. Зустрічаються вони також в Японії, Індонезії, Центральній і Південній Америці. Найвищим регіоном вибухаючих джерел, є плоскогір'я Ель-Татіо в Чилі, яке знаходиться на висоті 4300 м над рівнем моря. Виверження гейзерів часто супроводжуються небезпечними випаровуваннями отруйних газів, що містять вуглекислий газ, диоксид сірки, соляну кислоту та сірководень.

За способами використання можна виділити :

- геотермальні води, що безпосередньо застосовуються як джерело тепла і подається в систему опалення або на технологію;
- геотермальні води з великою мінералізацією, що віддають свою енергію через теплообмінники;
- водяна пара з геотермальних свердловин, що знаходить застосування в парових електростанціях для виробництва електроенергії.

Петротермічні запаси енергії видобуваються за допомогою різних технологій:

- соляні поклади, енергія з яких видобувається за допомогою розсолу або інертних по відношенню до солі рідин, головним чином, вуглеводів, наприклад ізобутану;
- гарячі породи, з яких енергія отримується за допомогою води, що під високим тиском циркулює через систему штучних або природних тріщин

у комплексах порід на значній глибині. Ця енергія використовується в геотермальних електростанціях для отримання електроенергії, а також для опалення.

– ґрунти і породи до глибини 2500 м, з яких тепло для опалення з використанням теплових насосів одержується за допомогою спеціальних теплових зондів;
– штучні геологічні родовища тепла, які виникають у сухих, гарячих породах (*hot dry rock*). Вони виникають у результаті утворення тріщин під час вибуху вибухових речовин значної потужності.

Найбільш важливими факторами для розрахунків енергетичного проекту з використанням геотермальної енергії є температура, мінералізація та теплова продуктивність геотермального джерела, а також потреба у тепловій енергії: час експлуатації, температура сітьової поповнюючої та зворотної води, необхідна кількість тепла для споживання.

Накопичені в твердих шарах петротермічні запаси є досить перспективними для використання. Спосіб використання геотермальних запасів залежить від температури теплоносія. При температурі більше 120–150°С доцільним є використання у виробництві електроенергії. При нижчих температурах теплоносія геотермальні запаси використовують для систем опалення, кондиціювання, підігріву води міських та промислових систем гарячого водопостачання, для обігріву оранжерей, рибних господарств, для бальнеологічних і рекреаційних цілей.

Виходячи зі ступеню мінералізації геотермальної води у свердловині, приймають рішення щодо використання схеми з однією або двома свердловинами.

Схеми з однією свердловиною застосовуються при невисокій мінералізації води (до 1 г/л). Така система складається з однієї експлуатаційної свердловини, якою геотермальна вода видобувається на поверхню, і надходить до теплообмінника. Віддавши тепло у теплообміннику геотермальна вода очищується і надалі використовується для соціально-побутових потреб.

Експлуатаційні *системи з двома свердловинами* застосовуються при високих значеннях мінералізації геотермального джерела. Одна зі свердловин використовується для видобування води з покладу, за допомогою другої свердловини воду після отримання від неї теплової енергії знову повертають до покладу. Свердловини повинні бути достатньо віддаленими одна від одної, щоб не відбувався теплообмін під землею і не знижувався температурний потенціал геотермального джерела. Повернення води до покладу несе ще одну функцію – підтримання необхідного тиску у підземному резервуарі для полегшення видобування води при самопливному способу видобування.

Якщо у покладі низький тиск і самоплином вода не піднімається для видобування геотермальної води застосовують насоси.

Найбільш ефективним і найпростішим способом використання енергії геотермальної води є безпосередній підігрів води в комунальному господарстві, в бальнеологічних та лікарських закладах, у землеробстві і технологічних процесах.

Геотермальні теплові установки можуть працювати за трьома схемами:

однофакторною, коли все одержуване з геотермальної свердловини енергія використовується для безпосереднього отримання теплової енергії, а температура джерела значно більша за необхідну для споживача.

двофакторна (бівалентна система) використовується у разі, коли температури води з геотермального джерела не вистачає для забезпечення технологічних потреб споживача. У такому разі теплоносій що надходить до споживача догрівається додатковими джерелами енергії: газовими або твердопаливними котлами, тепловими насосами і т. ін. Наприклад, у період міжсезоння для системи опалення достатньо температури геотермального джерела, а у зимовий період вода догрівається за допомогою котлів.

комбінованим, в якому частина споживачів задовольняється температурою джерела, а для тих технологій, що потребують вищого температурного потенціалу вода догрівається у котлах.

Від мінералізації залежить конструкція та кількість контурів теплообмінників. Висока мінералізації викликає підвищену корозійність матеріалів, і, тоді облаштовується додатковий контур теплообміну з і стійких до корозії матеріалів.

Теплопункти у яких монтуються теплообмінники, що відбирають теплову енергію з геотермального джерела облаштовуються безпосередньо біля свердловини, а підігріта вода подається мережевими трубопроводами до споживача.

Більш складним способом використання геотермальної теплової енергії застосовується в теплоелектроцентралях. У теплоелектроцентралях теплова енергія джерела використовується для виробництва електроенергії у парових турбінах, а залишки тепла використовуються у теплових системах.

2.4.1. Гейзери як джерела геотермальної енергії

Гейзери – це періодично фонтануючі гарячі джерела, поширені в областях сучасної або нещодавно активної вулканічної діяльності. У місцях де їх активність особливо велика гарячие породи находяться близько від поверхні. За рахунок цього, використання енергії гейзерів є найбільш простою з геотермальних технологій, не пов'язаних з бурінням свердловин, видобуванням та транспортуванням теплової енергії з великих глибин земної поверхні.

2.4.2. Гарячі сухі породи – джерело геотермальної енергії

У цьому випадку використовується енергія, накопичена в породах на великій глибині. На початку сімдесятих років у США виникла концепція використання цієї енергії. Вона базувалась на штучно вироблених щілинах, утворених у результаті вибуху вибухових речовин з великою потужністю на глибині декількох тисяч метрів. У систему цих щілин, утворену в породі внаслідок вибуху, через ввідний отвір під високим тиском постачається вода, яка в результаті циркуляції набуває енергії гарячих порід і після досягнення відповідної температури виводиться через свердловину, що подає воду. Виведена на поверхню Землі гаряча

вода (за такого тиску, щоб не відбулося її випаровування) служить для утворення водяної пари у вторинному обігу, де тиск буде меншим, або де циркулюючою рідиною є низькокипляча рідина.

Вищевказаний спосіб отримання електроенергії з гарячих порід називається технологією Hot Dry Rock (HDR). Ця технологія, використовуючи практично невичерпні запаси геотермальної енергії досить приваблива як з екологічної, так і з економічної точки зору і може використовуватись практично на всій Землі. Її поширення стримують досить великі початкові капіталовкладення.

Найістотнішою характеристикою геотермального джерела є його температура (T_p), кількість розчинних солей, вміст розчинених газів, а також тиск на дні геотермального колодязя ($\boldsymbol{P_r}$). Ці фізичні параметри оцінюють порівняльний індекс енергетичної цінності геотермального джерела. Для порівняння потенціальних термодинамічних можливостей вживається поняття ексергії георідини на поверхні колодязя. *Ексергія* – це «якість енергії» – частина енергії, яка може бути використана. Невикористана частина енергії (втрати) має назву анергія.

Величина ексергії є добутком потоків маси ***m*** і питомої ексергії ***e*:**

$$E = m \cdot e, \text{ Дж} \tag{2.1}$$

$$e = h - h_0 - T_0 (s - s_0), \text{ Дж/кг} \tag{2.2}$$

де:
E – кількість теплової енергії геотермального джерела, Дж;
T – температура георідини на поверхні, К;
m – маса георідини на виході із свердловини, кг/год;
e – питома ексергія георідини, Дж/кг;
h – питома ентальпія георідини на виході, кДж/моль;
s – питома ентропія, Дж/К.

Величини ***h*** і ***s*** позначають питому ентальпію та питому ентропію для умов на поверхні джерела. Величини з індексом «0» відносяться до атмосферних умов у ділянці свердловини, ***T*** **–** температура.

У технічній термодинаміці питома ентальпія (віднесена на одиницю маси георідини) розраховується за формулою:

$$h = \frac{H}{m}, \text{ кДж/моль} \tag{2.3}$$

де:
H – ентальпія (теплова функція) – сума внутрішньої енергії системи в [Дж]. Це енергія георідини, яка залежить від температури, при постійному тиску і називається також теплоємкістю;
h_0 – стандартна ентальпія, дається за тиску 1 бар і температури 298 К. 1 моль води має ентальпію, рівну 286 кДж/моль;
s – ентропія – описує не тільки кількість перенесеної енергії Е, але й умови, в яких ця кількість була перенесена (Т).

$$s = \frac{E}{T}, \text{ Дж/К} \tag{2.4}$$

Наближене значення енергії, отриманої з геотермального родовища, можна визначити за допомогою формули:

$$E = v \cdot S \cdot c_p \cdot \rho \cdot (T_1 - T_2), \text{ Дж} \quad (2.5)$$

де:
v – швидкість руху георідини, м/с;
$S = \pi d^2/4$ – розріз труби, що виводить гарячу воду на поверхню, м^2;
c_p – питома теплоємність води, Дж/кг·К;
ρ – густина води, кг/м^3;
T_1 – температура геотермальної води на виході, К;
T_2 – температура геотермальної води на вході, К.

Теплову потужність геотермального родовища визначають згідно формули :

$$P = \frac{E}{3{,}6} \cdot 10^6, \text{ МВт} \quad (2.6)$$

При виробництві електричної енергії, незалежно від технічних рішень на станції, тільки частина ексергії перетворюється в електричну роботу.

$$W_{\downarrow ele} = E \cdot \eta_u \quad (2.7)$$

де η_u є ефективністю використання геотермального джерела (англ. *resource utilization efficiency*).

Її визначення відрізняється від теплової ефективності циклу, але так само залежить, головним чином, від температури геотермальної рідини на поверхні колодязя $\boldsymbol{T}$ і обраного теплового циклу. За температури T_p = 170°C і температурі нижнього джерела T_o = 10°C, η_u становить близько 50–60% для добре спроектованої генеруючої установки з конденсаційною турбіною. Це відповідає витратам пари 8 кг/кВт·год [17].

З професійної літератури, присвяченої геотермальній енергетиці, можна зробити висновок, що використання геотермального джерела для виробництва електроенергії доцільно лише при температурі більше 120°C. Існують також наукові розробки, і на їх підставі виконані інсталяції, підтверджуючі можливість використання георідини при дещо нижчій температурі, близько 80°C, із застосуванням у бівалентних силових енергетичних установках [30].

Теплову потужність і енергію, отриману від геотермальної теплоцентралі, можна приблизно розрахувати, знаючи: масу води ($\boldsymbol{m}$), випливаючої з родовища, температуру ($\boldsymbol{T}_1$) води, що надходить з видобуваючого отвору, температуру ($\boldsymbol{T}_2$) зворотної води, що вводиться до поглинаючого отвору. В обчисленнях використано параметри геотермальної теплоцентралі, реалізованої в Торуні. Продуктивність свердловини: $m \approx 400$ м^3/год $\approx 400\,000$ л/год

$$T_1 \approx 80°\text{C}$$

$$T_2 \approx 30°\text{C}$$

Теплова енергія, що надходить за годину:

$$Q_G = m \cdot c_в \cdot \Delta T = 400\,000 \cdot 0{,}0011 \cdot 50 = 22\,000 \text{ кВт} = 22 \text{ МВт·год} \quad (2.8)$$

Отже теплова потужність:

$$P_T = \frac{Q_T}{t} \approx 22 \text{ МВт} \tag{2.9}$$

Упродовж року (R) теплоцентраль виробляє енергію:

$$Q_T^p = Q_T \cdot R = 22 \cdot 365 \cdot 24 = 192\,720 \text{ МВт} \cdot \text{год} \tag{2.10}$$

При обігріві будинків що відповідають нормам теплових втрат A = 50 Вт/м², можна стверджувати, що потужність вищезазначеної теплоцентралі забезпечить опалення об'єктів поверхнею (N):

$$N = \frac{P}{A} = \frac{192 \cdot 10^9}{50} = 440\,000 \text{ м}^2 \tag{2.11}$$

Вартість будівництва вищезазначеної теплоцентралі складає близько 45 млн. злотих. 1 МВт встановленої потужності коштує близько 2 млн. злотих. Вартість 1 кВт·год теплової енергії, виробленої на цій теплоцентралі, становить близько 0,04 злотих брутто (як Geotermia Stargard Szczeciński). Річна вартість експлуатації теплоцентралі такої потужності з газовим живленням була б в 6 разів вищою, вугільної – в 4 рази. Термін окупності інвестиції складає близько 5 років. Слід відзначити, що геотермальна енергія, яка використовується в теплоцентралях, є сталою величиною і залишається незмінною протягом десятків років.

За твердженням доктора наук, професора Ясека Зимнего (Jacek Zimny) з Гірничо-металургійної академії, м Краків вартість будівництва геотермальної теплоелектроцентралі в 5 раз нижча від вартості будівництва атомної електростанції такої ж продуктивності. Родовища геотермальної води, залягаючої на глибині 3000 м на 2/3 території Польщі, мають теплову енергію, що в багато разів перевищує енергетичні потреби країни.

2.5. Джерела та способи використання геотермальної енергії

Безпосереднє застосування геотермальної енергії охоплює широкий діапазон, наприклад обігрівання/охолодження приміщень, промисловість, садівництво, рибне господарство (рис. 2.6–2.8). В цілому вони пов'язані з використанням існуючих технологій і простої інженерії. У всьому світі цей вид добування енергії характеризується значною надійністю і має величезні технологічні, економічні і екологічні переваги. **Серед способів використання домінує опалення (37%), проте популярними є такі сфери використання як: місця для купання/басейни/бальнеологія (22%), теплові насоси для охолодження і обігріву (14%), теплиці (12%), рибні господарства (7%), промисловість (7%).**

2.6. Використання геотермальної енергії

Безпосередні застосування базуються як на високо-, так і низькотемпературних запасах, тому їх діапазон використання в світі є набагато ширшим, ніж у випадку виробництва електроенергії. У свою чергу, такі застосування більше пов'язані



Рис 2.6. Геотермальна установка котельні в Унійовому (Uniejowie) [101]



Рис 2.7. Геотермальна бальнеологічна станція Маруша-Грудзьондз (Marusza – Grudziądz) [92]

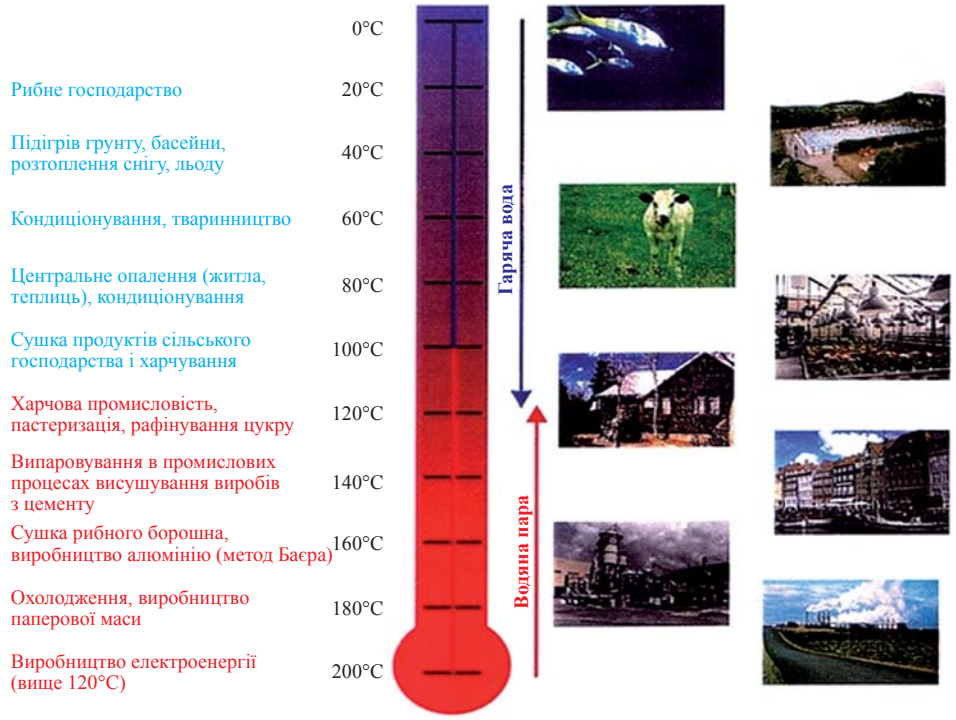


Рис. 2.8. Способи використання геотермальної енергії [16]

з вимогами локального ринку енергії, оскільки надзвичайно рідко приймається рішення про транспортування пари або води до місць, значно віддалених від джерела експлуатації геотермальної енергії чи геотермальних установ. Найдовший трубопровід з гарячою геотермальною водою протяжністю 63 км знаходиться в Ісландії. Вартість виробництва 1 кВтгод для безпосереднього застосування є дуже диференційованою, однак найчастіше становить менше 0,02 євро.

Геотермальна енергія використовується в багатьох сферах економіки (табл. 2.4). Вода і геотермальна пара видобувається через свердловини (свердловини, що подають воду). Після відбору тепла вода через поглинаючий отвір повертається до родовища (двоотвірна система) або транспортується до поверхневих водотоків (одноотвірна система). Найглибші геотермальні отвори сягають 5 км, а найвищі виміряні температури в цих отворах сягають 400°C, у той же час у вулканічних областях – доходить до 700°C. Геотермальна вода може бути використана як єдине джерело тепла або в поєднанні з іншими джерелами енергії (котел, теплоелектростанція, двигун внутрішнього згоряння, тепловий насос тощо).

Таблиця 2.3

Приклади безпосереднього використання геотермальної води у Польщі (2009 рік)

Місцевість	Спосіб використання	Максимальне використання			Річне використання			Потужність МВт
		Продуктивність	Температура [°C]		Середня продуктивність [кг/с]	Споживання енергії [ТДж/рік]	Коефіцієнт використання	
			вхід	вихід				
Банська В Дунаєць (Bańska B.Dunajec)	d+g+f++a[1]	16	82	58	11	21,0	0,4	40
Закопане (Zakopane)	b	36	26-36	25	18	14	0,6	
Пижице (Pyrzyce)	d	103	61	25	51	100	0,3	15
Чепліце Здр. (Cieplice Zdr.)	b	7,5	36-39[2]	26	6,8	10	0,8	
Льондек Здр. (Lądek Zdr.)	b	11	20-28	20	10,8	16,8	0,8	
Душники (Duszniki)	o[3]	5,5	19-21	19-21	5,5	0,3	0,5	
Чехочінек (Ciechocinek)	b	56,8	27-29	20	4,2	2,8	0,1	
Констанчін (Konstancin)	b	2,5	29	12	0,1	0,2	0,1	
Устронь (Ustroń)	b	0,9	28	11	0,4	0,58	0,3	

Місцевість	Спосіб використання	Максимальне використання			Річне використання			Потужність МВт
		Продуктивність	Температура [°C]		Середня продуктивність [кг/с]	Споживання енергії [ТДж/рік]	Коефіцієнт використання	
			вхід	вихід				
Івоніч (Iwonicz)	o[4]	3	21	10	0,4	0,58	0,2	
Мщонів (Mszczonów)		11	40	15	11	5,0	–	2,2
Унейов (Uniejów)		40	70	30			0,3	2,4
Старгард Щ. (Stargard Szcz.)	d		75	25			0,4	14
Сломнікі (Slomniki)	d	0,8	22	10	0,6		0,4	0,05
Маруша Грудзьондз (Marusza – Grudziądz)	b		29	12			0,5	0,28

a – сушка сільськогосподарської продукції, b – місця для купання, басейни, бальнеологія; c – кондиціонування, d – опалення; f – рибне господарство і тваринництво, r – теплиці, i – промислові процеси; o – інше

1. Установа Bańskie – Biały Dunajec працює в каскадній системі: центральний обігрів [d] використовує тепло безпосередньо з геотермальної води (17 ТДж/рік), тоді як інші методи (a, f, g) базуються на використанні тепла зворотної воді з мережі с.о. (4 ТДж/рік);
2. Суміш води з джерел та свердловин температурою 20–62°C
3. Очищення теплого розсолу від CO_2
4. Виробництво йодно– бромних і косметичних солей;

Номінальна потужність, МВт = (максимальна продуктивність води, кг/с) · (температура на вході, °C – температура на виході, °C) . 0,004184;

Споживання енергії, ТДж/рік = (середня річна продуктивність води, кг/с) · (температура на вході , °C – температура на виході, °C) . 0,1319.

2.7. Геотермальні теплоелектроцентралі

Використання геотермальної енергії в теплоелектроцентралях

Пара, що нагнітається до турбіни, повинна мати відповідні: тиск, температуру і швидкість (перегріта пара). Це може бути водяна пара або пара іншої теплоносія з низькою температурою кипіння, наприклад аміаку. Геотермальні електростанції можуть працювати як одно- так и двофакторні (бівалентна система) (рис. 2.9–2.10).

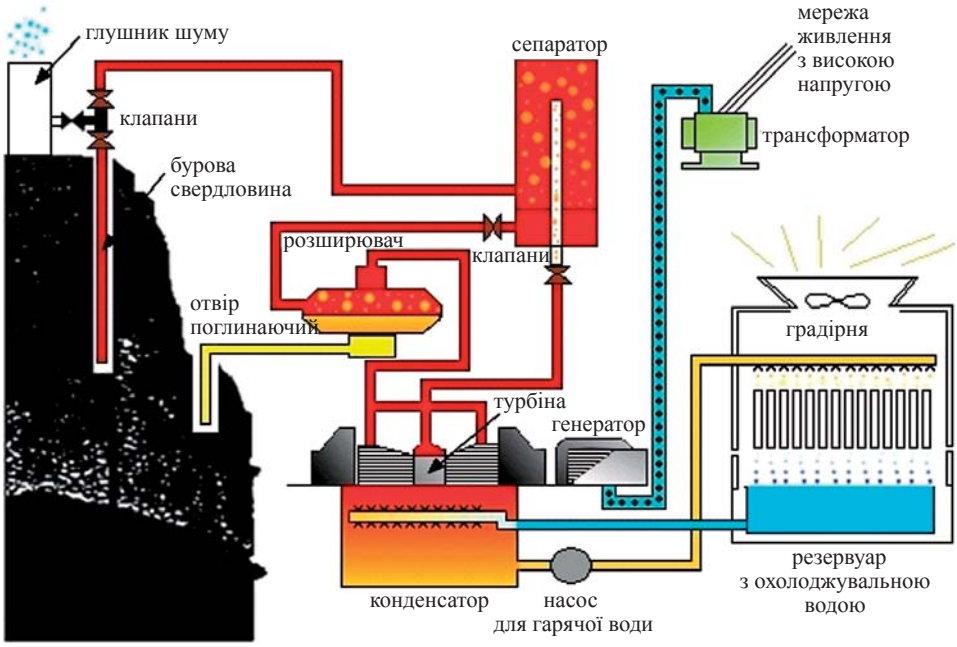


Рис. 2.9. Схема одноконтурної геотермальної електростанції

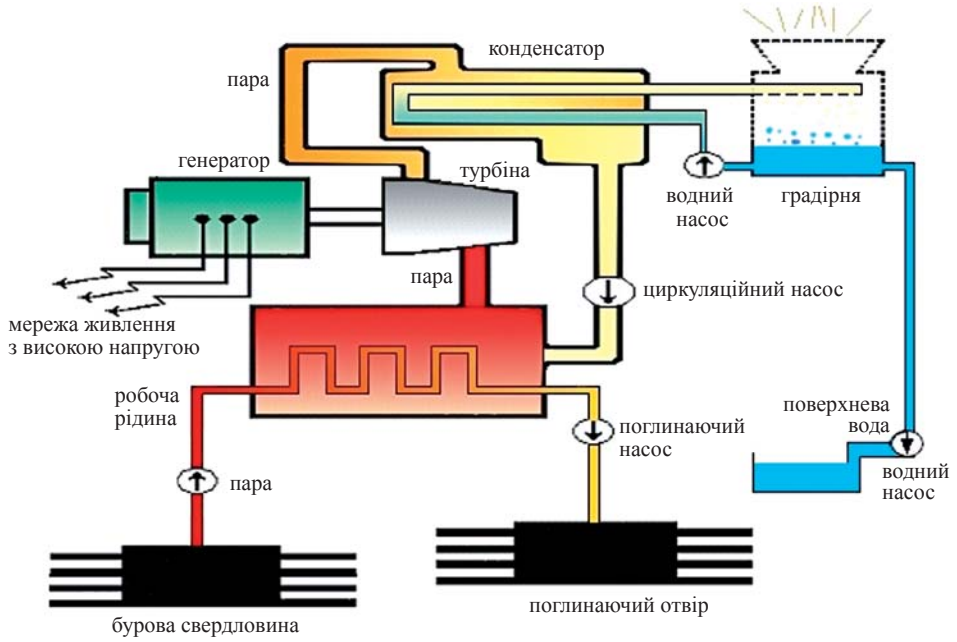


Рис. 2.10. Схема двоконтурної геотермальної електростанції

Інститутом технічної теплофізики НАН України розроблені технічні пропозиції по будівництву в Криму дослідно-експериментальної Тарханкутської геотермальної електростанції, загальною сумарною потужністю до 180 МВт. Уведення в дію Тарханкутської ГеоТЕЦ дозволить отримувати додатково 760–1010 млн. кВт/год електроенергії в рік. Проте, попередні оцінки вартості будівництва ГеоТЕЦ показують, що необхідні капітальні вкладення складуть 547–600 млн. грн. (295–323 млн. доларів США), що вимагає залучення вітчизняних і зарубіжних інвесторів.

Схема 1. У наш час на практиці застосовується два методи отримання електроенергії з гідротермічних джерел з надлишковим тиском. Перший метод полягає у сепарації парової фази з двофазного потоку, який з'являється на поверхні експлуатованої геотермальної свердловини, або у поєднанні сепарації з подальшим дроселюванням геотермальної рідини, в результаті чого виникає пара за рахунок зниження тиску двофазної суміші. У геотермальних електростанціях також використовують водяну пару, отриману під час декомпресії геотермальної води з високою температурою і тиском.

Вищезазначені способи отримання водяної пари з геотермального родовища і направлення її на турбіну відносяться до одноконтурного циклу**.**

Схема 2. У двоконтурних електростанціях геотермальна вода зі свердловини направляється до теплообмінника. Там вона віддає тепло термодинамічному носію (ізобутан, аміак), для якого теплообмінник виконує роль котла. Геотермальна вода згодом слугує для утворення пари робочої рідини, що потім направляється до парової турбіни і конденсатора, цей процес називають циклом Ренкіна (бінарна силова станція). Охолоджена в теплообміннику геотермальна вода через поглинаючу свердловину повертається до родовища гарячих порід.

У разі, коли рідина знаходиться у шарі ґрунту без надлишкового тиску, георідина видобувається на поверхню за допомогою насосів. Рідина, що надходить на поверхню віддає тепло ізобутану в теплообміннику, який виконує роль парогенератора з пароперегрівачем. Перегріта пара ізобутану надходить до турбіни, а потім в конденсатор першого циклу, де віддає тепло, що потім використовується у другому циклі двоконтурної силової станції для утворення пари ізобутану.

Перша двоконтурна геотермальна електростанція з'явилася в США в 1979 році.



Рис. 2.11. Геотермальна теплоелектроцентраль Несавелір в Ісландії [167]



Рис. 2.12. Діаграма підвищення теплової та електричної потужності геотермальної ТЕЦ [240]

Якщо рідина у свердловині находиться під надлишковим тиском, то можливе її надходження на поверхню без використання насосів. Ця бівалентна силова станція, яка працює на геотермальній рідині з температурою 182°C при невисокій температурі нижнього джерела +27°C, має ефективність використання джерела η_u = 52%. Турбіна в ізобутановому циклі має внутрішню ефективність 52%, а турбіна з пропановим циклом – 86%.

Характерною ознакою геотермальних теплоцентралей є низька вартість експлуатації, низьку вартість обслуговування (повна автоматизація) і незначну плату за забруднення середовища, тощо. Закордонний досвід та розрахунки, виконані для умов Польщі, показують, що вартість одиниці отриманого геотермального тепла нижча, ніж в традиційних теплоцентралях. Відповідно до світових даних, середній рівень інвестиційних витрат на будівництво геотермальної електростанції становить близько 1 млн. євро на 1 МВт встановленої потужності. Вартість 1 кВт·год з геотермальної електростанції оцінюється в 0,02 євро. Термін окупності такої інвестиції становить 4–5 років. Слід зазначити, що така станція може працювати в комбінованій системі тепло-, електропостачання.

Електростанції, представлені вище, працюють у когенераційній системі, тобто з енергії георідини ми отримуємо електричну і теплову енергію. Як приклад, представлено теплоелектроцентралі в Ісландії, рис. 2.11, на якій встановлено генератори потужністю 900 МВт, і яка під'єднана до системи опалення і виробляє 60 тис. тон теплої води щодня.

У Польщі до 2013 року планується будівництво декількох геотермальних теплоелектроцентралей, згідно з розробками Міністерства Економіки, що стосуються розвитку енергетики до 2030 року. Вартість будівництва 1 $МВт_e$ в геотермальній теплоелектроцентралі оцінюється у 3 млн. злотих.

2.8. Використання геотермальної енергії у Польщі

У Польщі функціонує 6 господарських об'єктів, використовуючих тепло геотермальної води для обігрівальних цілей:

– Підприємство теплової енергії, акціонерне товариство Geotermia Podhalańska в місцевості Банська Нижня біля Закопаного – теплова потуж-

ність з геотермії становить близько 40 МВт. Для допомоги геотермальній станції при значному зниженні температури взимку, а також на випадок аварії в геотермальній системі використовується газова котельня в Закопане потужністю 40 МВт.

- Акціонерне товариство Geotermia Pyrzyce в Пижицях біля Щецина – теплова потужність з геотермії становить близько 14,8 МВт. Загальна потужність системи – 50 МВт (в системі додатково працюють теплові насоси і газові котли). Вода нагрівається до температури 60°С.
- Акціонерне товариство Geotermia Mazowiecka в Мшчонові біля Варшави – теплова потужність геотермії становить близько 2,2 МВт. Загальна потужність системи – 12 МВт (для покриття пікових навантажень у системі працюють додатково два водно-газові котли).
- ТОВ Geotermia Uniejów в Унєйові біля Лодзя – теплова потужність використовуваної геотермальної енергії становить близько 2,4 МВт. Загальна потужність системи – 5,6 МВт. У системі передбачено додатково два масляних котли загальною потужністю 2,4 МВт, що забезпечують теплом об'єкти при пікових навантаженнях).
- Geotermia Stargard Szczeciński – теплова потужність з геотермії становить 14 МВт, геотермальна вода характеризується низькою мінералізацією, установка має найнижчу ціну на геотермальну енергію в Польщі

Геотермальна станція в Сломніках біля Кракова використовує 3 теплові насоси потужністю 11, 12 і 24 кВт для житлових будинків, а також обігрівальну систему з тепловим насосом потужністю 320 кВт для житлового мікрорайону.

В Україні розроблено і побудовано кілька теплових пунктів на геотермальних свердловинах (села Медведівка й Янтарне АР Крим). Для використання тепла геотермальну воду піднімають на поверхню за допомогою гідроліфта, розробленого співробітниками відділу геотермальної енергетики ІВЕ [220]. Потім очищену від часток ґрунту в сепараторі та фільтрі тонкого очищення її подають у теплообмінник, з якого тепло надходить для опалення виробничих приміщень, житлових будинків, теплиць тощо. Тепловий пункт, наприклад біля с. Янтарне, має такі характеристики: дебіт геотермальної свердловини – 65 $м^3$/год., температура води – 85°С, її тиск – 1,2 МПа, а теплова потужність – 3 МВт. Використання геотермального тепла в Янтарному дає змогу опалювати 2 гектари теплиць і заощаджувати 1500 тис. т умовного палива за сезон (або 1200 $м^3$ газу чи 864 т дизельного палива). На геотермальному тепловому пункті в с. Медведівка з використанням супутнього газу, розчиненого в термальній воді, створена електростанція потужністю 100 кВт. Вартість обладнання становить близько 500 тис. гривень. Термін окупності – 1–2 роки. Геотермальна енергія використовується для опалення об'єктів соціальної сфери, агропромислового комплексу, гарячого водопостачання, виробництва холоду. Новизною є застосування геотермальної циркуляційної системи (ГЦС) для підтримки пластового тиску, що подовжує термін експлуатації системи до 20 років.

2.8.1. Функціонуючі геотермальні і бальнеологічні установи в Польщі

Загальний теоретичний потенціал енергії геотермальної води оцінюється у 7,75 · 10^6 ПДж. Технічний потенціал становить близько 300 · 10^3 ПДж, річний – близько 1500 ПДж [73].

Загалом територія Польщі характеризується низькими і помірними показниками головних геотермальних параметрів. Тепловий потік поверхні становить 20-90 Вт/м^2, у той час коли геотермальні градієнти становлять 1–4°С/100 м. На території країни виділяють три головні геотермальні області, до складу яких входять обширні седиментаційні басейни з численними родовища геотермальної води. Загальна поверхня цих областей становить 250 000 км^2, що дорівнює близько 80% поверхні країни.

Коротку характеристику цих одиниць можна представити наступним чином:

- Область польської (середньоєвропейської) низини займає поверхню 222 000 км^2 і містить сім геотермальних регіонів (побудованих із порід від палеозойскої до крейдової ери). Температури родовищ коливаються від 30 до 130°С (глибина 1–3 км). Загальна мінералізація води коливається в широкому діапазоні – від 1 до 300 г/л. **Геотермальні запаси були оцінені в 6225 км^3 води, що містить теплову енергію рівну 32 458 млн тонн умовного палива (32 458 · 10^6 т у.п.).**
- Передкарпатська область займає поверхню 17 000 км^2. Геотермальна вода наявна в породах мезозойського і третинного періоду. Температури родовищ коливаються від 25 до 50°С. Загальна мінералізація води не постійна і коливається в межах від 1 до 100 г/л. **Геотермальні запаси були оцінені в 361 км^3 води, що містить теплову енергію рівну 1555 млн. тонн умовного палива (1555 · 10^6 т у.п.).**
- Карпатська область займає поверхню 12000 км^2. Геотермальна вода знаходиться в породах мезозою і третинного періоду. Загальна мінералізація води змінюється в межах від 1 до 100 г/л. **Геотермальні запаси були оцінені в понад 100 км^3 води, що містить теплову енергію рівну 714 млн. тонн умовного палива (714 · 10^6 т у.п.).**

З числа інших областей в Польщі, цікаві геотермальні перспективи мають Судети, де геотермальна вода знаходиться в щілинах кристалічних і метаморфічних порід, існуючих з докембрію і палеозою.

Для оцінювання можливої кількості отримання тепла з геотермальної води з формацій на глибині 3 км прийнято, що тепло буде отримуватися до температури 20°С, а охолоджена вода не буде повернена до родовища. Затверджені експлуатаційні ресурси геотермальної води, що видобувається зі свердловин, становлять від декількох до 50–150 л/с.

Беручи до уваги актуальні ціни на традиційні носії енергії, економічно доцільно будувати геотермальні установки на 40% поверхні країни. Найкращі геотермальні умови спостерігаються на обширній області польської Низини, інші області – гірші, за винятком особливих випадків, до яких належить район Підгалля.

2.8.2. Використання геотермальної енергії в Польщі в 1995-2010 роках

Польща належить до європейських країн, що мають найбільші геотермальні ресурси з низькою ентальпією (тепловою функцією) (рис. 2.12–2.13). Найбільша зацікавленість дослідженнями і практичним використанням геотермальної енергії розпочалася у вісімдесятих роках. Першу експериментальну геотермальну установку було введено в дію Польською академією наук (PAN) в 1993 р. на Підгаллі. Керував нею професор Юліан Соколовський. Ця установа відкрила дорогу подальшим діям, у 1996 р. було введено в дію другу геотермальну установку в Пижицях. У 1995-1999 роках на Підгаллі тривала реалізація великого проекту геотермальної мережі опалення, паралельно велись основні дослідження і роботи щодо застосування геотермального тепла в каскадній системі. Третя в Польщі геотермальна установа діє у Мшчонові з кінця 1999 р. У процесі реалізації знаходиться теплоцентраль в Торуні. Підготовлено також багато наукових робіт і проектів з використання геотермальної енергії. Як і в інших країнах, офіціальні прогнози припускають локальну участь геотермальної енергії в енергетичному ринку Польщі. Головні переваги, пов'язані з її застосуванням, полягають у постачанні тепла для локальних споживачів, а також охороні середовища, оскільки лімітується рівень забруднення, спричиненого котельнями, що працюють за традиційними системами на вугіллі.

Наразі вже втілені у життя проекти геотермальних установок на Підгаллі (Bielsko-Biała, Andrychów, Wadowice, Skoczów, Sucha Beskidzka, Maków Podhalański).

2.8.3. Функціонуючі геотермальні теплоцентралі

Геотермальна вода температурою до 100°C спостерігається практично на всій території Польщі. Згідно номенклатури, прийнятій у геологічному законодавстві, геотермальними називаються ті води, які спостерігаються в конкретно зазначених водоносних горизонтах, і температура яких перевищує 20°C. У Польщі близько 2/3 поверхні оцінюються як перспективні з точки зору технологічних можливостей розвитку геотермального потенціалу, а 40% поверхні країни мають вигідні умови для будови економічних установок, тобто таких, ціна енергії в яких буде нижчою від ціни на традиційні джерела енергії. До 2009 року в Польщі було збудовано і введено в дію шість геотермальних установок [78].

2.8.4. Установка у Мшчонові (Mszczonów)

Геотермальна установка у Мшчонові, що збудована акціонерним товариством Geotermia Mazowiecka, використовує геотермальну воду, що видобувається зі свердловини Мшчонов IG-1 для опалення селища. Після відбору тепла вода використовується як питна. Буріння було виконане в 1977 році, реконструйоване Інститутом мінеральним ресурсів та енергетики Польської академії наук (IGSMiE PAN) в 1997 році.

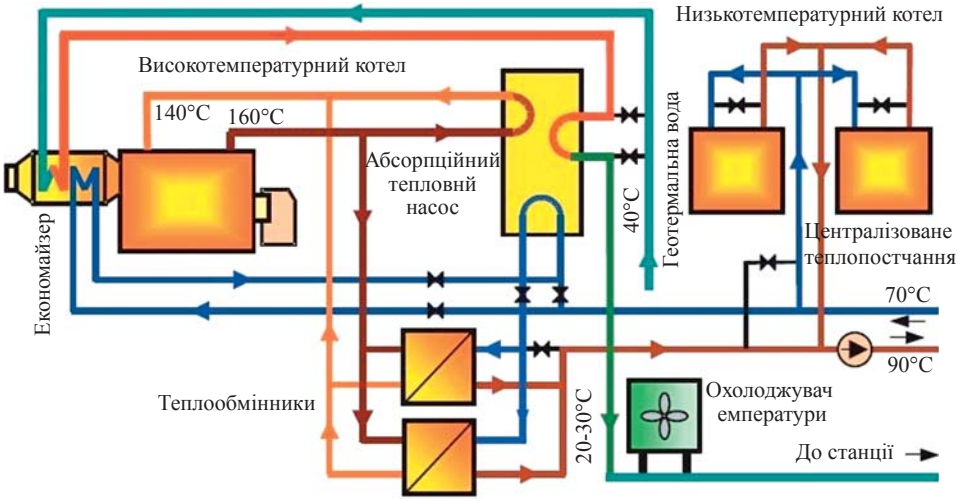


Рис. 2.13. Схема геотермального теплопункту у Мшчонові [240]

Вода видобувається з глибини 1600–1700 м і має температуру близько 40°C. У цій комбінованій установці первинним джерелом енергії є геотермальна вода, яка за допомогою є інтегрованою абсорбційних теплових насосів і газових котлів догрівається до необхідної температури.

Установка в Мшчонові була відкрита в кінці 1999 і наразі обслуговує близько 6000 жителів. Геотермальний водоносний рівень знаходиться в пісковиках ранньої крейди. Мінералізація геотермальної води не перевищує 1 г/л.

Характеристика родовища в отворі Мшчонів:

- родовище рання крейда
- висота 1602/1714 м. від рівня моря.
- глибина 112 м
- температура 40°C
- продуктивність 60 $м^3$/год
- мінералізація близько 0,5 г/л (солодка вода)

Теплова установка має потужність 2 $МВт_t$ і використовує воду температурою у 40°C.

Пікова потужність установи, що працює в системі трьох джерел тепла об'єднаних в єдину систему (геотермальна вода – абсорбційні теплові насоси – масляно-газові котли), становить 12 МВт з річним виробництвом близько 100 тис ГДж.

2.8.5. Теплоцентраль у Пижицях (Pyrzyce)

Геотермально-газова теплоцентраль у Пижицях – друга в Польщі геотермальна установка, яка була побудована ТОВ Geotermia Pyrzycka і функціонує з 1996 року в 14-тисячному історичному місці поблизу Щецина. Теплова потужність установки становить 50 $МВт_t$, з яких 13 $МВт_t$ походять з геотермальної води,

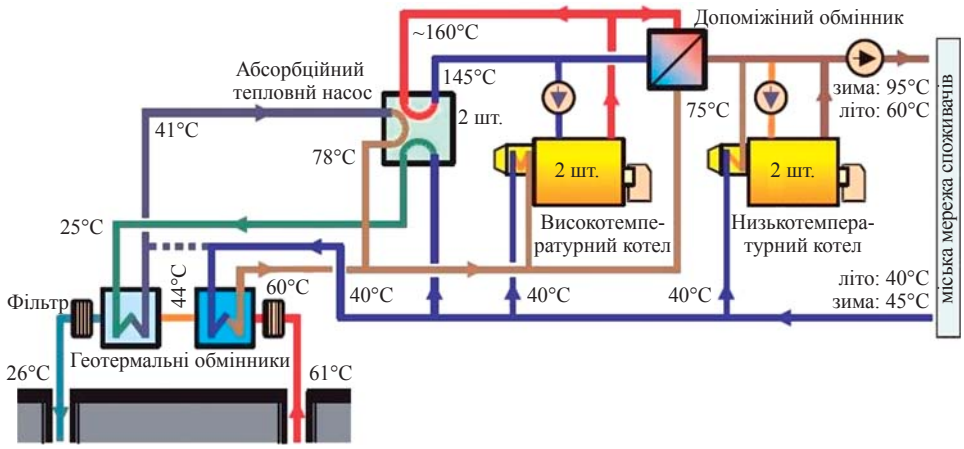


Рис. 2.14. Схема геотермального теплопункту у Пижицях [240]

що складає понад 26%. Іншу частину потужності забезпечують газові котли і теплові насоси. Установка забезпечує центральною системою обігріву (95/45°C) і теплою водою для користування (55°C) 16 тисяч жителів (рис. 2.14).

Теплоцентраль замінила близько 20 000 тонн вугілля, спалюваного щороку в традиційних теплоцентралях. Геотермальний водоносний рівень розташований у вапняках раннього юрського періоду, що знаходяться на глибині 1,5–1,6 км експлуатується за допомогою двох видобувних і двох поглинаючих свердловин. Максимальна продуктивність з двох виробничих свердловин становить 103 л/с води температурою 61°C. Загальна мінералізація води становить 120 г/л. Річне виробництво тепла в 1999 р. становило 100 ТДж. Вартість 1 ГДж виробленої в геотермальній теплоцентралі теплової енергії становить близько 30 злотих, тоді як ціна енергії з вугільних котелень – близько 38 злотих.

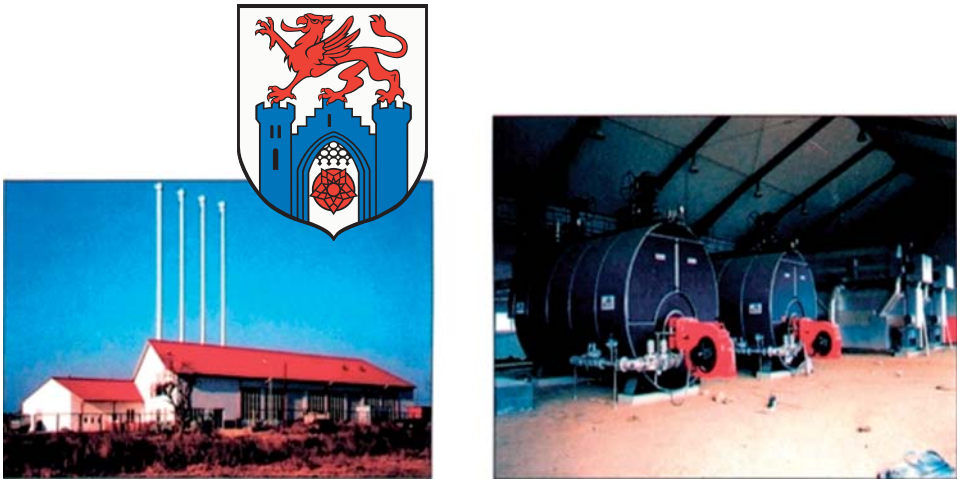


Рис. 2.15. Загальний вигляд теплоцентралі у Пижицях; газові котли і абсорбційні насоси [122]

2.8.6. Геотермальна енергія на Підгаллі (Podhale)

Підгалля – це унікальний туристичний регіон Польщі, який має визначні пам'ятки і пейзажі, з якими пов'язані щорічні візити туристів. Закопане і околиці розбудовуються, тому зростає рівень споживання палив для цілей опалення. Рівень забруднення часто перевищує допустимі норми. Одним з основних шляхів зменшення шкідливих викидів в атмосферу є використання екологічно чистих носіїв енергії, серед них і геотермальної енергії. Основною метою проекту є скорочення емісії парникових газів у результаті процесу спалювання викопних видів палива і, в результаті цього, поліпшення екологічної ситуації (рис. 2.15-2.16).

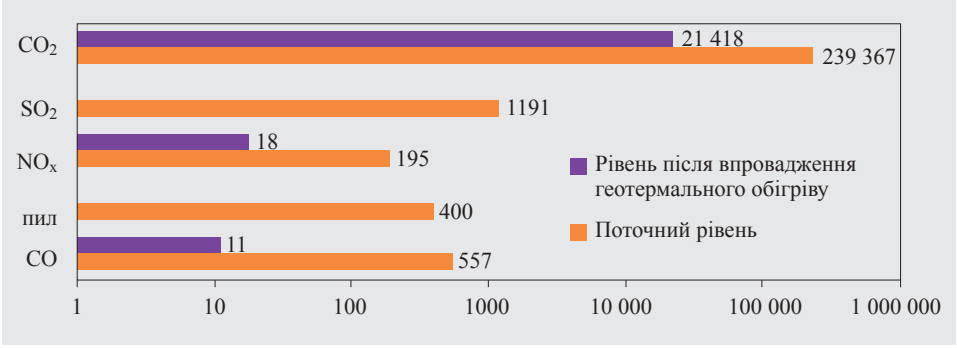


Рис. 2.16. Рівень забруднення атмосферного повітря на Підгаллі [тонн/рік] як результат спалювання традиційних видів палива і після введення геотермального обігріву [16]

2.8.7. Перша геотермальна установка в Польщі

Дослідження, що проводились на території Підгалянського басейну з 1981 р., дозволили оцінити геотермальні запаси і кількість можливого видобутку тепла.

Першу в Польщі геотермальну установку було збудовано в межах реалізованої в 1989-1994 роках програми під назвою "Експериментальна геотермальна установка Банська-Білий Дунаєць", керівником якої був професор Юліан Соколовський (рис. 2.17). Ефектом реалізації робіт цієї програми була геотермальна установка, що функціонувала на основі двох видобуваючих свердловин Банська IG-1 (свердловина, що подає воду) і Білий Дунаєць PAN-1 (поглинаюча свердловина). З грудня 1994 р. на місці завершеної програми, в Інституті мінеральних ресурсів та енергетики Польської академії наук (IGSMiE PAN) була створена Геотермальна лабораторія. Вона продовжила розпочаті дослідження і ввела в дію нові програми та установки в різних регіонах Польщі. Важливим аспектом діяльності Геотермальної лабораторії є геотермальна і екологічна освіта.

Комерційним використанням і розбудовою установки на Підгаллі зайнялась спеціально створена спілка, функціонуюча на сьогодні під назвою Підприємство теплової енергії, акціонерне товариство Geotermia Podhalańska.

Виміряні параметри родовища існуючої системи є наступними:

- температура 86°C;
- тиск 2,5 МПа;
- продуктивність отвору Банська IG-1 – 120 м^3/год;
- продуктивність отвору Білий Дунаєць ПАН-1 -200 м^3/год.

На сьогоднішній день працюють:

- 2 свердловини, що подають воду: Банська IG-1 і Банська PGP-1 з сумарними експлуатаційними ресурсами 670 м^3/год;
- 2 поглинаючі свердловини: Білий Дунаєць PAN -1 і Білий Дунаєць PGP-2, з продуктивністю 400 м^3/год.

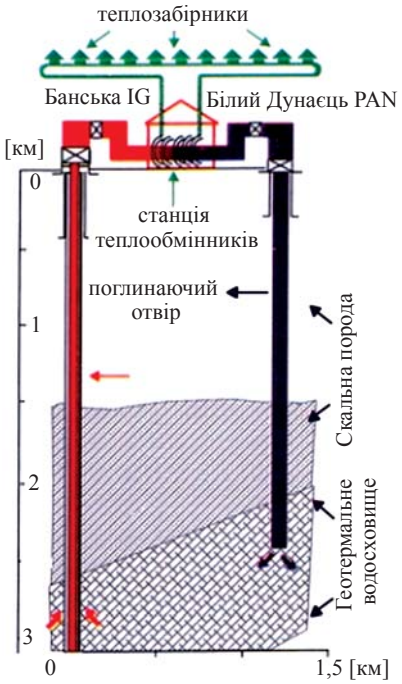


Рис. 2.17. Схема геотермальної системи "Bańska IG-1 – Biały Dunajec PAN-1" [14]

Максимальна теплова потужність системи (при прийомі тепла до 20°C) – близько 33 МВт. Тепло з цієї геотермальної системи надходить до споживачів навколишніх сіл і Закопане [16].

Запланована також розбудова геотермальної системи (цільова потужність 125 МВт) у напрямку Нового Таргу, буріння трьох пар видобуваючих свердловин, закладка мережі для передачі до Нового Таргу, будівництво котельні, мережі, до якої буде під'єднано 7000 споживачів.

У місцевості Банська Нижня було збудовано комплекс басейнів і процедурних кабінетів, в яких геотермальна вода використовується з лікувальною метою.

Каскадна система з використанням геотермальної енергії

Існуючі геотермальні установки на Підгаллі, в Пижицях і Мшчонові використовують тепло для потреб виробництва теплої води. Ці установки працюють з температурами у діапазоні 20–50°C. На прикладі геотермальної установки в місцевості Банська Нижня показано комплексне використання значних запасів теплової енергії невисокого температурного потенціалу. Температура води, що надходить до поглинаючої свердловини Білий Дунаєць PAN-1, становить близько лише 55°C. В Інституті мінеральних ресурсів та енергетики Польської академії наук (IGSMiE PAN), в межах проекту, фінансованого Комітетом з наукових досліджень (KBN), була розроблена

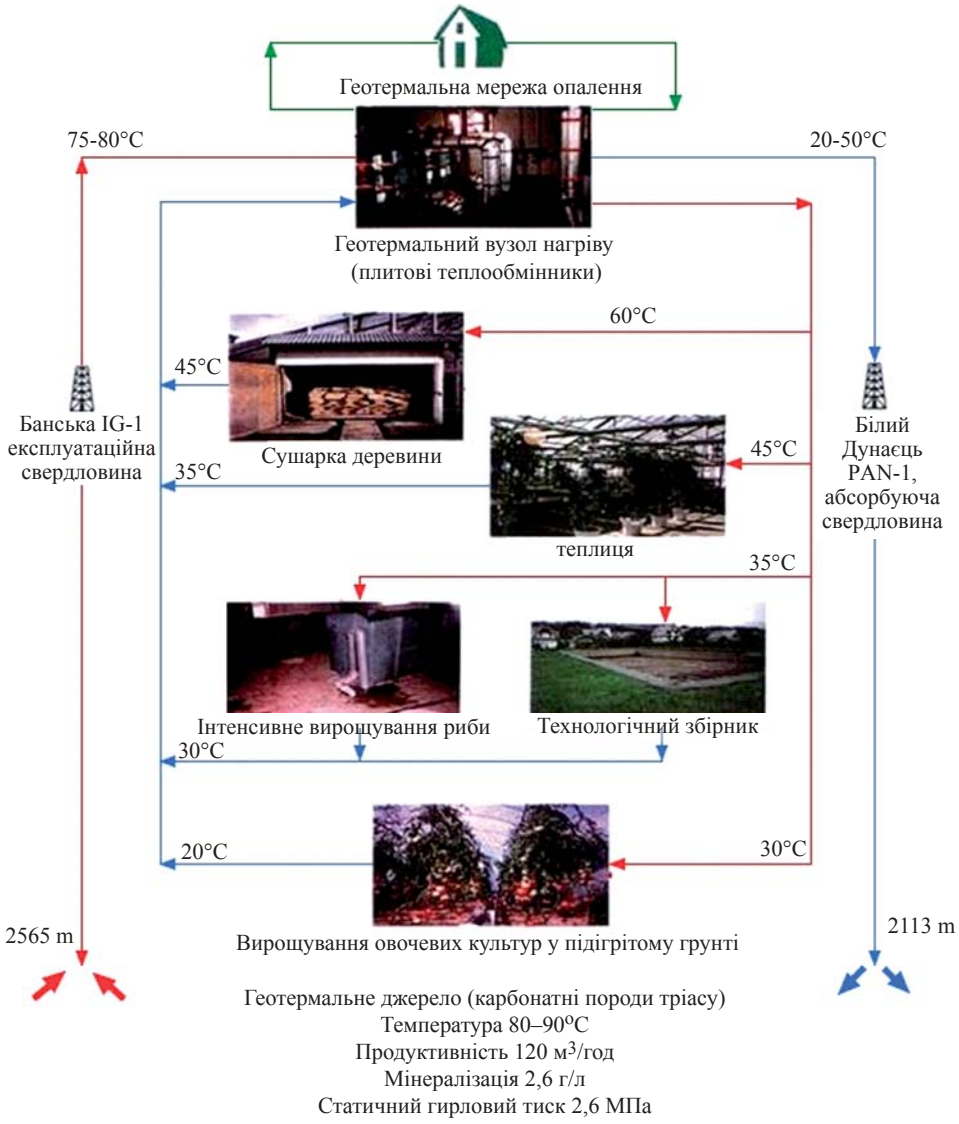


Рис. 2.18 Схема добування геотермальної води в місцевості Банська Нижня [16]

і впроваджена система каскадного використання геотермальної енергії. Ця система дозволяє використовувати більш широкий діапазон температур геотермальних вод. Вода з найвищою температурою (75–85°C) спрямовується на теплообмінник, де охолоджується до 30°C. Тепло води з нижчою температурою 40–45°C використовується у рибному господарстві, садівництві, для підігрівання ґрунту.

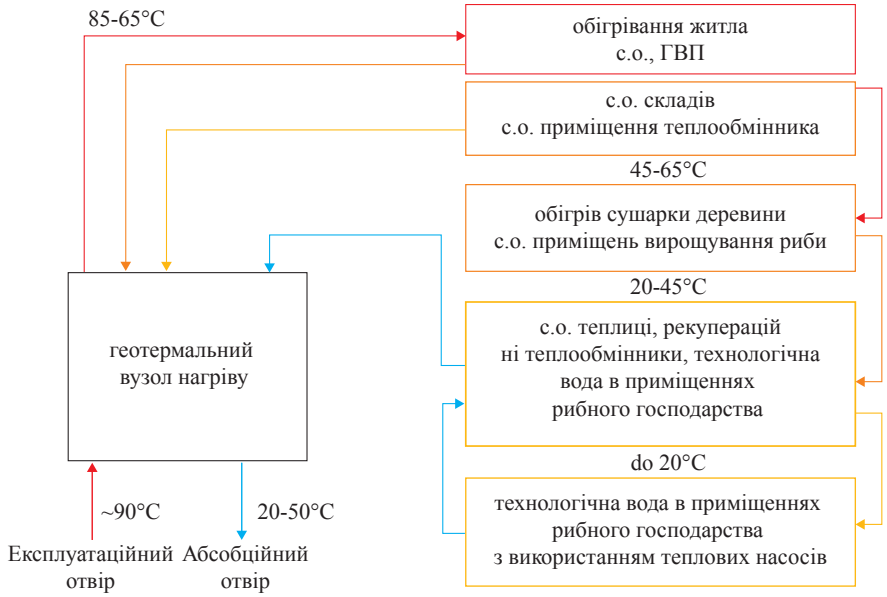


Рис. 2.19. Каскадна система використання тепла в Геотермальній Лабораторії в місцевості Банська Нижня [17]

2.8.8. Геотермальна енергія в Унейові (Uniejów)

Геотермальна система теплопостачання в Унейові використовує три свердловини, з яких дві є поглинаючими. Потужність, отримана з геотермальної енергії, складає 3,2 МВт. Експлуатація геотермальних вод для опалення відбувається

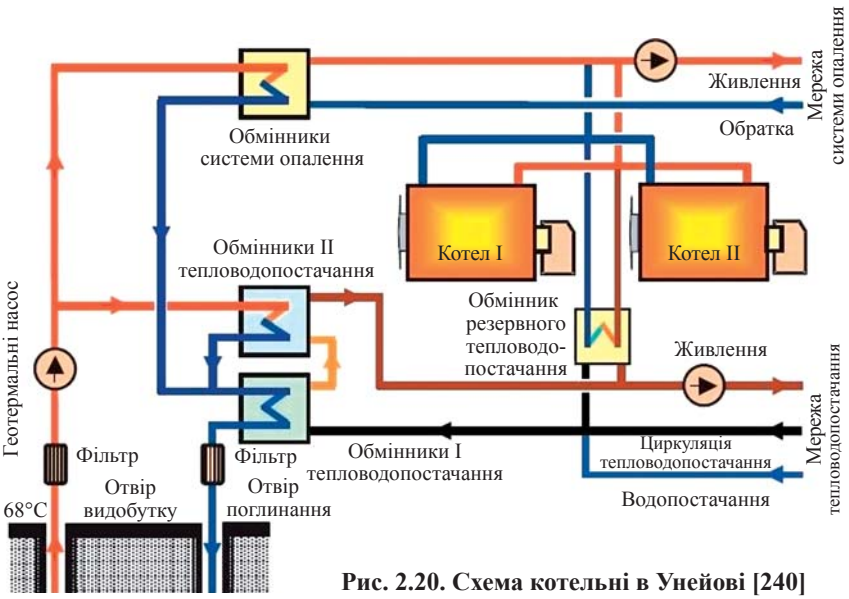


Рис. 2.20. Схема котельні в Унейові [240]

в замкнутій системі. Геотермальна вода отримана через подаючу свердловину, після проходження через теплообмінник і віддачі тепла повертається у родовище через поглинаючу свердловину Унейов. Теплова мережа містить близько 200 під'єднань, з яких 30 використовуються великими споживачами теплової енергії (80% тепла). Інша частина призначена для індивідуальних споживачів. Температура води в свердловині становить 70°C при значенні тиску 2,6 бар, потужності 120 м^3/год. В офісному будинку спілки частина приміщень була адаптована для створення лазні та проведення лікувальних інгаляцій. Також побудовано комплекс басейнів, що використовують геотермальну воду.

2.8.9. Система використання низькотемпературної геотермальної води тепловодопостачання в місті Сломніки

Названий проект був виконаний Інститутом мінеральних ресурсів та енергетики Польської академії наук (IGSMiE PAN) за дорученням Департаменту Охорони Середовища Регіонального управління в Кракові. Цей проект сприяв розвитку «Організації досліджень геотермальних вод в малопольському регіоні».

Проведені дослідні роботи дозволили вивчити локалізацію геотермальних комплексів, а також вказати райони, де використання геотермальної енергії має економічну обґрунтованість.

Одним з таких об'єктів стало місто Сломніки, де чотирма свердловинами було визначено два комплекси геотермальної води: комплекс сеноманського періоду на глибині близько 150–200 м і комплекс періоду догеру на глибині приблизно 600 м ppt (рис. 2.21).

На оцінку теплового потенціалу обох комплексів впливає очікувана температура води. Температура на глибині 200 м становить 20°C, а на глибині 600 м – приблизно 23°C. Разом зі зміною глибини приблизно на 400 м температура зростає всього на 3°C. Це зростання не компенсує більших витрат, пов'язаних з добуванням води на глибині догеру.

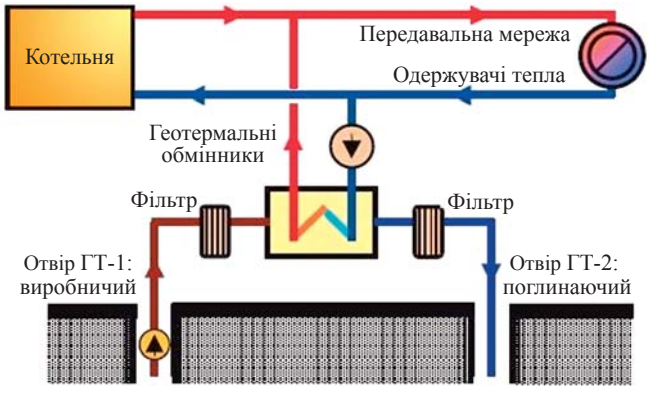


Рис. 2.21. Схема котельні в Сломніках [240]

Оцінений тепловий ресурс геотермальної системи становить 1,1–2,2 МВт (при температурі води 22°С). Ці значення дуже цікаві з точки зору локального використання, і з економічної точки зору мають велику перспективу. Роботи, пов'язані із реалізацією цього проекту, продовжуються в даний час. У 1999 було отримано додаткове фінансування від Комітету з наукових досліджень для проведення досліджень і розробок у межах проекту "Каскадна система з використанням низькотемпературних геотермальних вод для опалення та споживання в регіоні Сломніки". Цей проект був реалізований в 2000-2002 роках. Вода з родовища проходить через теплообмінник в місцевій котельні, яка обігріває три житлові будинки, школу, дитячий садок, муніципалітет, місцеві будинки для однієї родини. В результаті використання геотермальної енергії було зменшено витрати газу на 50%.

2.9. Перспективи розвитку геотермальної енергетики в Україні

Енергетичний потенціал геотермальних ресурсів освоюється при державній підтримці в рамках Державної науково-технічної програми "Екологічно чиста геотермальна енергетика України" (постанова Кабінету Міністрів України від 17 січня 1996 року № 100). Проте в ряду цих об'єктів на сьогоднішній день існує проблема підтримки належного технічного стану і забезпечення стабільного функціонування.

Проте, не дивлячись на існуючі проблеми і поки що низьку економічну потужність реалізовані в Україні пілотні проекти з енергопостачання за рахунок геотермальних ресурсів представляють особливу цінність. Це своєрідний експериментальний полігон і науково-практична база для розробки майбутніх вирішень законодавчо-політичного, економічного і наукового плану з використанням як накопиченого позитивного досвіду, так і встановлених на практиці недоліків і промахів в організації такої діяльності.

Так, для розвитку і освоєння геотермальних родовищ в Україні, наприклад, немає необхідності створювати нову виробничу базу, слід лише частково переорієнтовувати існуючі геологорозвідувальні і нафтовидобувні організації, завантаження яких з кожним роком падає унаслідок виснаження в Україні запасів нафти і газу.

Мається на увазі здобуття тепла з вже існуючих свердловин (це, перш за все, 140 розвідувальних проходок під нафту і газ). Їх використання не вимагає великих витрат, а окупність оцінюється 2–2,5 років (для порівняння: окупність теплової або ядерної станції – не менше десяти років). Бурилися такі свердловини (завглибшки 1–2 км.), переважно, в перспективних районах, наприклад, в Криму, де постійно відчувається енергодефіцит.

Устаткування для геотермальних установок і систем теплопостачання можна виготовляти на машинобудівних підприємствах, що діють, у тому числі на військових заводах, які підлягають конверсії.

На жаль, нормативно-правова база для розвитку геотермальної енергетики, як і для альтернативної енергетики в цілому, ще далека від досконалості. Для швидкого освоєння в Україні геотермальних енергоресурсів і розширення сфер

їх використання як екологічно чистих поновлюваних джерел енергії вже зараз необхідна підготовка законодавчих і нормативно-правових актів, які регулювали б економічні механізми використання поновлюваних джерел енергозабезпечення, у тому числі і геотермальної енергетики. Серед першочергових питань, які вимагають свого рішення, можна виділити наступні:

- податкове стимулювання етапів господарської діяльності, направлених на використання екологічно чистих поновлюваних енергоджерел, включаючи також геотермальні;
- регулювання проблем форм власності на об'єкти використання геотермальних ресурсів;
- організація професійної галузевої підготовки кадрів (на рівні спеціальної і вищої освіти) для забезпечення об'єктів використання геотермальних ресурсів і інших альтернативних енергоджерел фахівцями різного рівня.
- Відсутні в законодавчому полі України і документи, що стосуються науково-технічного багато- і двосторонньої співпраці з іншими країнами у сфері розробки і експлуатації геотермальних ресурсів.

Згідно "Енергетичної стратегії України на період до 2030 р. і подальша перспектива" річна економія палива за рахунок геотермальних джерел енергії в 2030 році досягне 7 млн. т у.т. Досить оптимістичні перспективи. Проте геотермальна енергетика надалі повинна розраховувати на гідну підтримку, оскільки лише загальнодержавний підхід до розвитку цієї галузі забезпечить досягнення намічених результатів.

2.10. Висновки

Проф., інж Людвик Завиша (Ludwik Zawisza), а також dr hab. inż. Станіслав Наги (Stanisław Nagy) з Відділу Буріння Нафти і Газу Гірничо-металургійної академії в Кракові у дослідженні, що стосується можливості використання термальної води в околицях Сахачева, звертають увагу на питання, пов'язані з використанням геотермальної води:

- віддаленість від місця збуту;
- використання енергії термальної води з джерел, які знаходяться на глибині більше 2 км (або температурою більше 60°C);
- гідрогеологічні властивості цих родовищ.

Як допоміжні критерії потрібно визначити корозійні властивості вод, стан отворів, можливість випадання мінерального осаду:

1) першим показником для оцінки придатності видобувного отвору для експлуатації є його відповідність економічним критеріям, пов'язаним з необхідністю побудови поверхневої інфраструктури, яка поєднує існуючі свердловини, що подають воду із споживачами енергії, і оцінкою потреб у тепловій енергії;
2) доцільно постачати тепло великим замовникам – наприклад міським системам опалення (місто з населенням не менше 10 тисяч), так як будування геотермальної котельні потребує великих інвестиційних коштів. Для цього потрібно щонайменше два отвори в районі зі сприятливими гідрогеологічними властивостями глибиною 2000 м та з температурою води не менше 60°C;

3) продуктивність видобувного отвору не більше 150–180 м^3/год є верхньою межею для дуплету у зв'язку зі збільшенням потреби насосу в свердловині, що подає воду, в електроенергії, а також через обмеження, пов'язані з процесом абсорбції;
4) у процесі нагнітання води до поглинаючої свердловини слід звернути увагу на проблеми відкладення мінералів в отворі і в родовищі. Ці явища можуть мати значний вплив на технічну і економічну ефективність експлуатаційно-поглинаючої системи;
5) абсорбція води із значними корозійними властивостями призводить до швидкого псування обладнання. Тому слід звернути велику увагу на процедури мінімізації процесів корозії;
6) застосування бурових отворів як теплообмінників (у поєднанні з використанням теплових насосів) дозволяє отримати від 100–150 кВт тепла, для обігріву поодиноких будівель (шкіл, готелів тощо).

Застосування теплових насосів дозволяє використовувати термальну воду нижчої температури (наприклад 40°C).

За даними проф., інж. Маріуша-Ориона Ендриска (Mariusza – Oriona Jędryska) з Вроцлавського політехнічного університету проблеми, пов'язані з використанням геотермальної енергії, полягають у наступному:
– витрати, пов'язані з інсталяцією, герметизацією та корозією пристроїв;
– вартість експлуатації;
– планування введення земельного податку;
– неврахування виробників теплової енергії в системі торгівлі викидами.

Уведення в дію геотермальної теплоцентралі вимагає великих капіталовкладень. Найбільшою частиною інвестиції є кошти, витрачені на буріння, яке оцінюється у близько 30 млн. злотих (так званий дуплет, тобто свердловина, що подає воду, і свердловина для закачування охолодженої води). Інші кошти: геологічна інформація, вартість будівництва установки для видобування (в тому числі теплообмінників), вартість трубопроводів та обслуговування, податки, які становлять близько 30 млн. злотих. Вартість теплоцентралі потужністю 40 МВт становить близько 60 млн. злотих.

Недоліком геотермальних вод є їх локальне використання, так як передача гарячої води на великі відстані несе за собою великі фінансові витрати. Існує також ризик, що буріння буде марним, якщо виявлене геотермальне родовище буде мати низьку продуктивність.

Фактори, що впливають на окупність використання тепла геотермальної води
– енергія, отримана з геотермальної води, може бути використана в місцях видобування води. Експлуатаційні запаси, таким чином, будуть обмежені до районів, міст і місцевостей промислового характеру, а також до сільськогосподарських і рекреаційно-курортних територій.
– з огляду на значну капіталомісткість геотермальних інвестицій, локальний ринок має бути дуже привабливим, здатним до залучення інвесторів;
– будівництво геотермальних споруд є природно-обмежена до областей, де наявна геотермальна вода з оптимальними властивостями.

Фактори, що залежать від гідрогеотермальних умов на даній території:
- експлуатаційна продуктивність підземної води свердловини;
- температурний потенціал геотермальної води;
- глибина залягання водоносного шару (вартість буріння отворів);
- хімічний склад води та її мінералізація (кошти експлуатації).

Фактори, що залежать від способу відбору геотермального тепла:
- річний коефіцієнт навантаження установки – час використання повної теплової потужності устя труби (питомі витрати виробництва тепла);
- ступінь охолодження геотермальної води (теплова потужність устя труби);
- віддаленість геотермальних свердловин від споживача (витрати, пов'язані з транспортуванням геотермальної води);
- концентрація потреб у теплі на території його отримання (витрати на теплові мережі).

Фактори, що залежать від макрооточення:
- вартість традиційних методів виробництва тепла і ціни на паливо (конкурентоспроможність);
- рівень процентних ставок інвестиційних кредитів (вартість обслуговування фінансових зобов'язань);
- проекологічна політика держави (доступність фінансових ресурсів на пільгових умовах);
- обсяг коштів, що виділяються на наукові дослідження і заохочення до використання відновлюваних джерел енергії (координація діяльності, що має на меті більш широке и ефективне використання відновлюваних джерел енергії, поширення знань і ноу-хау).

Температура та гідрогеологічні умови мають вирішальний вплив на економічне обґрунтування використання водних ресурсів та геотермальної енергії.

Іншими чинниками, що впливають на економічну вигідність використання геотермальної енергії, є:
- витрати на буріння на одиницю отриманої геотермальної енергії, зл/кВт;
- відстань між місцем добування геотермальної води та споживачем геотермальної енергії, км;
- концентрація попиту на геотермальну енергію в зоні її використання, кВт/км^2;
- номінальна потужність геотермальної установки;
- річний коефіцієнт навантаження системи виробництва геотермальної енергії.

Важливість цих факторів є наслідком структури капітальних витрат і коштів на експлуатацію систем, що використовують тепло геотермальних вод з низьким рівнем ентальпії. Геотермальні споруди характеризуються значними капіталовкладеннями, в основному пов'язаними з витратами на буріння і дуже низькою вартістю експлуатації. Крім того, основна частина витрат, витрачених в процесі будівництва, не залежить від кількості тепла отриманого з геотермальних вод. Для забезпечення низьких цін на отримане тепло необхідним є використання запасів теплової енергії протягом цілого року. Це питання зводиться до дотримання принципу мінімізації температури геотермальної води, яка направляється

до поглинаючої свердловини, а також максимізації річного коефіцієнту навантаження, тобто до підтримання відбору тепла на якомога вищому, сталому рівні протягом року. Обидва принципи призводять до збільшення річного виробництва тепла, тим самим знижуючи питомі витрати на теплову енергію.

Геотермальна вода – екологічно чисте джерело енергії

Енергія, отримана з геотермальної води, є екологічно чистою (табл. 2.4).

Таблиця 2.4

Величина емісії викидів перед і після встановлення геотермальної теплоцентралі в Коніні [132]

Складова	Емісія забруднень вугільної теплоцентралі E_1 [кг/рік]	Емісія забруднень геотермальної теплоцентралі E_2 [кг/рік]	Процентне значення зменшення емісії $100\% \cdot (E_1 - E_2)/E_1$ [%]
Бензопірен	18,85	–	100,00
Сажа	848,25	–	100,00
Пил	530156,36	17,01	100,00
CO_2	247740630	2303639,10	90,69
CO	117812,52	316,69	99,73
NO_x	47125,01	2252,03	95,22
Децентралізація SO_2	188500,04	–	100,00
Аліфатичні вуглеводні	23562,50	105,09	99,55
Ароматичні вуглеводні	23562,50	45,04	99,81

Гаряча вода, що видобувається зі свердловин, пройшовши через теплообмінник, повертається на той самий горизонт за допомогою поглинаючої свердловини. Прикладом скорочення викидів забруднюючих речовин при функціонуванні геотермальної теплоцентралі по відношенню до емісії функціонуючої вугільної теплоцентралі з аналогічним рівнем виробництва тепла є місто Конін. Побудова геотермальної теплоцентралі з номінальною потужністю 12 МВт дозволить усунути забруднення газами і пилом, як показано в таблиці.

Децентралізація управління енергетикою і впровадження невеликих екологічно безпечних систем, основаних на відновлюваних джерелах енергії (в т.ч. геотермальній), є метою Євросоюзу і Польщі.

Витрати на буріння зростають з глибиною, а температура змінюється лінійно.

У підсумку необхідно зазначити, що до основних характеристик геотермальних ресурсів належать:

– відновлюваність,
– екологічний характер,
– розповсюдженість,

– отримання енергії з джерел, що знаходяться поруч з користувачами,
– незалежність від кліматичних змін,
– можливість використання існуючих свердловин, що гарантує економічність використання геотермальних систем опалення.

2.10.1. Переваги використання геотермальної енергії

Щонайменше у 64 країнах світу люди користуються перевагами геотермії. Однак ступінь використання енергії цього типу у світі дуже коливається. Широкого застосування ця енергія набула в Ісландії, де 50% енергії, що споживається, походить з геотермальних систем. Частка геотермальної енергії в системах опалення країни становить 86%, а у виробництві електроенергії – 14%. Геотермальна енергія також використовується в теплицях, промисловості, рибному господарстві, при топленні льоду і в місцях для купання. Таким чином, використання геотермальної енергії не тільки покращило стан навколишнього середовища, але й значно вплинуло на стандарти життя мешканців.

2.10.2. Недоліки використання геотермальної енергії

Використання геотермальної енергії створює також екологічні проблеми, найважливіша з яких полягає в емісії шкідливих газів, що вивільнюються з георідини. Мова йде про сірководень H_2S, який, наприклад згідно з американським законодавством, повинен утилізуватись у відповідних установках, а це значно підвищує вартість виробництва електричної енергії. Іншу потенціальну загрозу для здоров'я становить радон, продукт розпаду радіоактивного урану, що видобувається разом з парою з геотермального джерела. Обмеження шкідливого впливу цього газу на довкілля є відкритою, нерозв'язаною до цього часу технічною проблемою.

2.11. Теплові насоси

Тепловий насос (ТН) – це технічний пристрій, що реалізує процес переносу низькотемпературного тепла, не придатного для прямого використання, на більш високотемпературний рівень. Іншими словами, теплові насоси є трансформаторами тепла, в яких за допомогою робочої рідини здійснюється зворотний термодинамічний цикл, для переносу теплової енергії з низького температурного рівня на більш високий.

2.11.1. Застосування теплових насосів

Переважна більшість теплових насосів використовується для теплопостачання приватних будинків, котеджів невеликих готелів і т. ін. Але зараз все активніше починають використовувати промислові теплові насоси великої потужності.

Прикладами їх використання у різних галузях є опалення, гаряче водопостачання та кондиціонування офісних будівель, житлових будинків і котеджів, адміністративних будівель, навчальних закладів. Тепловими насосами обладну-

ють школи, населені пункти, гідротехнічні споруди, готелі, муніципальні будівлі, дитячі сади, громадські басейни, курортні центри, центри дозвілля, виробничі приміщення, фабричні будівлі, виробництво, гальванічна індустрія, очисні споруди, теплиці, автомобільні майстерні, автомийки і т. д.

Сучасні системи тепло-, холодопостачання з використанням теплових насосів застосовуються у таких об'єктах:

Громадські басейни, курортні центри, центри дозвілля: Опалення, кондиціювання та гаряче водопостачання, підігрів води в басейні, лід для ковзанок і т ін.

Супермаркети: Опалення та кондиціювання;

Міська інфраструктура: Підігрів вулиць і доріг, використання тепла колекторів стічних вод/ тепловідвід.

Сільське господарство: Опалення теплиць та ін.

Промисловість: Регенерація тепла для охолодження, підігрів води та інших теплоносіїв для технологічних потреб;

Харчова промисловість: Використання тепла в молочної та м'ясної промисловості;

Енергетичні об'єкти та установки: використання енергії традиційних енергоресурсів у більшому діапазоні температур, і, за рахунок цього підвищення ККД енергетичних установок. Використання теплової енергії теплогенеруючого обладнання для процесів охолодження.

Джерелами низькопотенційної теплової енергії для теплових насосів найчастіше слугують грунт, повітря, відкриті водойми або вода зі свердловин. На промислових об'єктах використовуються також технологічне тепло технічної води та інших теплоносіїв, енергія тепловідводів, тепло будь-яких технологічних процесів, тепло енергетичних установок, у тих температурних діапазонах, що раніше не використовувалось. Темпи збільшення кількості теплових насосів в країнах ЄС у 2010 році зосталися на рівні 2009 року (було встановлено на 0,3% менше ТН). При цьому Швеція та Фінляндія нарощували темпи, а інші країни навпаки уповільнили темпи встановлення ТН. У Польщі, встановлення теплових насосів підтримується на рівні близько 1000 одиниць на рік [29].

2.11.2. Геотермальні теплові насоси. Енергетичний потенціал теплоти ґрунту та ґрунтових вод в Україні

Найбільш універсальним джерелом низькопотенціальної теплоти більшої частини України є ґрунт, який зберігає впродовж усього року постійну температуру на рівні +8–12°С, забезпечуючи, таким чином, ефективну роботу теплових насосів. Україна має високий енергетичний потенціал теплоти ґрунту та ґрунтових вод. Уряд країни починає суттєво стимулювати розвиток альтернативної енергетики, зокрема теплових насосів.

Температура ґрунту та гірських порід біля поверхні Землі визначається балансом теплової енергії, що надходить від Сонця та тепловим випромінюванням земної поверхні. Теплова енергія, що надійшла від Сонця, акумулюється в шарі

ґрунту осадових та гірських порід на глибинах до ізотермічної поверхні. Шар ґрунту між глибиною промерзання та ізотермічною поверхнею може розглядатися як природний сезонний акумулятор теплової енергії, причому енергія, відведена в зимовий період буде відновлюватись в теплий період року; це стосується і ґрунтових вод, що насичують вищевказаний шар ґрунту та осадових порід. Розподіл густини теплового потоку відображено на рис. 2.22.

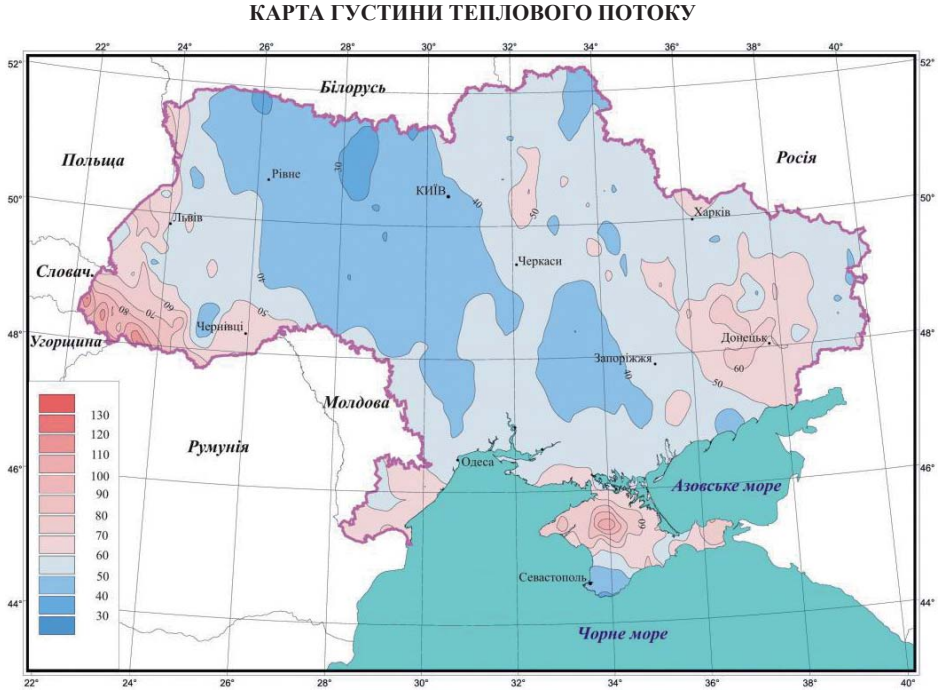


Рис. 2.22. Загальний потенціал геотермальної енергії України [257]

Теплова енергія ґрунту та ґрунтових вод може використовуватися для обігріву та вентилювання приміщень (табл. 2.5). Відбір теплової енергії від ґрунту може здійснюватися за допомогою теплових насосів. Температура теплоносія в теплонасосу становить від –5–7 до +10–12°С і є придатною для виробництва теплоносія з температурою 40–70°С за допомогою теплових насосів. Досвід провідних країн свідчить, що енергію ґрунту найчастіше використовують в теплонасосних установках потужністю до 70–100 кВт, які обслуговують окремі невеликі приватні будинки міст та сіл.

В Україні експлуатується 9,3 млн. приватних будинків з загальною площею 515,8 млн. м^2. Для їх теплопостачання можна використовувати теплонасоси з теоретичним запасом теплової енергії 525 855 тис. МВт·год на рік. Це і є теоретичні ресурси теплової енергії ґрунту та ґрунтових вод, що значно перевищують потреби енергії для опалення садибних житлових будинків.

У середньому, щороку, населенню України продається котельно-пічного палива в обсязі, еквівалентному 26 872 тис. т у. п., у вигляді природного газу,

Таблиця 2.5

Енергетичний потенціал низькопотенціальної теплоти ґрунту та ґрунтових вод в областях України [257]

п/п	Область	Загальний потенціал	Технічний потенціал	Доцільно-економічний потенціал
1	Вінницька	4 731	3 379	513
2	Волинська	3 321	2 372	290
3	Дніпропетровська	15 438	11 027	424
4	Донецька	15 422	11 015	2 656
5	Житомирська	3 374	2 410	428
6	Закарпатська	5 093	3 638	79
7	Запорізька	3 833	2 738	355
8	Івано-Франківська	5 532	3 951	51
9	Київська	12 966	9 262	192
10	Кіровоградська	3 720	2 657	833
11	Луганська	10 571	7 551	1 958
12	Львівська	11 941	8 529	203
13	Миколаївська	3 441	2 458	117
14	Одеська	4 015	2 868	195
15	Полтавська	9 163	6 545	162
16	Рівненська	3 106	2 219	225
17	Сумська	4 492	3 208	239
18	Тернопільська	3 819	2 728	194
19	Харківська	12 125	8 661	153
20	Херсонська	2 597	1 855	172
21	Хмельницька	4 438	3 170	171
22	Черкаська	4 286	3 061	476
23	Чернівецька	2 149	1 535	123
24	Чернігівська	3 930	2 807	149
25	АР Крим	4 027	2 877	206
	Всього	157 530	112 521	10 564

коксу, вугілля, торфу, вугільних та торф'яних брикетів, рідкого пічного палива, дров. Із зазначеної кількості палива близько 241 85 тис. т у. п. спожито для опалення та гарячого водопостачання, при цьому було вироблено теплової енергії в обсязі до 157 528 тис. МВт·год. Для виробництва такої кількості теплової енергії необхідно було б використати 112 520 тис. МВт·год. низькопотенціальної теплової енергії, що приймається за оцінку технічно доступного обсягу використання теплової енергії ґрунту та ґрунтових вод для теплопостачання приватних будинків.

Оцінки ресурсів низькопотенціальної теплової енергії ґрунту та ґрунтових вод, визначені на основі статистичних даних про житловий фонд та споживання котельно-пічного палива, можуть прийматися в якості прогнозу на найближчі роки (рис. 2.23-2.24).

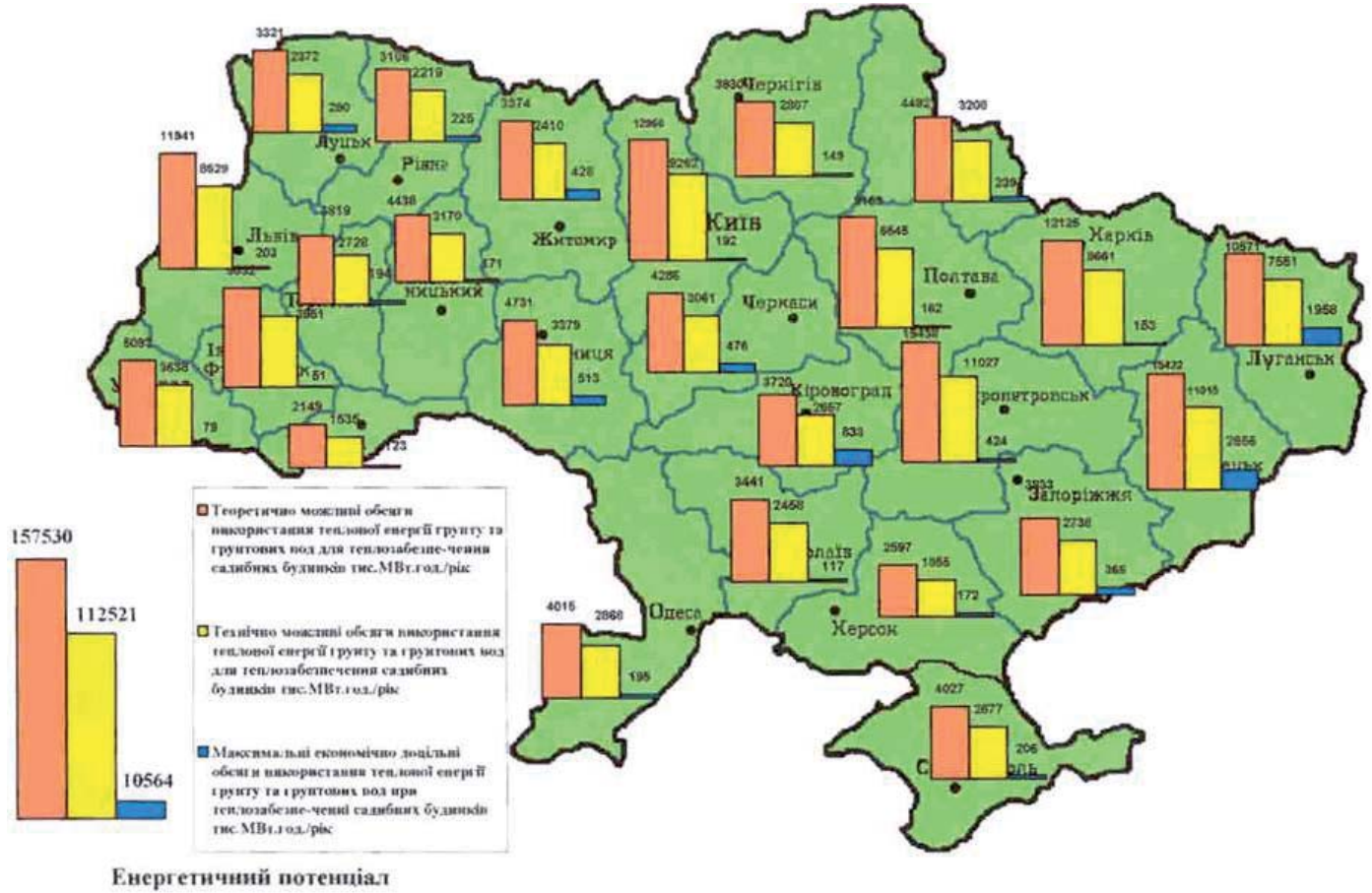


Рис. 2.23. Енергетичний тепловий потенціал ґрунту та ґрунтових вод в областях країни [233]

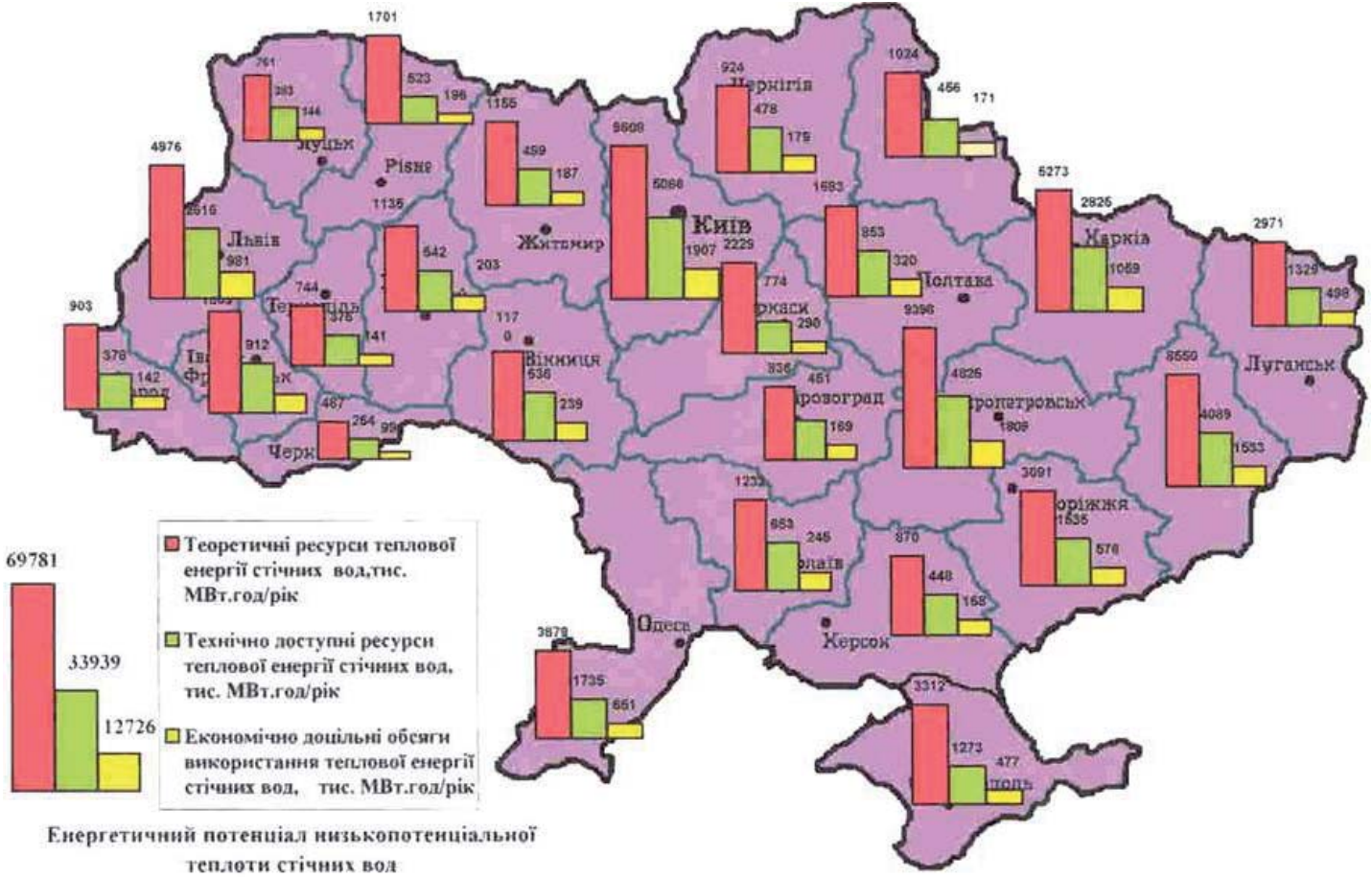


Рис. 2.24. Енергетичний тепловий потенціал стічних вод по областях країни [233]

2.11.3. Загальна інформація про теплові насоси у Світі

Слід відзначити, що теплові насоси можуть використовувати у якості джерел енергії не тільки теплоту грунту, повітря але й скидне повітря технологічних процесів каналізаційних стоків і т.ін., використовуватись у реверсних режимах. Останнім десятиріччям в багатьох країнах існує державна політика заохочення власників будинків встановлювати теплові насоси для опалення своїх будинків взимку та (за необхідності) охолодження (кондиціонування повітря) в літній час. Вартість виконаних проектів зазвичай покривається урядом для збільшення зацікавленості встановленням таких пристроїв. Оскільки вони сприяють зниженню проблеми, пов'язаної з електропостачанням у періоди пікового попиту і його покриття за рахунок енергії з теплових насосів. Серед світових лідерів виробництва теплових насосів є США, що мають 650000 теплових насосів (6820 $МВт_t$). Країни, що максимально застосовують теплові насоси: Швейцарія, Швеція, Німеччина, Австрія (табл. 2.6).

У 2010 році в ЕС було замонтовано 103 846 теплових насосів, найбільша кількість з яких встановлено у Німеччині – 3855 штук. Таким чином на кінець 2010 року загальна кількість встановлених у ЕС теплових насосів склала 1 014 436 штук, тепловою потужністю 12611,1 МВт, що еквівалентно 1828 кт н.е. при цьому у Польщі щорічно парк теплових насосів поповнювався на 4200 штук. Вважається що на даний момент у Польщі працює біля 20 тис. ТН загальною потужністю біля 257 МВт (30 кт н.е.).

Таблиця 2.6

Дані по кількості теплових насосів і енергії, отриманої в країнах ЄС [29]

Країна	2009		2010		2009	2010
	Кількість	МВт·год	Кількість	МВт·год	Кількість встановлених насосів, шт	
Швеція	348 636	3 702,0	378 311	4 005,0	27 544	31 954
Німеччина	179 634	2 250,5	205 150	2 570,1	29 371	25 516
Франція	139 688	1 536,6	151 938	1 671,3	15 507	12 250
Фінляндія	52 355	967,8	60 246	1 113,0	6 137	8 091
Австрія	55 292	618,8	61 808	729,5	7 212	6 516
Голандія	24 657	633,0	29 306	745,0	5 309	4 690
Польща	15 200	202,3	19 320	257,0	4 200	4 120
ЄС	913 147	11 282,2	1 014 436	12 611,1	106 940	103 846

2.11.4. Конструкція та принцип дії теплових насосів

2.11.4.1. Теоретичні основи роботи теплових насосів

При безперервно зростаючих цінах на паливо в нашому суспільстві постає питання про вибір відповідної системи опалення. Одним з основних факторів при виборі цієї системи є експлуатаційні витрати. Тепловий насос є пристро-

єм, що дозволяє використовувати теплову енергію, накопичену в навколишньому середовищі. Теплові насоси є одними з найдешевших в експлуатації джерел тепла, які використовуються для обігрівання будинків й нагрівання води через те, що використовується відновлювана енергії, накопичена в навколишньому середовищі: грунті, воді чи повітрі. Коефіцієнт корисної дії теплових насосів є високим: в залежності від зовнішньої температури становить 3÷5; в середньому 4 протягом всього опалювального сезону – це означає, що в середньому з кожних 5 кВт енергії, що надходить до калориферів чи збірника теплої води, 1 кВт походить з електромережі, а решта 4 кВт – з ґрунту, води чи повітря. Для порівняння: у газових або масляних котлах цей коефіцієнт коливається в межах 0,9 – 0,96, а в сучасних конденсаторних котлах перевищує 1.

Тепловий насос є екологічним, низькотемпературним обігрівальним пристроєм, принцип дії якого базується на відомих фізичних явищах і перетвореннях.

Цикл Карно, що описує принцип роботи теплового насоса, представлений на рис. 2.24. Прямокутник А представляє енергію, взяту з навколишнього середовища, прямокутник В – енергію, призначена для приводу компресора. Загальна площа А і В – це енергія, яка віддається до системи опалення.

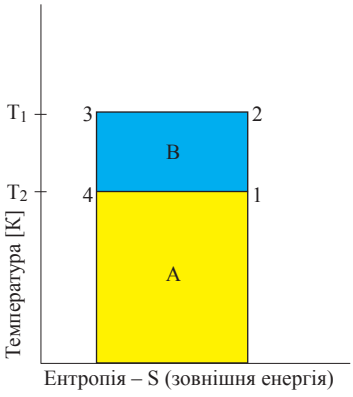


Рис. 2.25. Цикл Карно
4-1 випаровування – отримання тепла з середовища;
1-2 стискування робочої рідини;
2-3 конденсація – віддача тепла воді с.о.;
3-4 розширення

Процес транспортування тепла з точки нижчої температури до точки вищої можливий лише за участі енергії ззовні. Цією енергією є електроенергія, підведена до компресора, який є одним з елементів термодинамічного циклу. Теоретичний коефіцієнт перетворення ідеального теплового насоса розраховується за формулою Карно:

$$\eta = \frac{T_2}{T_2 - T_1} \tag{2.6}$$

де T_2 – температура конденсації, а T_1 – температура кипіння холодильного агента, в градусах Кельвіна. Якби тепловий насос працював в ідеальному циклі, то при температурі кипіння +5°С (T_1 = 278К) і при температурі конденсації 55°С (T_2 = 328К) він міг би працювати з коефіцієнтом перетворення, рівним 6,56. Насправді коефіцієнт перетворення дещо менше, тому що повністю ідеальних теплових машин не існує. Якщо тепло відводиться водою, то різні холодагенти

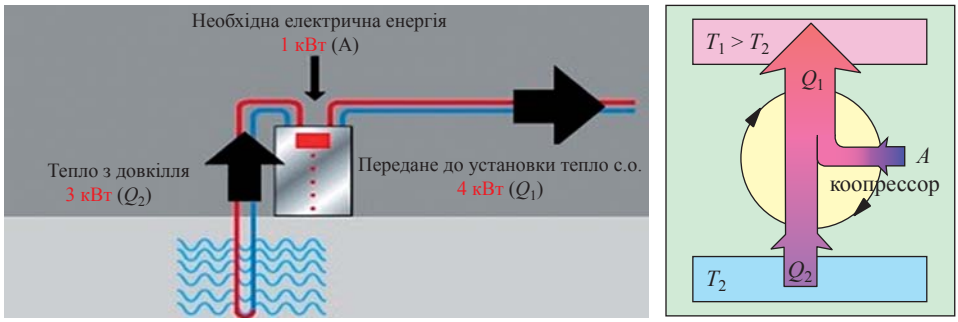


Рис. 2.26. Схема розподілу енергії в теплонасосній установці [39]

дозволяють досягти наступних температур: R717, R502, R22 – близько +50°С, R134a – +70°С, R142 – +100°С.

Теплові насоси отримують енергію з низькопотенційного теплового джерела і постачають її до споживача, підігріваючи до температури 35–55°С. На рис. 2.26 представлено схему теплового балансу ТН. Як ми бачимо, теплові насоси перекачують розсіяну теплову енергію землі, води або навіть повітря у відносно високопотенційне тепло для опалення об'єкта. Приблизно 75% опалювальної енергії можна зібрати безкоштовно із природи: ґрунту, води, повітря й тільки 25% енергії необхідно витратити для роботи самого теплового насоса.

2.11.4.2. Принцип дії та конструкція теплових насосів

Внутрішній контур теплових насосів складається з конденсатору, розширювального клапану, випарника, компресора (у компресорних ТН) та тероморегулятора який управляє процесом передачі теплової енергії. В якості робочої рідини, за допомогою якої власне і відбувається теплопередача, слугує холодоагент, циркулюючий в системі. Це рідина із певними фізичними властивостями й характеристиками.

Холодоагент під високим тиском через розширювальний клапан (капіляр) попадає у випарник, де за рахунок різкого зменшення тиску відбувається про-

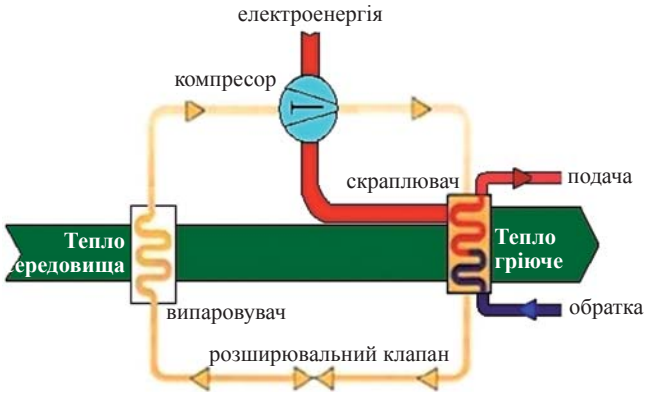


Рис.2.27. Принцип дії теплового насосу [22]

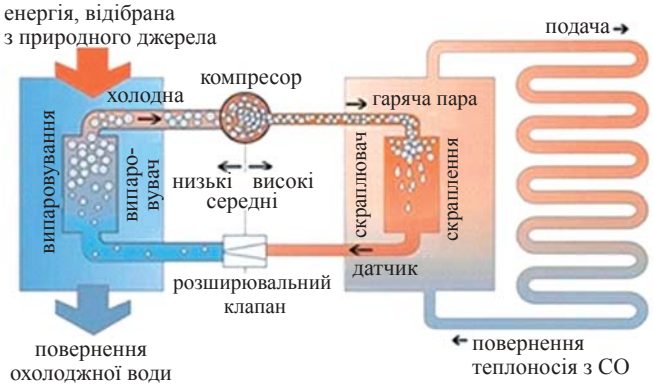


Рис. 2.28. Деталізований принцип дії теплового насосу [240]

цес випаровування. При цьому холодоагент відбирає тепло у внутрішніх стінок випарника, а випарник у свою чергу віднімає тепло в грунтового або водяного контуру. За рахунок чого і отримується додаткова (безкоштовна) теплова енергія. Компресор вбирає холодоагент із випарника, стискає його, за рахунок чого температура холодоагенту ще більше підвищується, й виштовхує його в скраплювач (конденсатор). У скраплювачі, нагрітий у результаті стискування холодоагент віддає тепло (температура порядку 85–125°С) опалювальному контуру й переходить у рідкий стан (конденсується). Цикл повторюється постійно поки температура в опалювальному контурі будинку не досягне необхідної. Тоді терморегулятор вимикає ТН. Коли температура в опалювальному контурі падає, терморегулятор знову запускає тепловий насос. У такий спосіб холодоагент у тепловому насосі робить зворотний цикл Карно.

В якості основного показника ефективності теплового насоса застосовується коефіцієнт перетворення або опалювальний коефіцієнт COP (*coefficient of performance*), що дорівнює відношенню теплової енергії виробленої ТН до споживаної ним електричної потужності. У режимі охолодження для оцінки ефективності застосовується холодильний коефіцієнт EER (*energy efficiency ratio*), рівний відношенню продуктивності виробництва холоду ТН до споживаної потужності.

$$COP = \frac{Q_t}{P_{el}} \tag{2.7}$$

$$EER = \frac{Q_{хол}}{P_{el}} \tag{2.8}$$

Q_1 – отримана теплова енергія, кВт;
P_{el} – витрачена електроенергія;

Найбільш ефективне використання теплових насосів для одночасного отримання тепла та холоду у різних контурах. Наприклад, підігрів води для гарячого водопостачання та кондиціонування приміщення охолодженим повітрям. Таку систему можливо змонтувати на базі ТН типу «повітря – вода». Іншим прикладом може слугувати охолодження молока для подальшого транспортування і одночасна підготовка гарячої води для технологічних потреб. В такому разі використовується ТН типу «рідина – вода».

При такому використанні коефіцієнт перетворення розраховується як:

$$COP = \frac{Q_t + Q_{хол}}{P_{el}} \tag{2.9}$$

Приклад: Розрахувати коефіцієнт корисної дії теплового насоса на основі технічних даних.

Тепловий насос WPWE SO/W35 – потужність нагріву Q_1 = 5,1 кВт; електрична потужність P_2 = 1,2 кВт

$$COP = \frac{P_2}{P_1} = \frac{5,1}{1,2} = 4,25 \tag{2.10}$$

Результати досліджень теплового насосу повітря-вода

У лабораторії відновлюваних джерел енергії №1 у Кракові було проведено дослідження для визначення коефіцієнта потужності теплового насоса типу повітря – вода (рис. 2.29, табл. 2.7). Насос використовується для опалення або охолодження приміщень і ГВП.

Прилад оснащений двома вентиляторами, які пропускають повітря через мідний колектор, що є циклом джерела тепла вхідного контуру і одночасно випарником, в якому безпосередньо відбувається випаровування**.**



Рис. 2.29. Устаткування для лабораторних досліджень в ОШЕ № 1 в Кракові

Таблиця 2.7

Технічні характеристики теплового насоса DXA60LGA [133]

Тип	повітря / гліколь
Джерело тепла	Атмосферне повітря
Потужність нагрівання	18,1 [кВт]
Потужність охолодження	15,08 [кВт]
Споживча потужність	7,727 [кВт]
Вхідний струм	400 В–50 Гц, 3 фазовий
Вага установки	175 [кг]
Розмір	1025 × 1580 × 425 [мм]
Температура повітря	–10[°C] в трубі нагріву +60 [°C] в трубі охолодження
Макс. температура води с.о.	+55 [°C]
Мінім. різниця рівнів інсталяції	15 [м]
Макс. різниця рівнів інсталяції	30 [м]
Робоча рідина	R410A

У цій системі гріючими елементами є: один кліматконвектор фірми AERMEC модель FCX42AC, а також контур підігріву підлоги довжиною 5 м з ПЕ трубок.

Пристрої зв'язані в контур за допомогою мідних труб. Циркуляція води відбувається за допомогою циркуляційного насоса, який є елементом теплового насосу. У циркуляції системи опалення знаходиться водний розчин етилового гліколю концентрацією 50%.

Для визначення емісії теплової енергії використовуються термометри, які контролюють зміни температури в циклі опалення і встановлені безпосередньо за або перед тепловим насосом. Крива змін температур разом зі зміною температури повітря чи даних з комп'ютера системи відображена на діаграмі. Один повний цикл представлений на рис. 2.30.

Величина електроенергії, одержаної з мережі, записана згідно вимірів датчика.

$$COP = \frac{Q}{E} \tag{2.11}$$

$$Q = m \cdot C_v \cdot \Delta T, \text{ кВт} \cdot \text{год} \tag{2.12}$$

де:
Q – теплова потужність, отримана від ТН;
E – витрати електроенергії;
c_v – питома масова теплоємність рідини в циклі опалення, Вт/кг К;
m – маса теплоносія, кг;
ΔT – різниця температур теплоносія до і після віддачі теплової енергії, К.

$$E = U \cdot I \cdot t, \text{ кВт} \cdot \text{год} \tag{2.13}$$

де: U – напруга, В; I – струм, А; t – час, год.

На основі представленого фрагменту коливань температури відділено один повний цикл роботи насоса. Час тривання циклу становить 10 хв. безперервної роботи компресора, 70 секунд роботи вентиляторів.

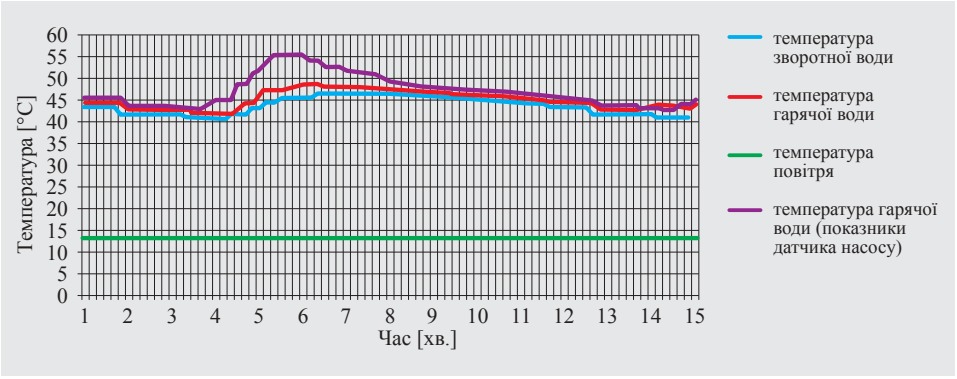


Рис. 2.30. Фрагмент діаграми коливань температури рідини в обігрівальному циклі

За допомогою вищезазначених формул розраховано:

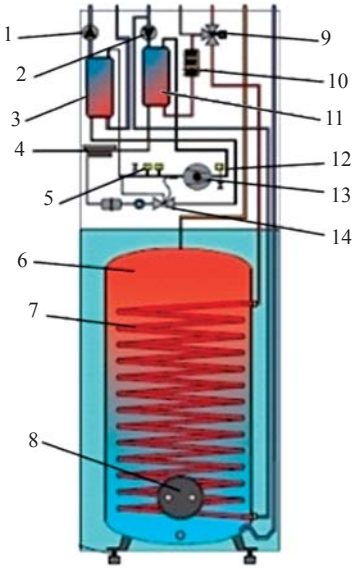
$$Q = 2\ 859\ 436,\ \text{Дж} = 0{,}794288,\ \text{кВт} \cdot \text{год}$$

$$E = 0{,}2365,\ \text{кВт} \cdot \text{год}$$

$$COP = 3{,}36$$

2.11.5. Будова теплових насосів

Найкраще використовувати отриману від ТН енергію в низькотемпературній системі опалення для підігріву підлоги, стін та для конвекторів. Останні можуть працювати і в літній час як кондиціонери. При облаштування старої радіаторної системи опалення тепловим насосом необхідно зважити на те, що чим більша температура в с.о. тим менш ефективним є ТН. Тому встановлені радіатори, повинні бути низькотемпературними 50/40°С та мати більшу поверхню теплообміну. Радіаторне опалення також вимагає створення додаткового резервуара для води, який називають тепловим акумулятором. Побутові потреби населення у теплій воді не відіграють великої ролі в енергетичному балансі системи. Але при більш високому попиті на воду (наприклад, обігрів домашнього басейну) це повинно враховуватись при визначенні встановленої потужності насоса (рис. 2.31-2.33).



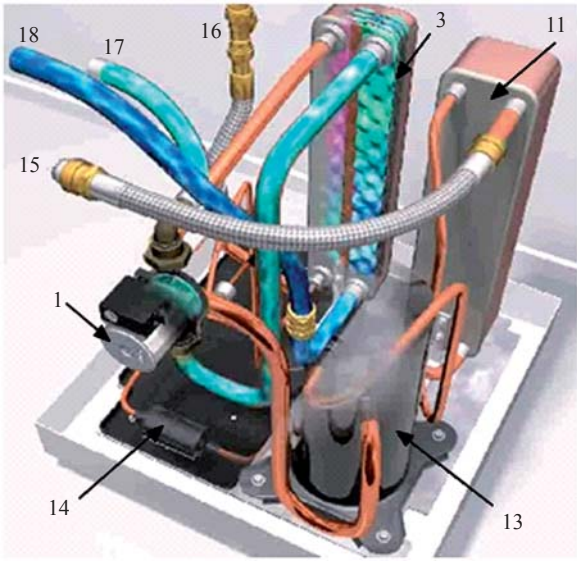


Рис. 2.31. Будова теплового насосу [22]

Рис. 2.32. Лабораторна модель теплового насосу [22]

1 – насос охолоджувача; 2 – насос нагрівача; 3 – випарник; 4 – жолоби для конденсату; 5 – клапан низького тиску; 6 – теплообмінник; 7 – нагрівач; 8 – ревізійний отвір; 9 – триходовий клапан; 10 – електричний нагрівач, 11 – випарник; 12 – клапан високого тиску; 13 – компресор; 14 – розширювальний клапан; 15 – шланг до системи опалення; 16 – водопровід для зворотної води; 17 – шланг подачі гліколю з охолоджувача; 18 – шланг для подачі гліколю до охолоджувача.

Тепловий насос може бути інтегрований до загальної системи теплопостачання з іншими джерелами теплової енергії: газовим або мазутним котлом, каміном, геліосистемою тощо. Сучасні теплові насоси мають процессори, що підтримують функції співпраці з іншими джерелами тепла. Різні джерела тепла в сукупності з тепловим насосом налаштовуються на потреби споживача.



Рис. 2.33.Теплопункт з ТН та баком-накопичувачем [39]

Стандартний мікроконтролер теплового насосу (ТН), крім своїх внутрішніх функцій, дозволяє:

- *Програмування, що залежить від погоди* – споживач може запрограмувати зниження температури в приміщенні під час теплих періодів зими, щоб уникнути перегріву;
- *Добове і тижневе програмування* – користувач може запрограмувати різні температури і інтенсивності нагріву в різний час доби і протягом тижня (наприклад, зниження температури під час виїзду на роботу, підвищення температури у вихідні дні тощо);
- *Економічне програмування* – користувач може запрограмувати інтенсивне нагрівання з метою акумуляції тепла в системі ГВП і системи опалення (с.о.) в періоди пільгових тарифів на електроенергію.

2.12. Розрахунок системи опалення з тепловим насосм

Законом передбачено, що кожен власник нової будівлі повинен представити сертифікат на використання енергії. Енергетичне свідоцтво описує теплові параметри будівлі. Оцінка будинку, зазначена у сертифікаті, містить ряд даних, які є корисними для інженерів, що конструюють системи опалення з тепловим насосом. Однак у випадку старих будівель потрібно розрахувати потреби у теплі перед покупкою теплового насосу. Ці розрахунки повинні бути виконані проектантом і узгоджені з власником, щоб запропонувати оптимальний спосіб опалення будинку.

На сьогоднішній день існують відповідні комп'ютерні програми, які виконують відповідні розрахунки щодо потреб у теплі в залежності від параметрів будинку.

2.12.1. Визначення загальної потреби будівлі у тепловій енергії

Перед вибором теплового насосу потрібно визначити загальну потребу будівлі у тепловій енергії (ЗПТЕ). Розрахунки щодо потреби у тепловій енергії об'єкту загальним об'ємом до 600 м³ повинні проводитись за стандартом PN-B-03406: 1994 "Розрахунок потреби у тепловій енергії приміщень об'ємом до 600 м³".

Якщо тепловий насос працюватиме на більших об'єктах, то необхідно зробити розрахунок згідно з відповідними стандартами для таких об'єктів.

Споживання тепла розглядається, як характеристика будівлі. Вид опалення не має впливу на його значення. Цей вплив, однак, має важливе значення для визначення річного споживання енергії .

Повне споживання теплової енергії Q_N (стандартизована потреба у теплі) є сумою:

$$Q_N = Q_T + Q_L, \text{ Дж} \tag{2.14}$$

де:
Q_T – потреба в теплі на покриття втрат, пов'язаних з проникненням тепла через перегородки, які оточують приміщення (теплопровідність), Дж;
Q_L – потреба в теплі на покриття втрат, пов'язаних з обігрівом повітря, необхідного для провітрювання приміщення (вентиляційне тепло), Дж.

Метою розрахунків (які повинні проводитися в будь-якому випадку) є перевірка відповідності будівельної конструкції даному типу опалення

$$Q_t = k \cdot A(T_1 - T_a) \cdot t = \frac{A(T_1 - T_a)}{R}, \text{ Вт} \tag{2.15}$$

де:
A – поверхня будівельного елементу, м²;
k – середній коефіцієнт теплопередачі, Вт/м²К;
$R_k = 1/k$ – опір теплопередачі, м²К/Вт;
T_1 – внутрішня температура, °С;
T_a – зовнішня температура, °С.

$$Q_L = V \cdot q \cdot c \cdot (T_1 - T_a), \text{ Вт} \tag{2.16}$$

де:
V – інтенсивність потоку, м³/год;
c – питома теплоємність повітря, Дж/кг·К;
ρ – густина повітря, кг/м³.

Повна потреба у тепловій енергії є сумою втрат на покриття потреб у теплопровідності всіх кімнат будинку. У суму тепла вентиляції враховують коригуючий коефіцієнт, оскільки не всі стіни однаково продуваються вітром.

Приблизне визначення ЗПТЕ

При розрахунку кошторисних потреб в енергії будинку можна використати формулу, яка представлена нижче, якщо відомий середній коефіцієнт теплопередачі k_m, виражений в Вт/м²К.

$$Q_N = \left(k_m \cdot \frac{A}{V} + 0{,}34 \cdot n \right) \cdot V \cdot \Delta T, \text{ Вт} \tag{2.17}$$

де:
A – повна зовнішня поверхня, м²;
k_m – середній коефіцієнт теплопередачі в Вт/м²К;
V – загальна ємкість будівлі в м³;
n – зміна повітря за годину (коефіцієнт повітрообміну) = від 0,5 до 1,0;
ΔT – різниця температур в К.

Будинки побудовані згідно норм і правил будівництва щодо теплотехнічних показників огороджувальних конструкцій, що існували у різні періоди й у різних країнах мають наразі велику різницю у теплових втратах (рис. 2.34). Згідно балансу теплової енергії, кількість теплової енергії, що надходить від системи теплопостачання повинна дорівнювати втратам теплової енергії.

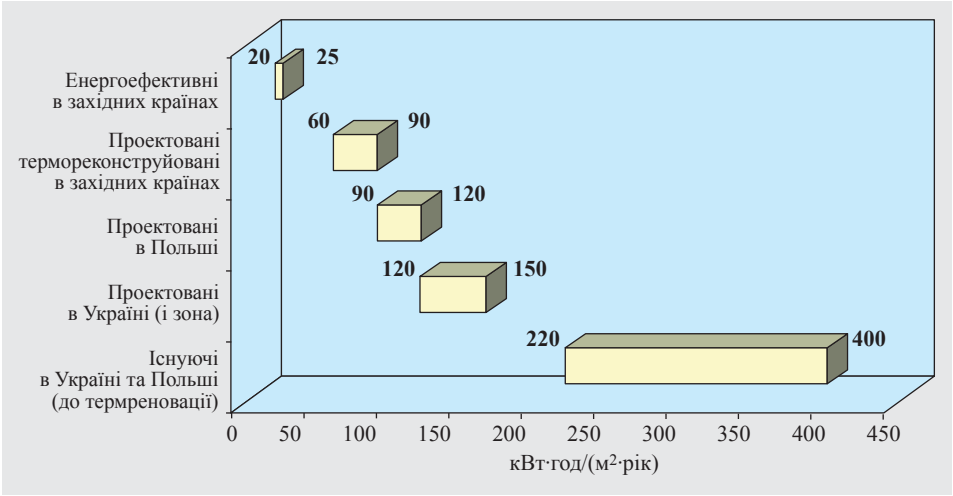


Рис. 2.34. Річні втрати теплової енергії на опалення будинків [274]

З метою визначення потреб будівлі в енергії можуть бути використані показники потреб, виражені у Вт/м² (від 35 до 90 і більше), або Вт/м³ (від 15 до 30 і більше). Але такі розрахунки є лише оцінюючими. Таким чином, після затвердження застосування теплових насосів для того, щоб підтвердити свій вибір, потрібно точно розрахувати ЗПТЕ. У табл. 2.9. представлено показники попиту у Вт/м², а також Вт/м³ залежно від рівня утеплення будівлі.

Таблиця 2.8

Показники попиту у Вт/м², а також Вт/м³ залежно від рівня утеплення будівлі

Тип будівлі	Показник попиту у Вт/м²	Показник попиту у Вт/м³
Стара будівля без утеплення	вище 90	вище 30
Будівля з середнім утепленням (ізоляція: пінопласт, мінеральна вата близько 5 см; зовнішні стіни, стеля, дах)	Близько 65–75	Близько 25–30
Будівля з гарним утепленням (ізоляція: пінопласт, мінеральна вата від 10–15 см; зовнішні стіни, стеля, дах)	Близько 50–55	Близько 20
Будівля з дуже гарною ізоляцією зовнішніх стін, стелі, даху (ізоляція: пінопласт, мінеральна вата близько 20–25 см)	Близько 30–45	Близько 15

2.12.2. Визначення робочої системи опалення

Визначаючи роботу системи опалення, маємо на увазі, чи в обігрівальній системі міститься тільки один обігрівальний пристрій – моновалентна система (теплогенератор у вигляді теплового насоса, газового, мазутного, електричного котла або іншого опалювального обладнання) або два опалювальні прилади – бівалентна система, які співпрацюють між собою в різних конфігураціях.

Моновалентна система

У моновалентній системі (рис. 2.35) ТН – це єдиний опалювальний пристрій, який покриває 100% енергетичних потреб у повному діапазоні взятих для розрахунків внутрішніх і зовнішніх температур. Робоча система застосовується при температурі живлення до 65°С (низькотемпературні системи радіаторів і обігріву підлоги). Найкраще нижнє джерело тепла: ґрунт, вода.

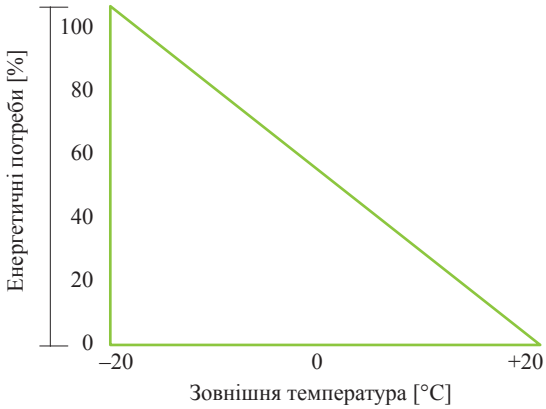


Рис. 2.35. Моновалентна система [22]

Система бівалентна – альтернативна

В опалювальній системі працюють два обігріваючі пристрої (рис. 2.36). Тепловий насос покриває енергетичні потреби до визначеної зовнішньої температури (T_{bw} – температура бівалентної точки, вимикання теплового насосу), наприклад – 8°С. За цієї температури припиняється робота теплового насосу, обігрівання здійснюється іншим пристроєм (комином, електричним або газовим котлом). Система використовується при температурі джерела живлення до +90°С (води, ґрунту, повітря).

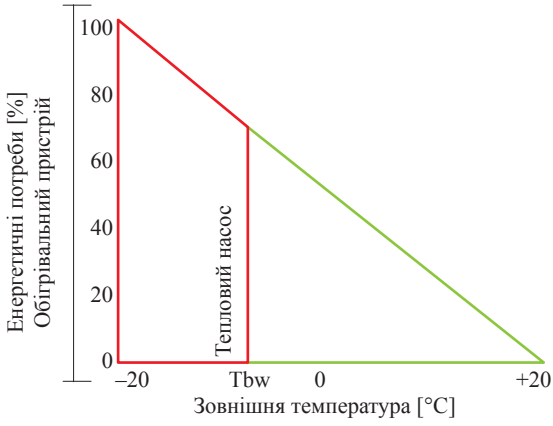


Рис. 2.36. Бівалентна система – альтернативна [22]

Бівалентна система – паралельна моноенергетична

У системі опалення працюють два обігріваючі пристрої (рис. 2.37). Тепловий насос покриває енергетичні потреби до визначеної зовнішньої температури (T_{bz} – температура бівалентної точки, перемикання на інший пристрій), наприклад –8°C. За цієї температури в роботу вступає другий обігріваючий пристрій, наприклад газовий або дизельний котел. З цього моменту обидва пристрої працюють паралельно. У випадку, якщо другим обігрівачем є електричний нагрівач, це є бівалентна паралельна моноенергетична система. Найкраще нижнє джерело тепла: ґрунт, вода.

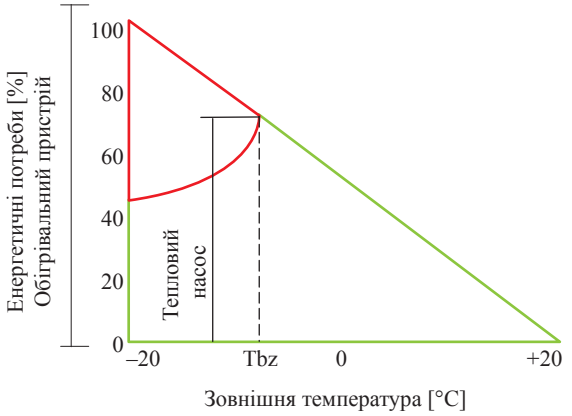


Рис. 2.37. Бівалентна система – паралельна моноенергетична [22]

Бівалентна система – частково-паралельна

Робоча система застосовується за температури живлення до 65°C і більше (рис. 2.38). Ця система працює аналогічно попередній, і за температури, наприклад –8°C, в роботу вступає другий обігріваючий пристрій, наприклад газовий або дизельний котел, електричний нагрівач. З цього моменту обидва пристрої працюють паралельно. Але при подальшому зниженні зовнішньої температури тепловий насос вимикається (температура бівалентної точки, вимикання теплового насосу), і все навантаження переймає другий обігрівальний пристрій, наприклад котел, нагрівач, турбокомин. Найкращим нижнім джерелом тепла є ґрунт, вода або повітря.

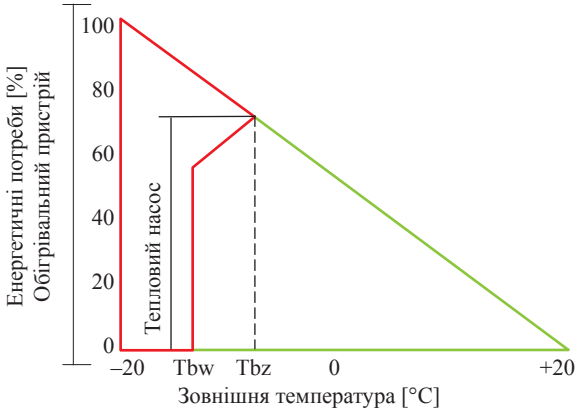


Рис. 2.38. Бівалентна система – частково паралельна [22]

2.12.3. Система опалення з використанням теплового насосу

Нижче показана блок-схема системи опалення з використанням теплового насосу обігріваючого пристрою (рис. 2.39). Система опалення за допомогою теплових насосів складається з трьох окремих установок:

- установки вхідного контуру теплового насосу (WQA);
- теплового насосу WP;
- установки вихідного контуру теплового насосу (WNA) – установка, розподіляюча теплоносій (воду) в системах теплопостачання.

Найважливішим параметром, який впливає на ефективність теплового насосу, є температура джерела вихідного контуру, тобто температура всередині будівлі. Вона має бути мінімальною, щоб тепловий насос обігрівав великі поверхні (підлогу, стіни).

Іншим параметром, що значно впливає на ефективність теплового насоса, є температура джерела вхідного контуру, тобто середовища, з якого ми одержуємо тепло.

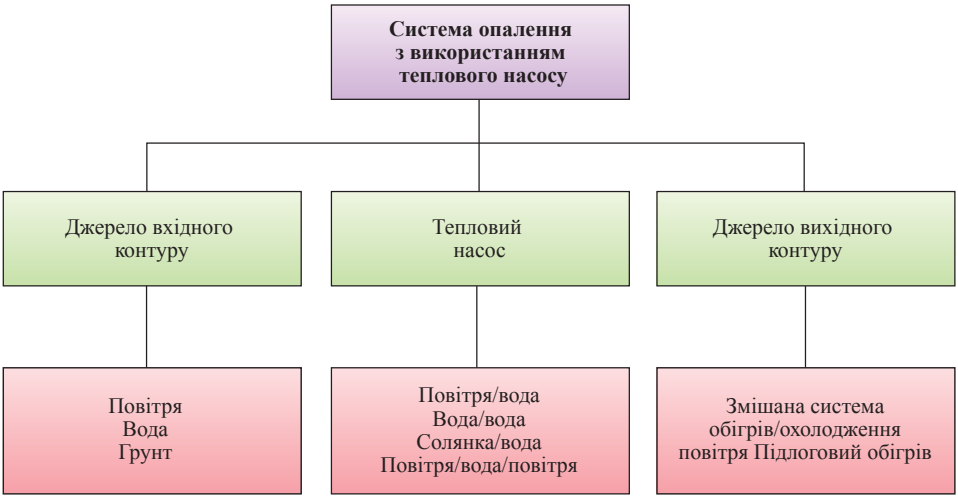


Рис. 2.39. Система опалення з тепловим насосом

2.13. Вхідний контур теплового насосу (WQA)

Джерелом тепла вхідного контуру для теплового насосу може бути: ґрунт, вода, повітря та інше (стічні води тощо). У 2010 році процентне співвідношення нижніх джерел теплопостачання у теплових насосах був таким: грунт – 59%, вода – 15%, повітря – 26% [209].

Тепловими насосами, крім вищевказаних первинних джерел тепла використовувалися і інші. Наприклад, низькопотенційне тепло технологічних установок, каналізаційні стоки, водосховища і т.ін. Але їхня доля незначна.

Кількість тепла що отримується від нижнього джерела теплового насосу можна розрахувати за формулою:

$$Q_{н} = \frac{Q_{ТН} \cdot (COP - 1)}{COP} \qquad (2.18)$$

де:

$Q_{н}$ – теплова енергія, що надійшла до споживача, кВт·год.

Коефіцієнт перетворення (COP) залежить від температури зовнішнього джерела тепла. Тому ефективність теплових насосів значною мірою залежить від первинного джерела низькопотенційної теплової енергії (рис. 2.40). ТН, де верхнім джерелом живлення є повітря, найбільше залежать від погодних умов у порівнянні з ґрунтовими теплонасосами або тими, що використовують у якості джерела живлення ґрунтові води. Графік (рис. 2.41) ілюструє лінійну залежність показників ефективності теплового насоса типу «повітря-вода» від зовнішньої температури. й від характеру системи опалення. З графіків видно, що, при збільшенні температури від 0 до 12°С COP суттєво збільшується .

Теплові насоси звичайної конструкції з огляду на теплову інерційність робочої рідини та джерел живлення працюють у режимі включення – виключення компресору, за різницею тиску у різних камерах. Теплові насоси останніх моделей підтримують необхідні параметри тиску робочої рідини за допомогою частотного регулювання обертів компресора.

Промислові теплонасоси, що використовують багатоциліндрові компресо ри можуть регулювати потужність завдяки секвенційному додаванню чергових циліндрів. Для теплопостачання великих промислових об'єктів застосовується системи з двома або більше компресорами, підключеними паралельно. Вимикання або додавання чергових теплонасосів дозволяє отримати стрибкоподібне підвищення потужності.

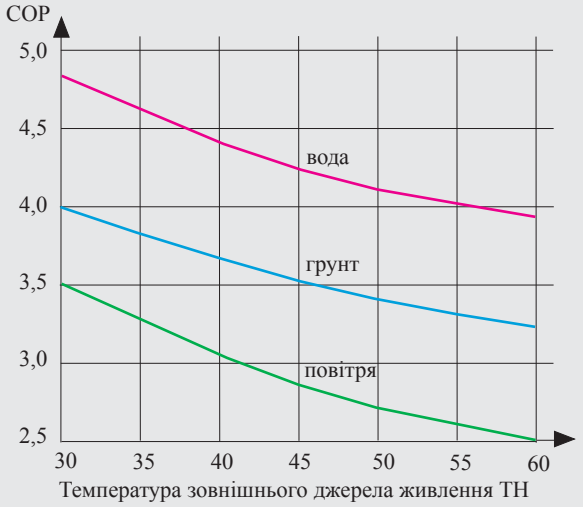


Рис. 2.40. Залежність ефективності ТН (COP) від типу та температури нижнього джерела тепла [262]

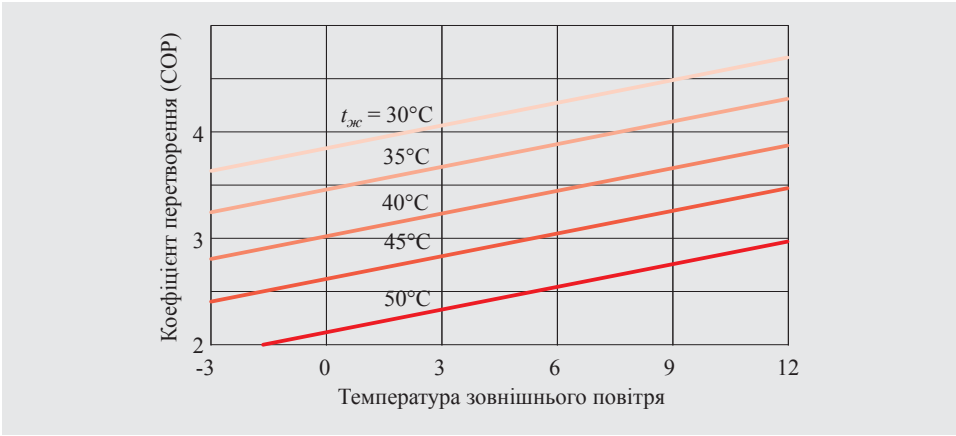


Рис. 2.41. Залежність коефіцієнта перетворення однієї з моделей теплового насоса "повітря-вода" від зовнішньої температури. T_{2k} – температура с.о. [55]

2.13.1. Теплові насоси типу «повітря – вода»

У ТН системи «повітря – вода» в якості первинного джерела теплової енергії слугує повітря. Повітряні системи первинного джерела живлення характеризуються найменшими капіталовкладеннями. Вони не потребують земляних робіт, прокладки водяних та грунтових зондів, дозвільних документів на свердловини і т.ін. Однак необхідно зазначити, що за низької температури коефіцієнт ефективності теплового насоса типу повітря-вода є порівняно низьким, і тому використання таких насосів у холодні періоди року не дуже ефективно (див. вище). Повітря, як джерело вхідного контуру, найчастіше використовується в системах малої потужності. Існують двокаскадні теплові насоси, що можуть працювати і при досить низьких температурах але поки що ціна їх дуже висока.

2.13.2. Теплові насоси типу «грунт – вода»

2.13.2.1. Горизонтальні ґрунтові системи

Тепло ґрунту є акумульованою сонячною енергією, проникаючою вглиб нього разом з дощем. Кількість тепла, що знаходиться в ґрунті, і площа необхідної поверхні залежать від термофізичних властивостей ґрунту, енергії сонячного світла і інших кліматичних умов.

Поглинання тепла відбувається за допомогою теплообмінника, змонтованого під незабудованою поверхнею (паркінг, сад, спортивний майданчик, тощо) поблизу будинку, що обігрівається. Як правило, грунтові теплообмінники виготовляються з поліетиленових або металопластикових труб діаметром 25–40 мм.

Горизонтальний грунтовий теплообмінник займає велику площу. Наприклад, ТН із ґрунтовими горизонтальними колекторами потужністю 20 кВт вимагає прокладення приблизно 750 метрів поліетиленових труб діаметром 40 мм на поверхні близько 1000 м^2 (рис. 2.42). При горизонтальному виконанні спіраль-

ний або плоский грунтовий трубопровід, в якому циркулює рідина, заривається в землю на глибину нижче за рівень промерзання грунту (1,2–1,5 м). Мінімальна відстань між трубами 0,7–1,0 м. Залежно від діаметру труби на кожен квадратний метр площі огорожі тепла може бути прокладені 1,4–2,0 м труби. Довжина кожної гілки горизонтального колектора не повинна перевищувати 100 м, інакше втрати тиску в трубі і, відповідно, необхідна потужність циркуляційного насоса будуть занадто великі. У контурі поглинання теплової енергії циркулює холодоагент, наприклад гліколь, розчинений у воді у співвідношенні 1:1 (температура замерзання –15°С), який поглинає тепло ґрунту і віддає його тепловому насосу.



Рис. 2.42. Ідеальна, спрощена схема установки з тепловим насосом [205]

Ґрунтовий плоский колектор може бути представлений у наступних конфігураціях:

– плоский колектор;
– плоский спіральний колектор.

Ґрунтові колектори використовуються в виді горизонтальної простої або спіральної котушки, закопаної на глибині близько 1,8 м (горизонтальний колектор). Вибір відповідного типу колектора залежить, перш за все, від величини вільної поверхні землі, яка знаходиться поряд з об'єктом, що обігрівається. Найбільш ефективним і найменш трудомістким рішенням є горизонтальний спіральний колектор, труби ПЕ діаметром 25 або 32 мм вкладають у траншеї шириною близько 1 м у вигляді спіралі з щільністю близько 4 м труб на 1 м² траншеї. Повна протяжність ґрунтового колектора залежить від потужності теплового насосу, від виду і ступеня вологості ґрунту, в якому він установлений. Слід пам'ятати, що на місці встановленого горизонтального ґрунтового колектора не можна будувати жодного будівельного об'єкту, навіть тимчасового.

Виробники теплових насосів не зазначають протипоказань щодо того, щоб частина колектора була виконана у вигляді плоского колектора, а частина – як спіральний. Для майбутніх власників теплових насосів це може мати велике значення з огляду на величину території, яку вони мають для монтажу установки.

Розрахунок грунтових теплообмінників.

Кількість трансформованого тепла, а, отже, і розмір необхідної поверхні для розташування грунтового колектора істотно залежить від теплофізичних властивостей грунту і кліматичних умов місцевості. Теплофізичні властивості, такі як теплоємність і теплопровідність, дуже сильно залежать від складу і стану грунту. Найбільше значення має частка води, мінеральних складників, наприклад кварцу, а також величина пор, наповнених повітрям. Можливість накопичення і провідність тепла пропорційно залежить й від кількості води в ґрунті

і щільності грунту. В цьому відношенні визначає є доля води, зміст мінеральних що становить (кварц, польовий шпат), а також доля і розмір пір, заповнених повітрям. Акумулюючі властивості і теплопровідність грунту тим вище, чим більше доля води, мінеральних складових і чим вище його щільність.

Середнє значення питомої теплової потужності грунту приведене в таблиці 2.9 [7].

Таблиця 2.9

Середнє значення питомої теплової потужності ґрунту [7]

Тип грунту	Питома потужність грунтового колектора, Вт/м^2	Питома потужність грунтового зонду (вертикального), Вт/м
Піщаний сухий	10 – 15	< 20
Піщаний вологий	15 – 20	55 – 65
Глинистий сухий	20 – 25	30 – 40
Глинистий вологий	25 – 30	35 – 45
Граніт, базальт	–	75 – 80
Водоносний шар	30 – 35	80 – 100

Необхідна площа для розташування колектора розраховується по формулах (2.19) і (2.20)

$$S = \frac{Q_{гр}}{g}, \text{ м}^2 \qquad (2.19)$$

$$Q_{гр} = Q_t - P_n, \text{ Вт} \qquad (2.20)$$

де:
Q_t – теплопроизводительность ТН, Вт;
P_n – споживана потужність ТН від мережі, Вт;
g – питома потужність грунтового колектора, Вт/м^2.

Приклад.

Необхідно визначити необхідну площу грунтового колектору для розміщення в піщаному вологому грунті. Теплова потужність ТН дорівнює 10 кВт, при споживані 2,8 кВт електроенергії.

Згідно з таблицею 2.9 – g = 20 Вт/м^2, тоді

$$S = \frac{Q_t - P_n}{g} = \frac{10\,000 - 2800}{20} = 360, \text{ м}^2 \qquad (2.21)$$

Тобто, щоб трансформувати тепло з такої площі необхідно прокласти в грунті поліетиленові труби діаметром 25 × 2,3 мм і завдовжки 360 × 1,4 = 505 м (1,4 – питома витрата труби на квадратний метр площі). Окремі контури повинні мати однакову довжину. На практиці зазвичай використовують контури по 100 м кожен. Тобто нам необхідно 5 контурів 100 метрової поліетиленової труби 25 × 2,3 мм.

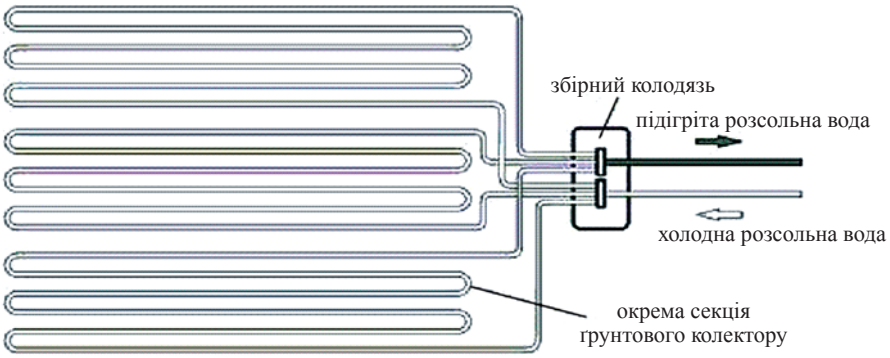


Рис. 2.43. Плоский колектор, спосіб укладки

Усі розподільники і колектори слід розташовувати в доступних місцях для огляду, наприклад, в окремих розподільних шахтах зовні дома або в підвальній шахті будинку. Фітинг повинен виготовлятися з корозійностійких матеріалів. Усі трубопроводи в будинку і введення через стіну мають бути теплоізольовані із забезпеченням дифузійної непроникності для пари, щоб уникнути появи конденсату, оскільки в тій, що подає і зворотній магістралях знаходиться холодний (відносно температури підвалу) теплоносій.

Ґрунтовий плоский колектор потрібно укладати так, як представлено на рис. 2.43. Компонування спірального колектора потрібно виконати згідно з рис. 2.44-2.45, а також відповідно вказівок щодо монтажу, представлених у таблиці 2.10.

Перед монтуванням труб кожної секції на відкритій території (плоский колектор) або в траншеї (спіральний колектор) потрібно насипати 10 см шар чистого піску, після цього вкласти труби колектора і знову присипати їх 10 см шаром піску. Утворений таким чином захисний шар гарантує рівномірні умови роботи колектора. Труби колектора потрібно засипати ґрунтом, позбавленим будь-яких металевих елементів або великого каміння, яке б могло пошкодити труби.

Таблиця 2.10

Грунтові колектори – результати розрахунків кількості кіл (спіралей), поверхні [22]

Плоский колектор					
Тепловий насос	**Кількість окружностей**	**Робоча поверхня колектора**	**Поверхня земляних робіт**	**Обсяг земляних робіт**	**Ємність системи, л**
WPWE 5	4	551 м^2	464 м^2	835 м^3	16
WPWE 8	6	783 м^2	638 м^2	1148 м^3	18
WPWE 11	8	1015 м^2	812 м^2	1461 м^3	24
WPWE 14	10	1247 м^2	986 м^2	1774 м^3	35

Спіральний колектор					
Тепловий насос	**Кількість окружностей (спіралі)**	**Робоча поверхня колектора**	**Поверхня земляних робіт**	**Обсяг земляних робіт**	**Ємність посудини**
WPWE 5	3	330 м^2	54 м^2	97 м^3	16
WPWE 8	4	440 м^2	72 м^2	129 м^3	18
WPWE 11	6	660 м^2	108 м^2	194 м^3	24
WPWE 14	8	880 м^2	144 м^2	259 м^3	35

Вказівки щодо монтажу

Матеріал	Плоский колектор	Спіральний колектор
Одинарна секція, протяжність одинарної секції, живлення/ повернення	Труба ПЕ DN32/2.4 PN 10	
	100 м	125 м
	Труба ПЕ відповідного діаметру для окремих установок 2 × 30 м	
Місцевість	Вільний простір від забудов, дерев з глибокою кореневою системою; підземної інфраструктури: водної, каналізаційної, газової. Наприклад: шкільні спортивні майданчики, паркінги тощо; забороняється укладання колектора під будівлями (будинки, гаражі тощо)	
Глибина укладення: труб колектора застережної стрічки	від 1,6 м до 2 м нижче поверхні, рекомендується 1,8 м нижче поверхні близько 0,7 м нижче поверхні	
Відстань між трубами колектора, між трубами живлення і повернення колектор – об'єкт (будівлі), колектор- утсановки (газові, водопровідні, каналізаційні)	близько 1м	від 4м до 5м
	1м 2м 3м	
Документація	В процесі укладання ґрунтового колектора, а також виконання земляних робіт для отримання гарантії на систему, виконати документацію у вигляді фото та відео; зробити замальовку ґрунтового колектора, труб живлення і повернення, збірного колодязя на геодезійній карті ділянки	
Забороняється	Укладання колектора під будівлями (будинки, гаражі тощо), на території забудов, виконання будь-яких об'єднань труб колектора в ґрунті (поза колодязем); інші роботи під час укладання колектора	

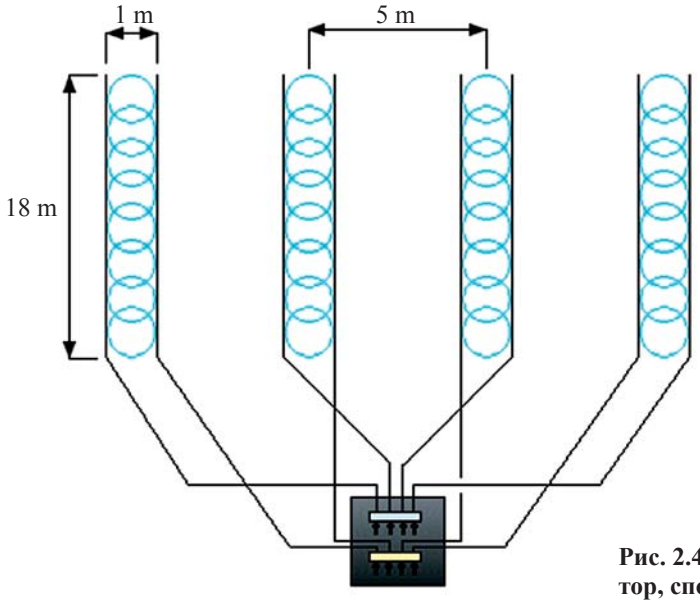


Рис. 2.44. Спіральний колектор, спосіб укладки [19]

Після закінчення монтажних робіт потрібно виконати ізоляцію системи джерела вхідного контуру, що знаходиться всередині будівлі і в колодязі через можливість потрапляння води на елементи системи (суміш холодоагенту пропілен гліколю і води).

У випадку неможливості дотримання безпечної відстані системи від будівлі, газової та каналізаційної комунікацій потрібно теплоізолювати стіни будівель та труби установки. Не потрібно ізолювати труби ґрунтового колектора.



Рис. 2.45. Спосіб укладки горизонтального ґрунтового теплообмінника [19]

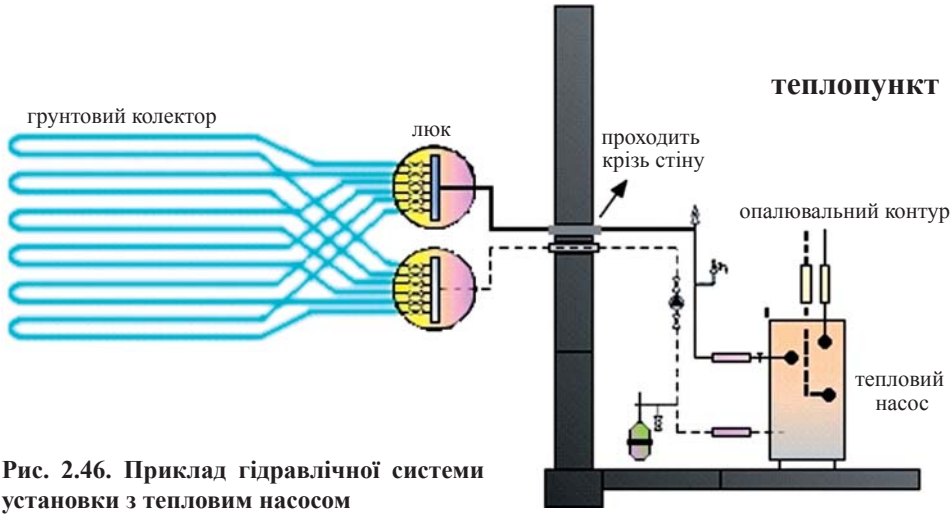


Рис. 2.46. Приклад гідравлічної системи установки з тепловим насосом

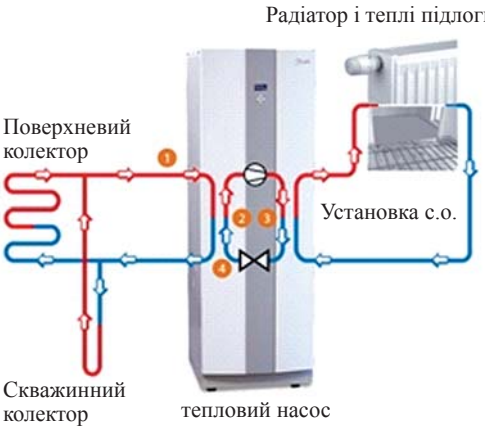


Рис. 2.47. Система опалення з тепловим насосом (тип розсольна вода/вода) і буферним збірником центрального опалення [19]

1. Тепловий насос
2. Буферний збірник (акумуляційний) с.о.
3. Регулятор теплового насосу
4. Джерело тепла вхідного контуру (ґрунт, вода, повітря)
5. Джерело вихідного контуру теплового насосу (с.о)

2.13.2.2. Вертикальні ґрунтові колектори

Вертикальні зонди, які називають також вертикальним ґрунтовим колектором, складаються з пластикових труб, розміщених у вертикальних свердловинах, глибина і кількість яких залежить від потужності теплового насосу (рис. 2.48.-2.49.). Вертикальний колектор U-подібної форми з ПЕ труб встановлюється в свердловині на глибинах від 20 до 100 м, при цьому рекомендується, щоб потрібна для теплового насосу загальна глибина свердловин була поділена на отвори однакової глибини, а відстань між сусідніми отворами не була меншою, ніж 5 м. Принцип роботи вертикального колектора є подібним до горизонтального колектору: у замкненій системі циркулює холодоагент, який відбирає тепло з ґрунту та підземної води і передає його до теплового насосу.

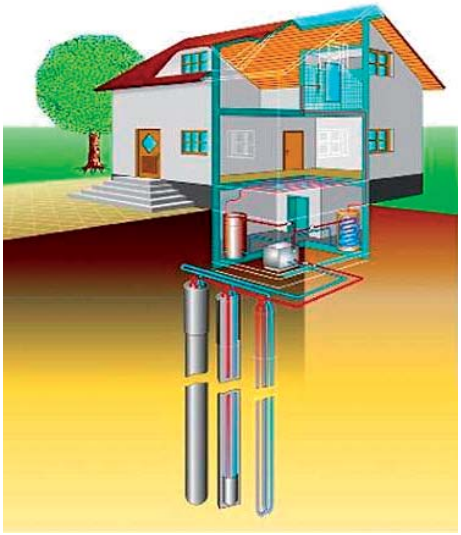


Рис. 2.48. Вигляд установки вертикального зонду [120]



Рис. 2.49. Роботи при монтажі вертикального зонду [120]

У нижніх прошарках ґрунту міститься тепло, яке зберігає майже постійну температуру протягом року. Використання цього тепла за допомогою теплового насосу є безпечним та екологічно чистим методом опалення для кожного типу будівель (великих та малих).

Вартість встановлення вертикального зонда є відносно високою, близько 150 злотих/м, але, з іншого боку, він є надійною, енергозберігаючою формою опалення з відносно високою температурою на вході до теплового насосу. Колектор займає мало місця і може бути встановленим навіть на невеликих ділянках. Після буріння свердловини не потрібно проводити рекультиваційних робіт, тому вплив на прилеглу територію є мінімальним. Згідно оцінки, з 1 м вертикального ґрунтового колектора можна отримати близько 50 Вт тепла.

У глинистому вологому грунті при тепловій потужності ТН 10 кВт, а електричній 2,8 кВт довжина зонду (глибина свердловини) має бути:

$$L = \frac{Q_t - P_n}{g} = \frac{10\,000 - 2800}{35} = 205 \text{ м} \qquad (2.22)$$

Доцільно зробити 2 петлі з глибиною залягання 50 м діаметром D_y = 32 × 3 мм. Загальна довжина труб складе 200 м. Свердловина з трубами заливається бетонитом, що добре проводить тепло. Кількість теплоносія визначається внутрішнім об'ємом труб колектора (зонду) і труб, що підводять. Діаметр труб, що підводять, беруть на розмір більшим, ніж труба колектора. У нашому прикладі при трубі зонду D_y = 32 × 3 мм і трубі D_y =40×2,3, що підводить, завдовжки 10 м внутрішній об'єм (таблиця 2.10) з урахуванням подаючої лінії складе 2 × 100 × 0,531 +10 × 0,984 = 116,04 л. Витрата теплоносія теплового насоса знаходять по паспорту на тепловий насос. Приймемо 1600 л/ч. Тоді витрату на одну петлю складе 800 л/ч.

Таблиця 2.10

Питомий внутрішній об'єм труб

Типоразмер Dy × t, мм	25 × 2,3	32 × 3,0	40 × 2,3	50 × 2,9	63 × 3,6
Об'єм на метр труби, л	0,327	0,531	0,984	1,59	2,445

Втрати тиску в трубах залежать від діаметру труб, щільності і витрати теплоносія і визначається за даними заводу-виробника труб. Так, для труб HDPE (поліетилен високої щільності) 32 × 3 мм і витраті 800 л/ч складає 154,78 Па/м, а для труб діаметром 40 × 2,3 – 520,61 Па/м [7]. Звідки загальне падіння тиску в мережі складе 36 161,1 Па, що необхідно врахувати при виборі насоса.

Термін служби ґрунтового колектора залежить від кислотності ґрунту : при нормальній кислотності (pH = 5,0) – 50–75 років, при підвищеній (pH > 5,0) – 25–30 років.

2.13.2.3. Отримання теплової енергії від ґрунтових вод

Тепловий насос може використовувати теплову енергію ґрунтових вод (рис. 2.50). Тепловий насос, працюючи в системі з ґрунтовими водами, досягає найвищих коефіцієнтів ефективності (близько 4) завдяки високій температурі джерела тепла, яка становить 7–12°C протягом усього року. Джерела вхідного контуру на основі підземних вод складаються з двох свердловин, так званої видобувної, в якій встановлений глибинний насос, і другої свердловини – поглинаючої. Свердловини повинні знаходитись не менше, як 15 м, одна від одної. Вода, одержана з видобувної свердловини глибинним насосом, подається у випарник теплового насоса. У випарнику вода віддає частину термічної енергії (охолоджується на приблизно 4°C) без зміни фізико-хімічних властивостей. Відпрацьована вода після випарника повертається до родовища через поглинаючу свердловину. Продуктивність свердловини мусить гарантувати безперервне надходження води за максимальної потужності теплового насосу (на 25% більшої від номінальної продуктивності розсольної води через випарник). Це залежить від геологічних

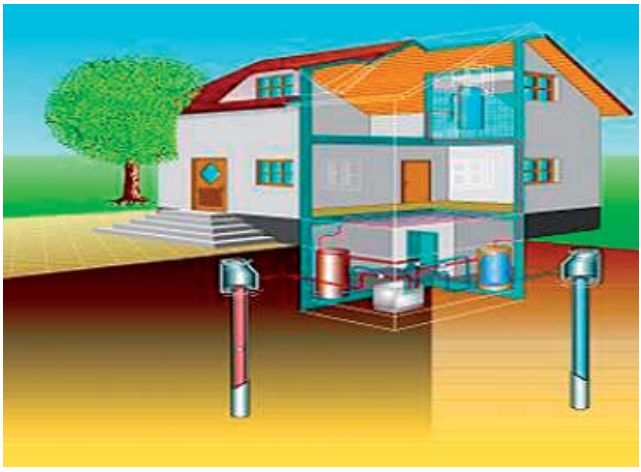


Рис. 2.50. Вигляд установки, що використовує ґрунтові води [120]

властивостей місцевості. Найефективнішим є перекачування води з глибини 15 м за продуктивності перекачування близько 2 м³/год самовсмоктуючим насосом потужністю 200 Вт. На ефективність використання глибинних теплових насосів впливає фізико-хімічний склад води. Вода, що містить велику кількість сполук заліза, магнію, має високий рівень pH не є придатною для теплового насосу, оскільки осад оксиду заліза може «засмітити» теплообмінник теплового насосу, а також глибинну свердловину.

Перед бурінням свердловини потрібно скласти документацію та отримати дозвіл на експлуатацію глибинної свердловини. Дозвіл є необхідним для свердловин глибиною більше 30 м за умови, що використання води є більшим 15 м³/добу. Вартість буріння 1 м глибинної свердловини становить близько 150 злотих.

2.13.2.4. Використання теплової енергії промислових об'єктів та геотермальних вод

Води геотермальних джерел та деяких промислових об'єктів характеризується високою і постійною температурою за весь час експлуатації та великим добовим дебетом води. Теплові насоси великої потужності з високою ефективністю можуть перетворювати скидну теплову енергію промислових об'єктів та геотермальних вод для використання у системах опалення та технологічних процесах. В таких проектах високу економічну ефективність показали абсорбційні ТН великої потужності.

Одним з прикладів є геотермальна теплоцентраль в Пижицях (розділ 2.3.4.), в якій застосування ТН дозволило підвищити ефективність використання геотермальної води.

Зазвичай вода зі свердловини під власним тиском самоплином надходить до теплообмінника ТН.

2.13.2.5. Тепловий насос з безпосереднім випаровуванням

Технологія теплових насосів безпосереднього випаровування характеризується іншою організацією теплового обміну між нижнім джерелом тепла та ТН і, відповідно іншою будовою. В ТН з безпосереднім випаровуванням не застосовують проміжного теплообмінника між розчином, що відбирає теплову енергію грунту та робочою рідиною теплонасоса. У таких теплонасосах нижній контур виконаний з мідної трубки, заповненої робочою рідиною R 290 (пропаном), знаходиться безпосередньо у грунті і сам працює в якості випаровувача. Пара, що утворюється у процесі відбору тепла грунту надходить у ТН, подається компресором теплового насосу у скраплювач і після дросельного клапану повертається до грунтового теплообмінника.

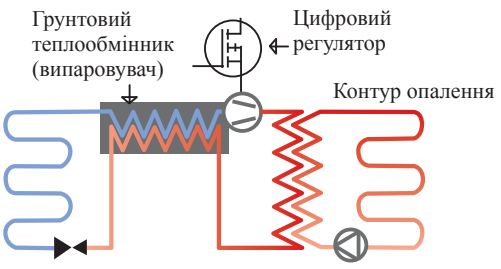


Рис. 2.51. Схема ТН з безпосереднім випаровуванням [318]

Перевагою такого способу відбору тепла є відсутність проміжного теплообмінника і відповідно більш ефективне використання енергії грунту і підвищення коефіцієнта перетворення (COP ≈ 5). Завдяки більшій ефективності довжину труб, прокладених у грунті можна зменшити до 30% порівняно з традиційними розсольними ТН.

З іншого боку мідні трубки, покриті поліетиленом, що використовується у колекторі первинного контуру коштують значно дорожче за поліетиленові (традиційних систем). Крім того вони більш чутливі до необхідної швидкості потоку у всіх магістралях колектору. Похибки у балансуванні гідравлічних опорів можуть призвести до перемерзання окремих контурів колектору і, відповідно, зменшенню ефективності відбору тепла всією системою.

За ефективністю та ціною всього комплекту обладнання ТН з безпосереднім випаровуванням та звичайний розсольний схожі між собою.

ТН безпосереднього випаровування застосовуються також і в повітряних системах. Вентилятор продуває повітря через мідний теплообмінник, який безпосередньо включається до ТН як первинне джерело теплової енергії і водночас є випаровувачем.

2.13.3. Вихідного контур теплового насосу

Теплові насоси є низькотемпературним джерелом тепла. Виходячи з технологічних особливостей ТН, його використання ефективне лише при температурах на виході, що не перевищують 55°С. Чим нижчою є температура живлення с.о., тим вищим є коефіцієнт перетворення насосу. Вибір системи опалення навіть більше впливає на ефективність ТН, ніж температура зовнішнього повітря.

Власні дослідження у лабораторії ВДЕ у Полтавській державній аграрній академії показали залежність коефіцієнта перетворення від температури у вихідному контури підігріву води (рис. 2.52). При мінусових температурах використання ТН з традиційними високотемпературними (радіаторними) системами

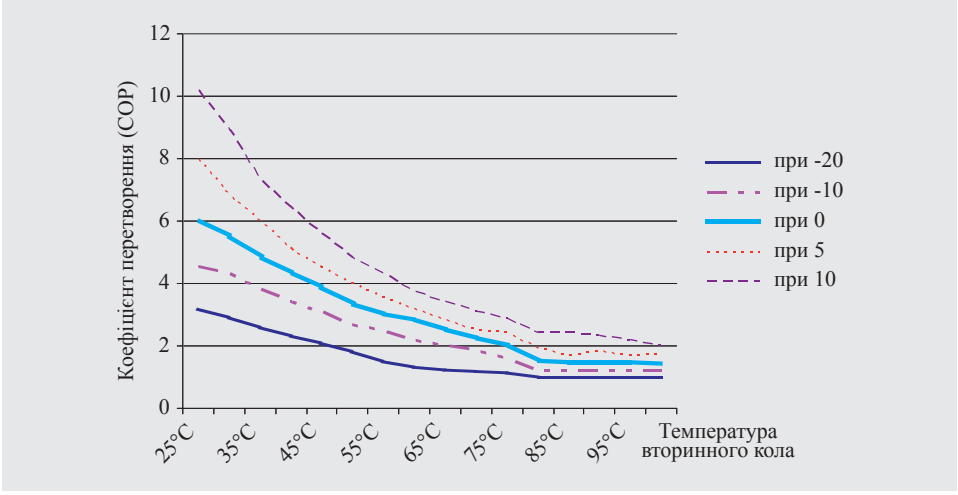


Рис. 2.52. Залежність коефіцієнта перетворення від типу системи опалення (с.о.)

опалення неефективне. Натомість при заміні традиційних систем опалення на низькотемпературні, де температура у вторинному колі не перевищує 40°С (теплі поли, теплі стіни), ефективність теплових насосів різко зростає. Тому необхідно обов'язково враховувати і цей фактор і при проектуванні систем опалення з використанням теплового насоса, особливу увагу необхідно приділити вибору пристроїв для опалення. Найбільш ефективно з тепловими насосами працюють такі системи опалення як теплі поли, теплі стіни, температура яких не повинна перевищувати 40 °С. Можливе використання й конвекційні обігрівачів, максимальна температура живлення яких складає 55°С. Але при цьому необхідно збільшувати площу теплообміну.

2.13.4. Вибрані приклади теплових насосів

2.13.4.1. Грунтові теплові насоси

Компактний тепловий насос використовується для опалення та гарячого водопостачання (рис. 2.53, табл. 2.11) [220]. Він має вбудований резервуар ємністю 160 літрів. Значення коефіцієнта перетворення близько 5 забезпечує ефективну і економічну роботу пристрою (20% електроенергії та 80% енергії землі). Застосовується для обслуговування приватного будинку.

Таблиця 2.11

Технічні характеристики ТН з однофазим живленням

Тип FIGHTER 1240	**6**	**8**
Витрати електроенергії (BO/W35)	1,0 кВт	1,8 кВт
Теплова потужність (BO/W35)	4,8 кВт	8,3 кВт
Коефіцієнт потужності при BO/W35	4,6	4,7
Висота	1745 мм	
Ширина	600 мм	
Глибина	625 мм	
Вага нетто	170 кг	190 кг
Робоча напруга	230 В	
Інтегрований обігрівальний електричний модуль	6 (6) кВт	
Холодоагент	R407C	
Номінальне значення системи вхідного контуру		
Глибина вертикальних зондів	70–90 м	140–170 м
Горизонтальний колектор, протяжність петлі	200–300 м	400–2 × 300 м
Течія розсольної води	0,25 л/с	0,53 л/с
Течія теплоносія	0,10 л/с	0,19 л/с

Цей пристрій може запропонувати користувачам:
- надзвичайно дешеве опалення, особливо у поєднанні з низькотемпературним обігрівом підлоги;
- високу температуру для живлення системи опалення, яка може бути необхідною для системи з радіаторами;
- виробництво гарячої води при застосуванні збірника NIBE VPA ємністю 200, 300 або 450 літрів;
- механічну вентиляцію з отриманням енергії при співпраці з модулем FLM замість гравітаційної;
- дуже дешеву в установці і експлуатації систему охолодження завдяки використанню модулів охолодження;
- постійний контроль теплового насоса, навіть за відсутності жителів будинку, за допомогою модуля RCU 10.



Рис. 2.53. Тепловий насос FIGHTER 1240 [220]

Грунтовий оснащений функціональною системою управління**:**
- просте управління, логічна конфігурація настройок теплового насосу;
- автоматичне вибір режимів літо/зима;
- програмування теплового насоса відповідно до періодів дешевшої електроенергії;
- управління ГВП;
- контроль двома циклами опалення такими як: обігрів підлоги і радіатори, управління підігрівом води в басейнах;
- керування охолодженням;
- керування через GSM або Інтернет;
- запис робочих параметрів в аварійній ситуації.

Стандартний грунтовий ТН оснащений вбудованим баком гарячої води ємністю 160 л, циркуляційними насосами ґрунтового колектору і системи опалення, 3-ходовим клапаном, що розділяє потоки між с.о. і системою ГВП, а також електричним нагрівальним елементом 9 кВт (3×3 кВт). Він виконує допоміжну функцію для теплового насосу в моментах, коли продуктивність останнього є недостатньою для покриття втрат тепла будівлі, і для періодичного прогрівання баку для гарячої води з метою елімінації бактерій роду *Legionella*.

Грунтовий ТН характеризується безшумною роботою завдяки розташуванню модуля охолодження в окремому корпусі, вкритому звуконепроникною ізоляцією. Він компактний, не займає багато місця, а його сучасний і естетичний зовнішній вигляд дозволяє розмістити насос у кімнаті, що не призначена для котельні, наприклад, пральня, кімната для сушіння, тренажерний зал, кухня.

ТН в залежності від моделі можуть мати різну потужність 6, 8, 10, 12 або більше кВт·год (3×400 В).

Модуль пасивного охолодження

Цей модуль у співпраці з ґрунтовими тепловими насосами підтримує тепловий комфорт у будинку в літній період і дозволяє використовувати природний холод землі для охолодження будинку в літній час (рис. 2.54).



Рис. 2.54. Модуль пасивного охолодження [220]

Найкращі результати досягаються тоді, коли модуль співпрацює, з одного боку, з вертикальним зондом, а з іншого боку з такими системами опалення як теплі поли, стеля, стіни. У літній період ці системи можна використовувати для охолодження, пропускаючи через них охолоджений теплоносій, так же як у зимовий період підігрівають будинок прокачуючи підігрітий теплоносій.

Модуль забезпечує:

– Енергоощадне охолодження в межах однієї системи;
– Регенерацію ґрунтового колектору.

Теплові насоси гліколь-вода (рис. 2.55–2.56, табл. 2.12)

Рис. 2.55. Монтаж теплового насосу [7]





Рис. 2.56. Теплопункт з тепловими насосами [7]

Таблиця 2.12

Параметри теплових насосів

Холодоагент	**R407c**							
Джерело вхідного контуру	Горизонтальний колектор, вертикальний ґрунтовий колектор – розсольна вода							
	№	**Тип теплової помпи**	**B0/W35**			**B2/W35**		
			P_c [кВт]	P_e [кВт]	P_h [кВт]	P_c [кВт]	P_e [кВт]	P_h [кВт]
Види	1	Vatra 6B2	4,25	1,56	5,64	4,50	1,56	5,90
	2	Vatra 7B2	4,95	1,83	6,58	5,35	1,83	6,99
	3	Vatra 8B2	5,85	2,15	7,76	6,30	2,15	8,23
	4	Vatra 10B2	7,35	2,62	9,67	7,85	2,62	10,20
	5	Vatra 12B2	8,75	3,15	11,54	9,45	3,16	12,28
	6	Vatra 15B2	10,85	3,66	14,07	11,65	3,67	14,92
	7	Vatra 17B2	12,40	4,44	16,33	13,35	4,45	17,34
	8	Vatra 19B2	3,93	4,94	18,30	14,98	4,95	19,41
Джерело вихідного контуру	Вода							

Компанія пропонує два типи теплових насосів: типу розсольна вода-вода та вода-вода тепловою потужністю від 5,5 до 235 кВт. Крім основних моделей теплових насосів Vatra, компанія реалізує нетипові проекти опалювальних систем з урахуванням індивідуальних потреб замовників. Теплові насоси Vatra оснащені контролером для забезпечення високого комфорту у використанні. Вказуючи необхідні параметри, теплові насоси можна адаптувати до конкретного об'єкта, знижуючи експлуатаційні витрати до мінімуму. Контролер теплового насосу може одночасно управляти усіма системами, у тому числі: системою центрального опалення, гарячою водою, охолодженою водою, системою підігріву підлоги, додатковою системою с.о., системою дезінфекції гарячої води, додатковим джерелом тепла, тепловими насосами в каскадній системі і геліосистемою.

2.13.4.2. Повітряні теплові насоси

Обладнання компанії

Повітря з довкілля є носієм енергії, яку також можна використати для живлення теплового насоса, така енергія є без сумніву найдешевшою і найлегшою з точки зору одержання. Проте з огляду на значні коливання температури повітря протягом року це джерело енергії є нестабільним, а нижче певного рівня перестає бути ефективним.

Теплові насоси, що використовують зовнішнє повітря, є ідеальним рішенням, коли немає можливості використовувати ґрунт як джерело тепла, або використання вертикального зонда є занадто дорогим (рис. 2.57–2.58). Інша сфера застосування цього типу теплових насосів полягає в модернізації котельні (мас-

ляної, електричної, пропан-бутанової) з метою зменшення витрат на опалення. Зниження витрат на опалення за допомогою теплових насосів на зовнішньому повітрі може досягати 20÷50%, за рахунок чого зменшується термін амортизації витрат на тепловий насос.

Теплозабезпечення за рахунок повітряного теплового насосу протягом усього року економічно невигідно. При температурах нижче за –10–15°С коефіцієнт перетворення істотно зменшується і робота ТН стає економічно невиправданою. За таких умов зазвичай використовують додаткові джерела тепла: масляний або газовий котел, електричні обігрівачі, що забезпечують теплом в періоди пікового навантаження. Тому використання ТН найбільш ефективне у комбінованій системі теплопостачання разом з додатковими опалювальними приладами.



Рис. 2.57. Повітряний тепловий насос [120]

Тепловий насос розміщується за межами будинку. Його розміри – 1,3 × 1,3 × 0,5 м.

Цей насос може працювати при зовнішній температурі до –20°.



Рис. 2.58. Повітряна тепловий насос [120]

ТН може забезпечити споживачам:
- Зменшення витрат на опалення;
- виробництво гарячої води для користування при застосуванні збірника об'ємом 200, 300, або 450 літрів або EVP 270 і VVM 300;
- використання майже безкоштовної енергії сонця завдяки комбінації теплового насосу з геліосистемою і збірником VPAS.

Таке рішення знижує інвестиційні витрати (табл. 2.13).

Характеристика:
- стандартно обладнується простою, але розумною системою управління, що забезпечує оптимальну роботу теплового насосу;
- розширений контроль системи забезпечує співпраця з блоком управління SMO 10;
- автоматизована двоступенева продуктивність вентиляторів залежно від зовнішньої температури;
- діапазон потужності: 8, 10 і 14 кВт (A7/W45);
- ТН може співпрацювати з іншими джерелами тепла, наприклад, газовими котлами, електричними обігрівачами;
- низький рівень шуму;
- процес відтаювання випарника гарячим газом.

Таблиця 2.13

Заощадження

Оцінка заощаджень			
Мазутний котел, загальна потреба в мазуті	3 м³/рік	4 м³/рік	5 м³/рік
Електричний котел, потреба в електричній потужності	22 500 кВт·год/рік	30 000 кВт·год/рік	37 500 кВт·год/рік
Планове заощадження	14 200 кВт·год/рік	18 300 кВт·год/рік	21 800 кВт·год/рік

Теплові насоси з використанням вентиляційного повітря

Сучасні будинки характеризуються гарними тепловими властивостями. Втрати тепла через стіни, вікна та двері в них значно зменшились, що безсумнівно впливає на витрати, пов'язані з опаленням, та на зручність їх використання, яка в значній мірі залежить від наявності вентиляційної системи приміщень. Вентиляція житлових приміщень є основою не тільки добробуту, але й здоров'я. Вона дає можливість обмежити кількість алергенів, видаляючи шкідливі забруднення мінеральними, хімічними речовинами і мікроорганізми. Застосування традиційної системи вентиляції в нових, енергоощадних будинках часто є недостатнім, щоб забезпечити необхідний рівень повітрообміну (0,5–1 обмін на годину), і до того ж є причиною втрати тепла на 50%.

Застосування теплових насосів з використанням вентиляційного повітря забезпечує не тільки вентиляцію з отриманням енергії, здоровою і зручною формою опалення, а й значну економію енергії, тим самим сприяючи зниженню викидів CO_2 (рис. 2.59–2.60). Додаткове внутрішнє тепло, вироблене елементами освітлення, людьми і приладами також повертається. Ці рішення можуть мати велике розповсюдження в таких місцях, як пекарні, пральні та майстерні тощо, отримуючи велику кількість тепла з повітря.

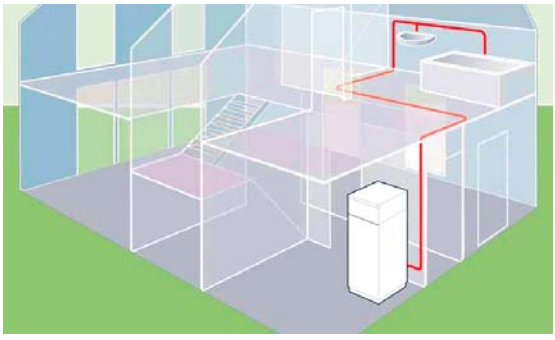


Рис. 2.59. Схема будинку з тепловим насосом [211]

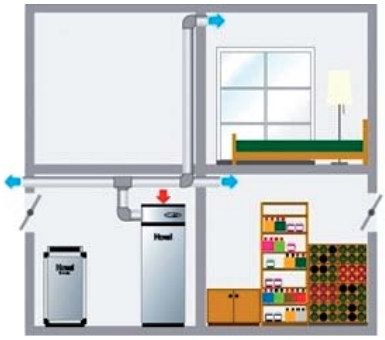


Рис. 2.60. Схема будівлі з тепловим насосом [210]

Теплові насоси з використанням вентиляційного повітря.

Теплові насоси цього типу використовують енергію з повітря для нагрівання гарячої води в баку ГВП (рис. 2.61). Ці пристрої споживають невелику кількість електроенергії для виробництва гарячої води. З 1 кВтгод використаної електроенергії можна отримати до 3,5 кВтгод теплової енергії.



Рис. 2.61. Тепловий насос [210]

Бак та тепловий насос є вбудованими в один пристрій. Це дає можливість легко підключитися до нової або існуючої системи опалення і використовується в приміщеннях, де температура є вищою +7°С, що контролюється регулятором температури. Додатковою перевагою таких теплових насосів є те, що вони можуть бути використані для кондиціонування повітря. Одержуючи тепло з повітря, вони виробляють холодне повітря, яке має декілька градусів °С. Це повітря влітку може бути використане для охолодження приміщення.

Більшість параметрів вищезазначеного теплового насосу використано для порівняльних розрахунків ефективності роботи декількох джерел тепла наведено нижче.

Виробництво ГВП тепловими насосами серії WWK на основі використання внутрішнього повітря приміщень.

Тепловий насос призначений для виробництва гарячої води , джерелом вхідного контуру є повітря температурою від 6 до 35°С і продуктивності приблизно 550 м^3/год показаний на рисунку 2.59. Обігрівальна потужність насосу становить близько 1,6 кВт. Споживання електроенергії є низьким – близько 0,44 кВт, що дає високий коефіцієнт корисної дії теплового насоса – 3,63 при температурі повітря, що подається на тепловий насос, +15°С і температурі води в баку +45°С. Тепловий насос з'єднаний з баком місткістю 300 літрів і електронагрівачем (1,5 кВт), що дає можливість нагріти воду до +65°С. Додатковим обладнанням теплового насоса є змійовик з площею поверхні 1,3 м², до якого може під'єднуватись додатковий обігрівальний пристрій або, наприклад, сонячний колектор площею поверхні 2,7 м²). Така конфігурація має додаткові переваги, такі як допомога системі вентиляції, ефект охолодження чи сушіння приміщень.

Кількість повітря, яка необхідна для роботи теплового насоса, становить близько 550 м³/год. Ця величина відповідає обсягу невеликого будинку або у випадку більших будівель для однієї родини – більшій її частині. Тепловий насос може використовуватись для додаткової вентиляції, скорочуючи час обміну повітря. Теплові насоси можуть використовувати повітря з кухні, ванної кімнати, приміщень з підвищеною температурою. Потім повітря через вентиляційні канали виводиться назовні. Можна також використовувати повітря з підвалів

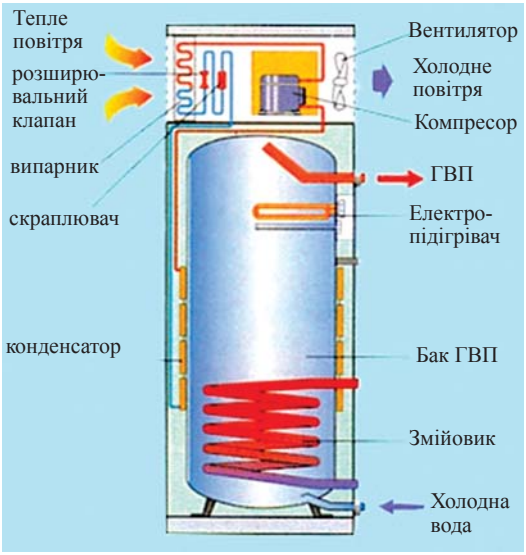




Рис. 2.62. Схема будови теплового насоса [210]



Рис. 2.63. Загальний вигляд теплового насосу [39]

та гаражів,а особливо приміщень підвищеної вологості. Тепловий насос буде повільно осушувати такі приміщення. Можливе також використання теплових насосів для охолодження приміщень, у яких зберігаються, наприклад, бакалійні товари за рахунок встановлення теплового насоса в цьому приміщенні.

У випадку транспортування повітря необхідно визначити розміри вентиляційних каналів для забезпечення надходження повітря з необхідною продуктивністю, а також для встановлення комфортної для мешканців швидкості руху повітря (відсутність шуму). У системі повітроводів необхідно змонтувати вентилятор, щоб створювати потік повітря.

Теплові насоси серії стандартно не оснащені виходами для під'єднання до вентиляційних каналів, але їх підключення допускається.

Теплові насоси повинні встановлюватись в приміщенні з температурою, що не виходить за встановлений діапазон (від +6°С до +35°С).

Порівняльний аналіз вартості отримання гарячої води за допомогою вибраних систем нагрівання.

Для розрахунків взято параметри теплового насосу CombiVal WP-VT 152:
- коефіцієнт потужності – 3,3;
- місткість бака ГВП – 270 літрів;
- теплова потужність P_C = 1,8 кВт;
- електрична потужність P_e = 0,4 кВт;
- показники продуктивності ГВП/добу – 5 осіб · 50 л;
- необхідна швидкість потоку повітря =250 м^3/год;
- втрати тепла на циркуляцію Q_c = 10%

Для нагрівання 275 літрів води від +10°С до +50°С потрібно витратити теплової енергії:

$$Q_n = m \cdot c_p \cdot (T_2 - T_1) = 275 \cdot 0{,}00116 \cdot (50 - 10) = 12{,}76 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

- значення енергії впродовж року становитиме:

$$Q_{nr} = 12{,}76 \cdot 365 = 4657 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

- час роботи агрегату становитиме:

$$t = Q_{nr}/P_c \cdot 365 = 12{,}76/1{,}8 \cdot 365 = 2587 \text{ год}$$

- Споживання електроенергії під час роботи агрегату:

$$W_e = P_e \cdot t = 0{,}4 \cdot 2587 = 1035 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

- Річна вартість електроенергії Е (за ціною для населення):

$$E = 1035 \text{ кВт} \cdot \text{год} \cdot 0{,}3372 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год} = 349{,}00 \text{ коп}$$

Середня річна економія від нагріву ГВП тепловими насосами буде наступною.

По відношенню до нагрівання електричним нагрівачем:
- економія

$$E_{ел} = 4657 \text{ кВт·год} \cdot 0{,}3372 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год} \approx 1732 \text{ грн/рік}$$

$$\Delta E \approx 1732 - 349 = 1383 \text{ грн/рік}$$

По відношенню до нагрівання за рахунок використання рідкого палива:

– середня вартість термічної енергії рідкого палива

$$Q_p = 36 \text{ МДж/дм}^3 = 10 \text{ кВт·год/дм}^3$$

– коефіцієнт корисної дії установки з використанням рідкого палива $\eta = 0{,}8$

– кількість спаленного рідкого палива: $W_0 \approx \frac{4657}{10 \cdot 0{,}8} \approx 582$ л

– економія

$$E \approx 582 \text{ дм}^3 \cdot 7{,}9 \text{ грн/дм}^3 \approx 4597 \text{ грн/рік}$$

$$\Delta E \approx 4597 - 349 = 4248 \text{ грн/рік}$$

По відношенню до нагрівання ГВП за рахунок використання газового котла:

– якщо припустити, що 1 м³ має енергію $Q_g = 9{,}6$ кВт · год, ефективність котла становить 0,9, то для того, щоб отримати енергію $Q_{nr} = 4657$ кВт · год, потрібно спалити G м³ газу:

$$G \approx \frac{4657}{9{,}6 \cdot 0{,}9} \approx 539 \text{ м}^3$$

– економія $E = 519 \text{ м}^3 \cdot 1{,}18 \text{ грн/м}^3 \approx 636$ грн/рік

$$\Delta E \approx 636 - 349 = 287 \text{ грн/рік}$$

По відношенню до нагрівання ГВП за рахунок використання вугільного котла:

– середнє значення термічної енергії вугілля

$$Q_w = 25 \text{ МДж / кг} = 6{,}94 \text{ кВт} \cdot \text{год/кг}$$

– коефіцієнт корисної дії установки з використанням вугільних котлів становить близько $\eta = 0{,}6$;

– вага спаленного вугілля: $W \approx \frac{4657}{6{,}94 \cdot 0{,}6} \approx 1118$ кг

– економія

$$E \approx 1118 \text{ кг} \cdot 0{,}9 \text{ грн/кг} \approx 1006 \text{ зл/рік}$$

$$\Delta E \approx 1006 - 349 = 657 \text{ зл/рік}$$

2.14. Приклад роботи установки з тепловим насосом

Проект роботи опалювальної системи з використанням теплового насоса показаний на рисунку 2.64. Моновалентна система, що тут застосовується, є джерелом енергії для обігріву приватного будинку площею 200 м², який знаходиться під містом Ополе. Тепло отримують з довкілля за допомогою двох вертикальних зондів довжиною 91 м кожний. Тепловий насос використовується для підігрівання води в системі підлогового підігріву та для підігрівання гарячої води.

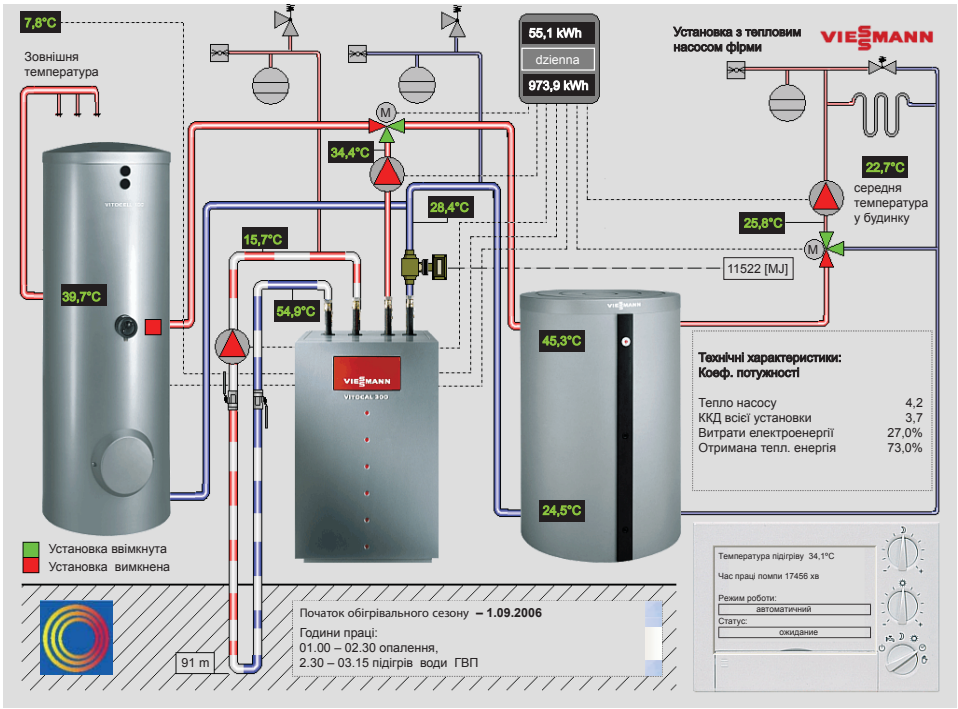


Рис. 2.64. Принцип роботи системи з тепловим насосом [39]

Представлена на екрані технологічна схема дає можливість контролювати параметри роботи установки, таких як:

- температури в найважливіших пунктах системи;
- витрати теплової енергії;
- споживання електроенергії в окремих тарифах;
- робота окремих насосів та клапанів.

2.15. Абсорбційні теплові насоси

Робочий цикл випарних теплових насосів абсорбції дуже схожий з робочим циклом випарних компресійних установок, розглянутих вище. Головна відмінність полягає в тому, що якщо у попередньому випадку розрідження, необхідне для випару холодагенту, створюється при відсмоктуванні пари компресором, то в агрегатах абсорбції холодагент, що випарувався, поступає з випарника в блок абсорбера, де поглинається (абсорбується) іншою речовиною - абсорбентом. Тим самим пара видаляється з об'єму випарника і там відновлюється розрідження, що забезпечує випаровування нових порцій холодагенту. Необхідною умовою є така така відповідність холодагенту і абсорбенту, щоб сили зв'язування при поглинанні змогли створити істотне розрідження в об'ємі випарника. Історично першою і до цих широко використовуваною парою речовин є аміак NH_3 (холо-

дагент з температурою кипіння 33,4°С) і вода (абсорбент). При поглинанні пари аміаку розчиняються у воді, дифундуючи в її товщу.

Схема одноступінчатого абсорбційного теплового насосу АБТН представлена на рис. 2.65 [348]. За зниження тиску у випарнику 1 холодагент випаровується. Цей процес йде з поглинанням теплоти. На відміну від парокомпрессионной холодильної машини, процес пониження тиску у випарнику відбувається не за рахунок роботи компресора, а за рахунок об'ємного поглинання (абсорбція) холодагенту рідким абсорбентом в абсорбері. Потім водно-аміачна розчин (абсорбент з поглинутим ним холодогентом) поступає в десорбер 3. У десорбері цей розчин нагрівається за рахунок будь-якого зовнішнього джерела теплової енергії, внаслідок чого відбувається виділення холодагенту з абсорбенту. Збіднений абсорбент з десорбера повертається в абсорбер, а холодагент поступає під великим тиском в конденсатор, де переходить в рідку фазу з виділенням теплоти, а потім через розширювальний клапан (дросель випаровувача) поступає у випарник, після чого починається новий цикл.

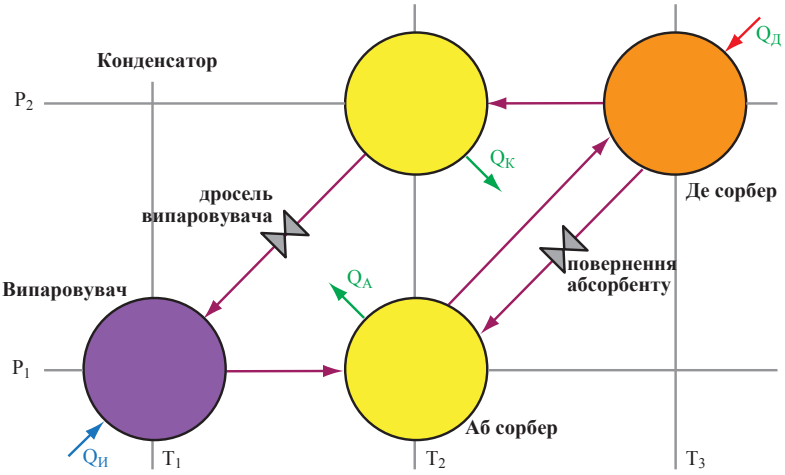


Рис. 2.65. Принцип дії абсорбційного теплового насосу [348]

В принципі, для десорбції аміаку кип'ятити розчин не обов'язково, досить просто нагрівати його близько до температури кипіння, і "зайвий" аміак випарується з води. Але кип'ячення дозволяє провести розподіл найшвидше і ефективно. Якість такого розподілу є головною умовою, що визначає розрідження у випарнику, а отже, ефективність роботи агрегату абсорбції, і багато хитрощів в конструкції спрямовано саме на це.

Для створення необхідної різниці тисків, що обумовлює рух робочого тіла, іноді можуть використовуватися механічні насоси (зазвичай в потужних установках при великих об'ємах робочого тіла), а в установках невеликої потужності елементи без рухливих частин (термосифони).

У одноступінчатих АБТН теоретично максимальна холодопроизводительность дорівнює кількості витраченого на нагрів тепла (реально, звичайно, помітно менше).

У 1950-х роках з'явилися ефективніші двоступінчаті бромистолітієві АБХМ (холодагент - вода, абсорбент - бромід літію LiBr). У цих установках, на відміну від одноступінчатих холодильних машин, використовується два конденсатори або два абсорбери, з тим щоб забезпечити ефективніше виділення холодагенту з абсорбенту при менших витратах теплової енергії.

Ефективність холодильних машин абсорбції характеризується холодильним коефіцієнтом (coefficient of performance, COP), визначуваним як відношення холодопроизводительности установки до витрат теплової енергії.

Одноступінчаті АБТН характеризуються величинами холодильного коефіцієнта, рівними 0,6–0,8 (при максимально можливому 1,0). Оскільки холодильний коефіцієнт установок цього типу завжди менше одиниці, одноступінчаті АБХМ доцільно використовувати у випадках, коли є можливість утилізації теплової енергії, наприклад, скидна теплова енергія від електростанцій, котлів і тому подібне.

Двоступінчаті АБТН характеризуються величинами холодильного коефіцієнта, рівними приблизно 1,0 при максимально можливому 2,0. Ще не доступні для комерційного використання прототипи триступінчатих АБТН характеризуються величинами холодильного коефіцієнта від 1,4 до 1,6.

Триступінчаті варіанти АБТН запатентовані в 1985-1993 роках. Їх зразки-прототипи по ефективності перевершують двоступінчаті на 30–50% і наближаються до компресійних установок.

Переваги АБТН

Головною перевагою теплових насосів абсорбції - це можливість використовувати для своєї роботи не лише дорогу електроенергію, але і будь-яке джерело тепла достатньої температури і потужності включаючи і сонячну енергію.

Другим плюсом цих агрегатів є безшумність роботи.

Нарешті, в побутових моделях робоче тіло (звичайно це водо-аммиачная суміш з додаванням водню або гелію) у використовуваних там об'ємах не представляє великої небезпеки для оточення навіть у разі розгерметизації робочої частини. Аміак вважається екологічно безпечним, - вважається, що на відміну від фреонів він не руйнує озоновий шар і не викликає парниковий ефект.

Недоліки АБТН теплових насосів абсорбції

Головним недоліком цього типу теплових насосів є низька, в порівнянні з компресійними, ефективність. Інші недоліки:

- складність конструкції самого агрегату і досить високе корозійне навантаження від робочого тіла, що або вимагає використання дорогих і важкооброблюваних корозійностійких матеріалів, або скорочує термін служби агрегату до 5 - 7 років. В результаті вартість установки виходить помітно вище, ніж у компресійних установок тієї ж продуктивності (передусім це стосується потужних промислових агрегатів).
- конструкцій дуже критичні до розміщення при установці строго горизонтально, і вже при невеликих відхиленнях від цього положення їх продуктивність помітно знижувалася. Використання примусового переміщення робочого тіла за допомогою помп значною мірою знімає гостроту цієї проблеми.

– у відмінності від компресійних машин абсорбція не так боїться занадто низьких температур – просто їх ефективність знижується

Використання теплових насосів абсорбції

Незважаючи на декілька меншу ефективність і відносно вищу вартість в порівнянні з компресійними установками, застосування теплових машин абсорбції абсолютно виправдане там, де немає електрики або де великі об'єму скидного тепла (відпрацьована пара, високотемпературні вихлопні або димові гази і тому подібне, включаючи сонячний нагрів). Машини цього типу використовуються у складі систем кондиціонування повітря і як джерело охолодженої води для різних технологічних процесів. Настановна потужність одноступінчатих АБХМ складає, як правило, від 25 кВт до 5 МВт.

Зокрема, випускаються спеціальні моделі з газовими пальниками для мандрівників, передусім автомобілістів і яхтсменів.

2.16. Комбіновані системи теплопостачання з тепловим насосом та сонячними колекторами

У результаті з'єднання обігрівального змійовика десорбера з теплообмінником геліосистеми тепловий насос буде отримувати теплову енергію (рис. 2.66). Розглядаючи літній період роботи сонячного колектора, можемо зробити висновок, що кількість сонячної енергії, що поглинається, значно перевищує кількість енергії, потрібної для нагрівання води. Надлишок сонячної енергії не використовується. При сонячному світлі 500–900 Вт/м^2 протягом декількох годин у літній період температура нагріваючої рідини досягає температури, вищої 100°C. Ця температура є вищою від температури кипіння аміаку і більшою від теплових втрат системи.

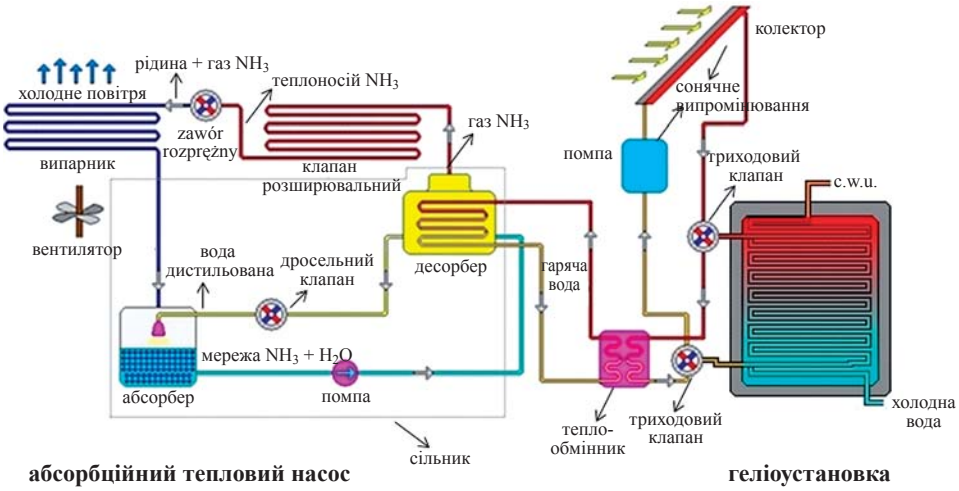


Рис. 2.66. Схема взаємодії теплового насоса з сонячними колекторами

Теплова енергія геліосистеми використовується для підвищення температури в десорбері, що спричинить розділення аміачної води на аміак і воду. Тепловий насос почне працювати, ефектом буде проходження холодоагента через випарник. „Безкоштовна" теплова сонячна енергія охолоджуватиме приміщення в літній період. Ефектом співробітництва поглинаючого теплового насоса з сонячними колекторами може бути повне використання сонячної енергії для підігрівання ГВП і охолодження приміщення. Використовуючи це рішення, можна досягти значної економії коштів, витрачених на кондиціонування приміщень. Завдяки цьому зменшиться витрата газу або електроенергії та обмежиться емісія CO_2.

2.17. Економічні аспекти застосування теплових насосів порівняно з іншими нагрівальними установками

Для економічного аналізу установки з використанням відновлюваних джерел енергії слід враховувати:

1. Ціну на проект, обладнання, монтаж та пуско-налагоджувальні роботи різних систем теплозабезпечення.
2. Експлуатаційні витрати в тому числі і теплотворну здатність і ціни на традиційні енергоносії.

2.18. Використання теплових насосів. Підсумки

Застосування теплових насосів у житлових будинках при умові правильного застосування забезпечує комфорт і приносить значну економію електроенергії. За використання теплового насосу близько 75% необхідної енергії отримується безкоштовно, в той час як потрібно виробити тільки 25% енергії, для живлення компресора. Тобто з 1 кВтгод енергії можна отримати приблизно 4 кВт/год теплової енергії.

З'єднання існуючої системи опалення з тепловим насосом і використання автоматичного централізованого керування забезпечує мінімальне споживання енергії, необхідної для отримання певної температури в будинку. Тепловий насос не тільки забезпечує тепло в будинку під час зимового періоду, але й охолоджує його влітку. Тепловий насос характеризується широкою функціональністю. Повністю автоматизована система, яка може співпрацювати з існуючою системою опалення (газовою). У будівлі з існуючою системою опалення оптимальним є рішення використання насоса з регулятором, що забезпечує ідеальну співпрацю двох джерел тепла. У холодні дні регулятор автоматично вмикає джерело додаткового тепла. Центральне управління є серцем системи опалення. Ця система використовується як для виробництва теплової енергії для опалення, так і для нагрівання води в будинку. Тепловий насос співпрацює з тепловим акумулятором гарячої води. Завдяки компактній конструкції, насос не займає багато місця у будинку. Для нового будівництва або при повній заміні системи теплопостачання будинку за рахунок використання теплового насосу

можливо комплексне рішення по забезпеченню і опалення приміщень, і підігрів гарячої води, і кондиціонування. Тепловий насос є ідеальним рішенням для будинків без центрального опалення або з електричним опаленням. Співпрацюючи з низькотемпературним опаленням тепловий насос разом з конвектором забезпечить відмінне доповнення існуючої системи опалення. Температура в приміщенні контролюється панеллю управління з термостатом і датчиком температури.

В умовах наших країн оптимальним рішенням є використання теплового насоса, паралельно з турбокамином та сонячним колектором.

Подібні рішення застосовуються в США, країнах Західної Європи, Скандинавії.

2.19. Сучасний стан використання теплових насосів в Україні

Проекти з встановлення теплових насосів в Україні наразі дуже поодинокі та нечисленні і впроваджуються в основному завдяки приватним інвесторам. Приклади вже реалізованих проектів: житлові будинки у м. Києві, Полтаві, Кіровограді, Дніпропетровську та областях.

У 2008 р. відбувся пуск теплових котлів на Затуринській очисній каналізаційній станції. Сьогодні можна говорити про певний економічний ефект [304]. Три насосні агрегати канадського виробництва забезпечують опалення двох найбільших будівель каналізаційного господарства загальною площею 1,4 тисячі квадратних метрів. Кожен із насосів споживає від 8 до 11 кВт електроенергії і на кожен із них продукує в середньому 4,8 кВт теплової енергії. Тобто коефіцієнт корисної дії теплового насоса на затуринських очисних спорудах дорівнює 4,8, інколи сягає і показника 5,5.

Підприємствами та організаціями України, що мають достатній потенціал для науково-технічного забезпечення створення та організації виробництва теплових помп, є [228]: ВАТ "Нікмас" ("ВНДІКомпресормаш") м. Суми; АТ "Рефма" м. Мелітополь; ЦНДПІ "Тайфун" м. Миколаїв; НДІ "Кондиціонер" м. Харків; ТОВ "Енергетичні системи" м. Київ.

2.20. Переваги та недоліки теплових насосів

Переваги теплових насосів.

1. Теплові насоси використовуючи поновлювані низькопотенційні джерела теплової енергії наразі є найбільш ефективним опалювальним обладнанням.
2. Деякі модифікації теплового насосу можуть працювати в реверсному режимі. Тобто, як на нагрівання с.о. в холодний період року, так і на охолодження в літній період.
3. Найбільш ефективним є використання теплового насосу в одночасному процесі нагрівання – охолодження у різних технологічних процесах. На-

приклад нагрівання води у системі ГВП та одночасне кондиціонування повітря у приміщенні.
4. Системи, побудовані на базі ТН, надійні безпечні та довговічні.
5. Отримання тепла за допомогою теплового насосу – екологічно чистий процес, що не забруднює навколишнє середовище.
6. Сучасні ТН дозволяють створити кліматичні системи з тепловою потужністю від десятків кВт до МВт.
7. Тепловий насос протягом усього експлуатаційного періоду працює з однаковою продуктивністю.
8. Системи обладнані ТН повністю автоматичні, і не потребують обслуговування.
9. Безшумна робота.

Недоліки ТН.

1. Велика вартість ТН. Вартість проектів з застосуванням ТН на 50–70%, дорожче від традиційної системи з використанням котла;
2. Системи теплозабезпечення з використанням ТН потребують високої кваліфікації спеціалістів на етапі проектування та монтажу обладнання. Неправильний розрахонок первинного або вторинного контурів ТН можуть суттєво знизити ефективність використання ТН.
3. Необхідність грунтових робіт або буріння свердловини у разі використання грунтових та водяних ТН.
4. Використання токсичних рідин – фреонів і т.ін.
5. Неправильний розрахунок первинного контуру може призвести до значного зменшення ефективності роботи або й, навіть, до його перемерзання.

Перепони можуть виникнути при відсутності місця для грунтових колекторів або небажанні спотворювати (хоча б і тимчасово) прибудинкову територію. Можуть виникати труднощі з доступом на ділянку важкої бурової техніки для виконання глибоких свердловин.

Недостатня кількість інформації та позитивних прикладів зменшують кількість бажаючих установити у себе такий вид обладнання.

2.21. Контрольні запитання до розділу

1. Класифікуйте джерела геотермальної енергії.
2. Як отримують геотермальну енергію за допомогою технології Hot Dry Rock (HDR)?
3. Якими параметрами характеризуються геотермальні джерела енергії?
4. Які параметри впливають на економічні показники джерела геотермальної енергії?
5. Як визначають теплову потужність геотермального родовища?
6. Назвіть переваги та недоліки використання геотермальної енергії.
7. Охарактеризуйте потенціал геотермальної енергії України.
8. Охарактеризуйте способи використання геотермальної енергії.

9. Опишіть способи використання геотермальної енергії в теплоелектроцентралях.
10. Надайте технічну характеристику каскадної системи використання геотермальної енергії.
11. Опишіть принцип дії абсорбційного теплового насосу.
12. Опишіть принцип дії компресорних теплових насосів.
13. Опишіть конструкцію повітряних теплових насосів.
14. Опишіть конструкцію водяних теплових насосів.
15. З яких міркувань відбувається підбір теплового насосу (ТН)?
16. Визначити загальну потребу приватного будинку площею 150 м^2 для 4 осіб у тепловій енергії.
17. Які бувають джерела вхідного контуру для теплових насосів.
18. Яким параметром характеризується ефективність роботи теплового насосу? Як його розрахувати?
19. Охарактеризуйте економічні аспекти застосування теплових насосів порівняно з іншими тепловими установками.
20. Опишіть схему, що використовується для потреб теплопостачання з використанням теплового насоса та сонячних колекторів.
21. Охарактеризуйте стан впровадження геотермальних технологій в Україні.
22. Які регіони України мають значний потенціал геотермальної енергії?
23. За допомогою яких додаткових пристроїв теплового насосу отримують тепло від поверхневої поверхні ґрунту?
24. За допомогою яких додаткових пристроїв теплового насосу отримують енергію від свердловин?
25. Які законодавчі акти та ініціативи призвані сприяти розвитку геотермальної енергетики України?

III ЕНЕРГІЯ ВІТРУ

3.1. Вступ

Енергія руху атмосферних потоків, тобто енергія вітру є перетвореною формою сонячної енергії. Вітер виникає через різницю в температурі нагрівання континентів і морів, полюсів і екватора, тобто через різницю тисків між окремими тепловими зонами, а також через силу Коріоліса, пов'язану з обертальним рухом Землі. Відомо, що близько 1–2% сонячної енергії, що доходить до поверхні Землі, перетворюється на кінетичну енергію вітру, яка складає близько 2700 ТВт. Приблизно 25% цієї енергії припадає на стометрову товщу шару атмосферного повітря, що оточує безпосередньо поверхню Землі. Вітри, що дмуть над поверхнею континентів (якщо врахувати різні види втрат, а також можливості розміщення вітрових інсталяцій), мають енергетичний потенціал потужністю 40 ТВт. Лише 10% цієї потужності перевищує весь потенціал континентальної водної енергії та в 20 разів більше, ніж потужність всіх існуючих на сьогоднішній день у світі електростанцій [34].

Ресурси енергії вітру є невичерпними, оскільки виникнення вітрів постійно підтримується сонячною енергією. Для використання енергії вітрів у відкритому морі там, де дозволяє глибина дна, встановлюють вітрові електростанції, енергетична потужність яких оцінюється у 20 ТВт.

3.2. Енергетичний потенціал вітрової енергії

Вітер – це складний геофізичний процес, прогнозувати який можна лише з визначеною долею вірогідності.

Для його характеристики з точки зору можливості використання в енергетичних цілях, аналізують середні швидкості вітру за довгий період досліджень, повторюваність середніх швидкостей вітру, характеристики добової та річної змін швидкостей вітру, довжину вітрових періодів та періодів затишку [2].

Одним із часто вживаних в метеорології способів зображення розподілу і сили вітрів у визначеній місцевості є графічна кругова діаграма, яка називається роза вітрів. Зазвичай діаграма поділена на 8–16 секторів, що показують окремі напрямки. На прямих лініях відкладають відрізки, довжини яких пропорційні повторюваності вітрів (зелений сектор) та найбільшим швидкостям вітру (червоний сектор), що спостерігались у даній місцевості.

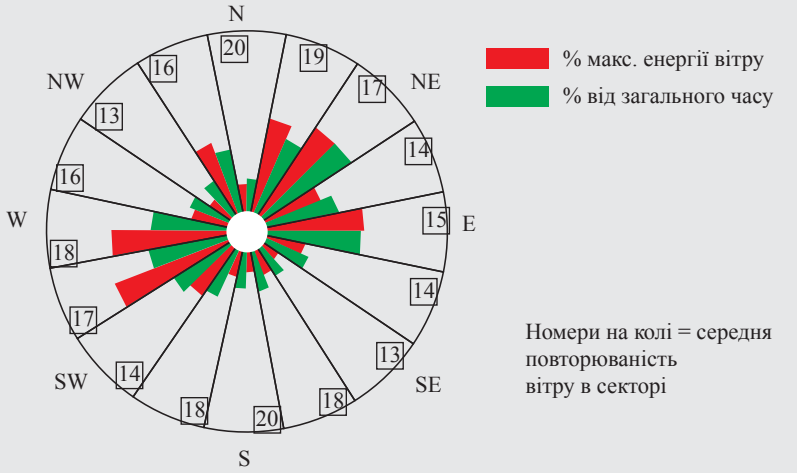


Рис. 3.1. Роза вітрів [89]

Представлена на рис. 3.1 роза вітрів показує, що у цій місцевості переважають вітри із Західного і Південно-Західного та Північно-Східного і Східного напрямків.

Аналіз результатів розрахунків є вагомим при прийнятті інвестиційних рішень щодо будівництва вітрових енергетичних установок (ВЕУ).

Повторюваність – це сума годин за рік, протягом яких вітер дме з визначеною швидкістю. Від цього показника залежить доцільність побудови вітрових електростанцій. При повторюваності приблизно 2000 год./рік та більше спорудження ВЕУ вважають рентабельним.

Шорсткість території

Важливою характеристикою є також вертикальний профіль швидкостей вітру. Ґрунтово-рослинний покрив території в оточенні вітрової електростанції істотно впливає на середню швидкість вітру на висоті осі ротора, що позначається на енергетичній ефективності ВЕУ. Тому території, на яких планується будувати вітроелектростанції (ВЕС), поділяються за допомогою так званого "*класу шорсткості території*". Навіть високо над рівнем землі, на висоті 1 км, в залежності від рельєфу території швидкість вітру може бути нестабільною. Чим ближче до поверхні, тим більшим є вплив поверхні на параметри вітру. Отже, вид поверхні, її форма та ступінь забудованості впливають на швидкість вітру. Особливо негативно впливають на рух вітру великі перешкоди, наприклад будівлі.

Попередню оцінку впливу шорсткості території на енергію вітрового потоку в залежності від типу поверхні, розміри та розташування місцевих перешкод можна визначити з таблиці 3.1. Визначення класу шорсткості дозволяє оцінити оптимальну висоту башти, на якій бажано розмітити вітрову турбіну. При цьому враховується збільшення витрат, пов'язаних з підвищенням вежі.

Таблиця 3.1

Шкала шорсткості [42]

Тип території	Клас шорсткості	Довжина шорсткості [м]	Енергія (%)
Поверхня води	0	0,0002	100
Повністю відкрита місцевість, наприклад аеропорт, трав'янисті луки тощо	0,5	0,0024	73
Відкриті орні поля з низькими поодинокими будівлями.	1	0,03	52
Присадибна ділянка з декількома будівлями та 8 метровою огорожею, віддаленою на 1250 метрів	1,5	0,055	45
Присадибна ділянка з кількома будівлями та садками, та 8 метровою огорожею, віддаленою на 500 метрів	2	0,1	39
Присадибна ділянка з численними будівлями та 8 метровою огорожею, віддаленою приблизно на 250 метрів	2,5	0,2	31
Села, малі містечка, сільськогосподарські угіддя з численними огорожами, ліс або рельєфні ділянки	3	0,4	24
Великі міста з високими будинками	3,5	0,8	18
Мегаполіси з висотними будівлями та хмарочосами	4	1,6	13

Слід підкреслити, що вдалий вибір місця розміщення ВЕУ є найефективнішим і найменш витратним способом зменшення собівартості проекту (рис. 3.2). Для обчислення енергетичних запасів вітру необхідні докладні багаторічні метеорологічні спостереження. На першому етапі оцінюються регіональні ресурси (макропоказники). Для розрахунку кожної конкретної вітроелектростанції необхідно врахувати ще багато факторів, які можуть впливати на ефективність установки. Окрім макропоказників розподілу середніх швидкостей вітру на території країни, при виборі місця розташування ВЕС, аеродинамічних та інших розрахунках необхідно враховувати добовий, місячний, сезонний розподіл швидкостей (мікропоказники). Наприклад, різниця у кількості виробленої енергії між ВЕУ, що знаходиться у різних за інтенсивністю зонах «вітрової мапи» може становити до 30%.

Вплив природних умов на ефективність роботи вітрових електростанцій

Оптимальна середня швидкість вітру, придатного для енергетичного використання становить 4–25 м/с. При швидкості вітру нижче мінімального порогу аеродинамічна сила вітру не створює необхідного обертового моменту турбіни, в той час як ураганний вітер створює значні механічні перенавантаження, що можуть викликати пошкодження ВЕУ.

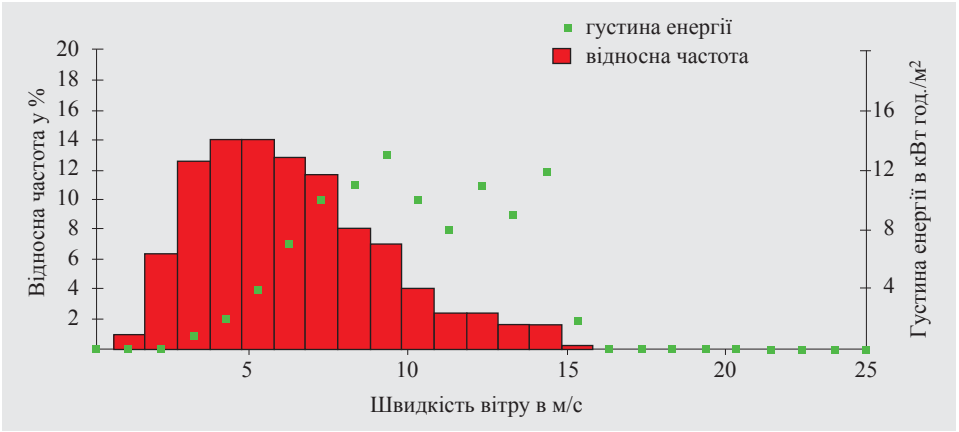


Рис. 3.2. Відсотковий розподіл швидкості вітру і густини енергії (на основі вимірювань у Північній Польщі) [89]

На попередньому етапі, інвестори, які планують будувати ВЕС і залучити для цього додаткові кошти з державних фондів або фондів Євросоюзу, чи отримати дофінансування для реалізації свого проекту, повинні обов'язково представити як мінімум річні результати вимірів вітру на території, де планується виконувати проект.

Зазвичай при проектуванні потужних ВЕС протягом 1–2 років ведеться дослідження вітрового потенціалу вибраного місця за допомогою стаціонарних станцій – вимірювальних щогл. Стаціонарна станція – це щогла, обладнана датчиками швидкості вітру на різних висотах (від 10 до 100 м). Прикладом такого обладнання є метеорологічний комплекс німецької фірми ammonite Meteo – 40 [328]. По закінченню терміну визначення вітрового потенціалу території дані обробляються за допомогою спеціальних програм. Однією з них є датська програмна модель WAAP (Wird Analysis and Application Programme) [100]. Після введення всіх дійсних параметрів: топографічної карти, шорсткості поверхні та метеорологічних умов і проведення за допомогою програми усіх обрахунків, отримують значення потужності вітру на довільній висоті в межах 10–100 м та кількість енергії, що можна отримати в залежності від типу запропонованої станції та площі поверхні її лопатей. Важливо, щоб дані були актуальними, оскільки нові будівлі цілком можуть змінити напрямок вітру (табл. 3.2–3.3).

Високоефективним способом зменшення вартості виробництва енергії є також зміна таких конструкційних параметрів, як діаметр ротора та висота вежі. Зі збільшенням цих параметрів продуктивність ВЕУ підвищується значно більше ніж інвестиційні та експлуатаційні витрати разом, що й підтверджує багаторічна світова тенденція до збільшення розмірів електроустановок.

Існує ще один критичний для комерційного впровадження ВЕС параметр – коефіцієнт використання встановленої потужності або кількість годин використання. Цей параметр показує скільки годин від сумарної кількості годин в році

Таблиця 3.2

Швидкість вітру – масштаб швидкості [21]

Вітер	Швидкість вітру на висоті 10 м		Шкала Бофорта
	м/с	вузли	
Штиль	0.0–0.4	0.0–0.9	0
Легкий	0.4–1.8	0.9–3.5	1
	1.8–3.6	3.5–7.0	2
	3.6–5.8	7–11	3
Середній	5.8–8.5	11–17	4
Помірний	8.5–11	17–22	5
Сильний	11–14	22–28	6
	14–17	28–34	7
Шторм	17–21	34–41	8
	21–25	41–48	9
Сильний шторм	25–29	48–56	10
	29–34	56–65	11
Ураган	>34	>65	12

Таблиця 3.3

Потужність вітру [21]

м/с	Вт/м^2	м/с	Вт/м^2	м/с	Вт/м^2
0	0	8	314	16	2509
1	1	9	447	17	3009
2	5	10	613	18	3572
3	17	11	815	19	4201
4	39	12	1058	20	4900
5	77	13	1346	21	5672
6	132	14	1681	22	6522
7	210	15	2067	23	7452
Дані для T=15°C та густини 1,225 кг/м^3					

(8760 год.) ВЕС буде виробляти електроенергію. Якщо цей параметр занадто низький < 20%, то термін окупності такої станції вимірюватиметься десятиліттями. Для комерційного успіху ВЕС коефіцієнт використання встановленої потужності має бути якомога вище. Місячний простій електростанції впродовж року підвищує собівартість виробленої енергії приблизно на 10% або навіть більше [89].

3.3. Енергетичний потенціал вітрової енергетики в Україні

Україна має досить високий кліматичний потенціал вітрової енергії, який забезпечує продуктивну роботу не лише автономних вузлів живлення, але й потужних вітроелектростанцій. Вважається, що досяжна потужність вітрових електростанцій в складі централізованої енергосистеми України може складати до 16 000 МВт, а можливі обсяги виробництва електричної енергії можуть становити 25–30 ТВт · год/рік. Цю величину часто приймають як потенціал вітроенергетики. Необхідна площа під спорудження ВЕС становить 2500–3000 км^2, що досить реально з урахуванням мілководної частини Азовського та Чорного морів. За іншими оцінками в Україні можна використати 7000 км^2 земель для будівництва ВЕС сумарною потужністю 35000 МВт, що дозволить забезпечити біля 2,5 відсотків від загального річного електроспоживання в Україні [230].

Інститутом відновлюваної енергетики НАН України проведено дослідження й створено «Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України», що має вигляд збірника картографічних, табличних і текстових матеріалів, систематизованих за основними напрямками впровадження відновлюваних джерел енергії на рівні областей України і АР Крим (рис. 3.3, табл. 3.4) [247].

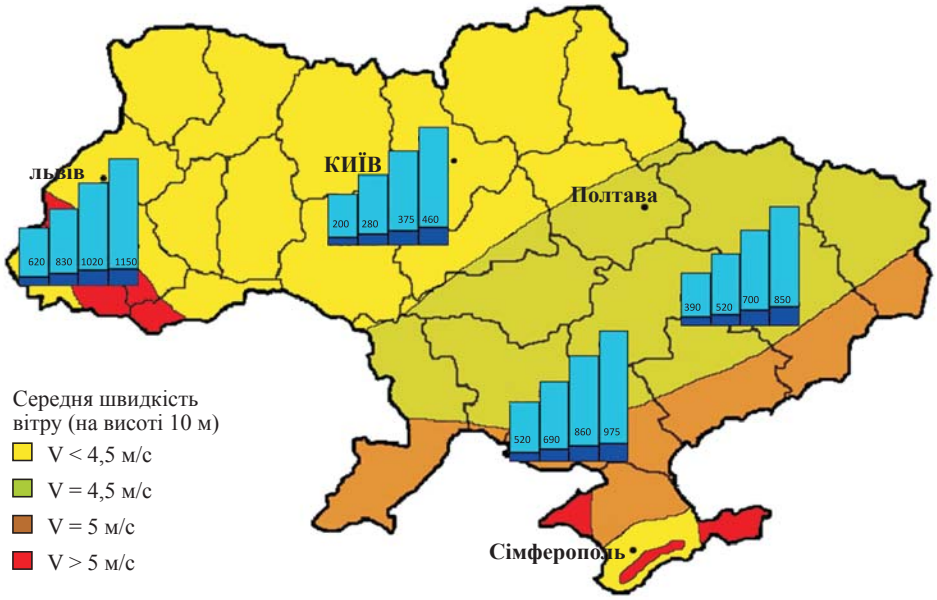


Рис. 3.3. Територіальний розподіл вітрового потенціалу України [274]

Таблиця 3.4

Районування України за вітровим потенціалом [267]

Район	Показники районування									
	Середня річна швидкість вітру, м/с	Питома потужність вітрової енергії, Вт/м²		Сумарні вітрові енергоресурси, МДж/м²		Тривалість (год) різної швидкості вітру, м/с				Оцінка потенціалу вітрової енергії
		потенційної	утилізованої	потенційні	утилізовані	загальна			безперервна	
						<3	>3	>5	>3	
Узбережжя Чорного і Азовського мори, Південний берег Криму, вершини Українських Карпат, Кримських гір	5.5-6,5	250-300	200-250	3000-9500	7000-8000	1250-6500	5500-6500	3000-5500	20-35	Дуже високий потенціал Найбільш сприятливі умови вітровикористання
Донецька височина, Приазовська та Причорноморські низовини	5,0-6,0	200-250	150-200	6000-7500	4500-5000	2250-2750	4500-5000	2000-3200	17-25	Високий потенціал. Сприятливі умови в вітровикористання
Подільська та Придніпровська височини	4,0-5,0	150-200	100-150	4500-5500	3500-4500	2250-4750	400-5500	2250-3000	15-20	Достатній потенціал. Досить сприятливі умови
Поліська та Придніпровська низовини, Волинська височина	3,0-4,5	50-120	30-100	1500-4500	1000-3500	4000-5000	3500-5000	1500-2800	12-17	Невисокий потенціал Обмежено сприятливі умови
Передкарпаття, Закарпатська низовина, долини Українських Карпат, Кримських гір	1,5-2,5	10-40	5-10	200-500	100-300	5750-6250	2500-3000	500-1500	10-15	Низький потенціал Несприятливі умови вітровикористання.

Вітроенергетичний потенціал різних територій України характеризується середньорічними швидкостями вітру на рівні 7,0–8,5 м/с (на континенті – на висотах близько 100 м, а на акваторіях – близько 50 м), що дозволяє використовувати вітротехніку мегаватного класу потужності з річним коефіцієнтом використання потужності на рівні 0,3–0,4, тобто досить ефективно. Найбільш придатними регіонами для будівництва вітроелектростанцій великої потужності є Крим, Карпати, узбережжя Чорного і Азовського морів, Донбас. Експлуатація тихохідних багатолопатевих вітроустановок з підвищеним обертаючим моментом для виконання механічної роботи (помолу зерна, підняття та перекачки води і т.п.) є ефективною практично на всій території України.

Україна має територіальні можливості для будівництва рентабельних ВЕС як на суші, так і на морських акваторіях в межах територіальних вод.

3.4. Основні типи ВЕУ

На даний момент існує багато конструкцій вітрових турбін, які так чи інакше перетворюють енергію вітру на механічну енергію. Всі вони, відповідно до положення осі обертання ротора, поділяються на два основних види: з горизонтальною (рис. 3.4) та з вертикальною віссю обертання (рис. 3.5).

На потужних ВЕУ в переважній більшості застосовують пропелерні швидкісні двигуни з горизонтальною віссю обертання, з однією, двома або, частіше, з трьома лопатями (рис. 3.6). Зараз ВЕУ такої конструкції займають більше 95% ринку вітрових генераторів у світі [100]. Поширення лопатевих, та пропелерних вітроагрегатів пояснюється їх ефективністю за рахунок великої швидкості їх обертання.

Найбільша ефективність вітрових турбін з горизонтальною віссю обертання досягається коли потік повітря надходить перпендикулярно до площини обертання лопатей. Тому орієнтація головки вітродвигуна цього типу вітротурбін «за



Рис. 3.4. Вітряк з горизонтальною віссю обертання [102]



Рис. 3.5. Вітряк з вертикальною віссю обертання [329]

вітром» є принциповим. Швидкість обертання вітродвигунів обернено пропорційна кількості крил, тому агрегати з кількістю лопатей більше трьох у промисловій енергетиці практично не використовуються.



Рис. 3.6. Приклад вітрової ферми, що працює в Чісові (Cisowie) [168]

Аеродинамічні відмінності дають каруселним установкам певні переваги порівняно з традиційними вітряками. При збільшенні швидкості вітру вони швидко нарощують силу тяги, після чого швидкість обертання стабілізується. Карусельні вітродвигуни тихохідні, що дозволяє використовувати прості електричні схеми, наприклад, з асинхронним генератором, без ризику виникнення аварійних ситуацій за випадкових поривів вітру. Тихохідність висуває одну обмежуючу вимогу – необхідність використання багатополюсного генератора, що дає змогу працювати на малих оборотах. Такі генератори не мають широкого розповсюдження, а використання мультиплікаторів (редукторів) не є ефективним через низький ККД останніх. Ще однією істотною перевагою карусельних конструкцій є те, що вони можуть працювати за будь-яких напрямків вітру, не змінюючи при цьому свого положення, що дуже важливо для приземних "нишпорячих" потоків. Вітродвигуни подібного типу будуються в США, Японії, Англії, ФРН, Канаді. Карусельний лопатевий вітродвигун найбільш простий в експлуатації. Його конструкція забезпечує максимальний момент при запуску вітродвигуна і автоматичне саморегулювання максимальної швидкості обертання в процесі роботи. Зі збільшенням навантаження зменшується швидкість обертання і зростає обертаючий момент, аж до повної зупинки.

Вітрові агрегати типу Дар'є, як вважають фахівці, перспективні для великої енергетики. Але є один значний недолік – проблема запуску. У ортогональних установках використовується той же профіль крила, що і в дозвуковому літаку. Літак, перш ніж "спертися" на підйомну силу крила, повинен розбігтися. Те саме відбувається й у випадку з ортогональною установкою. Спочатку до неї треба підвести енергію – розкрутити і довести до певних аеродинамічних параметрів, а вже потім вона сама перейде з режиму двигуна в режим генератора. Відбір потужності починається за швидкості вітру ≈ 5 м/с, а номінальна потужність досягається при швидкості 14 – 16 м/с. Попередні розрахунки вітроустановок передбачають їх використання в діапазоні від 50 до 20 000 кВт. У реальній установці потужністю 2000 кВт діаметр кола, по якому рухаються крила, складе близько 80 метрів. Тихохідні вертикально-осьові ВЕУ мають переваги і з точки зору впливу на середовище: менший рівень аеродинамічних та інфрашумів, вібрацій, теле- та радіошумів, менший радіус розкидання уламків лопатей у разі їх руйнування.

Вітрові установки можна класифікувати і за швидкістю обертання.

До низькошвидкісних вітрових двигунів відносять барабанні, карусельні, роторні. Двигуни цієї групи мають великий обертальний момент, але внаслідок малої швидкості обертання, зазвичай застосовуються тільки в механічних приводах.

До середньошвидкісних двигунів відносяться багатолопатеві двигуни з горизонтальною віссю обертання.

А одно, дво- та трилопатеві вітрові турбіни є швидкісними агрегатами.

3.5. Використання вітрової енергії

Існує три основних шляхи використання вітрової енергії: виробництво електроенергії для продажу в державну мережу, виробництво електроенергії для локальних мереж, перетворення енергії вітру у теплову, хімічну та інші види енергії на локальних об'єктах.

Найбільш потужні ВЕУ виробляють електроенергію для загальнодержавної електромережі. Але існують суттєві стримуючі фактори. Жодна електрична система без державних заохочень не схоче купляти цю електроенергію. Адже ВЕУ виробляють "неякісну" енергію з нестабільною частотою та потужністю, і тому, виникає потреба у додатковому комплексі досить складного устаткування для виправлення цієї ситуації. Такі країні, як Данія та Німеччина з практичного досвіду дійшли висновку, що питома вага вітроенергетики не повинна перевищувати ~20% потужності загальної енергосистеми. Якщо вона вища за цей показник, вітроенергетика стає відверто шкідлива для електросистеми країни [330] .

Іншим шляхом використання енергії вітру є виробництво електроенергії для відокремлених (локальних) електромереж з метою освітлення, обігріву житлових, промислових і сільськогосподарських приміщень. Це житлові будинки, церкви, військові об'єкти, порти, лікарні, сільськогосподарські забудови, а також живлення меліоративних насосів (зрошення, осушення), обладнання для аерації і рекультивації водойм, освітлення та електричний обігрів у парникових та тепличних господарствах. Економічно обґрунтованими є електроживлення малих поселень та об'єктів у віддалених районах або екологічно захищених зонах – метеостанції, монастирі, маяки, науково-дослідні станції, військові частини, тваринницькі ферми. Треба зауважити, що у такому випадку при економічних розрахунках на перший план виходить вартість обладнання для накопичення та перетворення енергії, необхідне для функціонування локальної мережі. Вартість такого обладнання може у декілька разів перевищувати вартість самої ВЕУ.

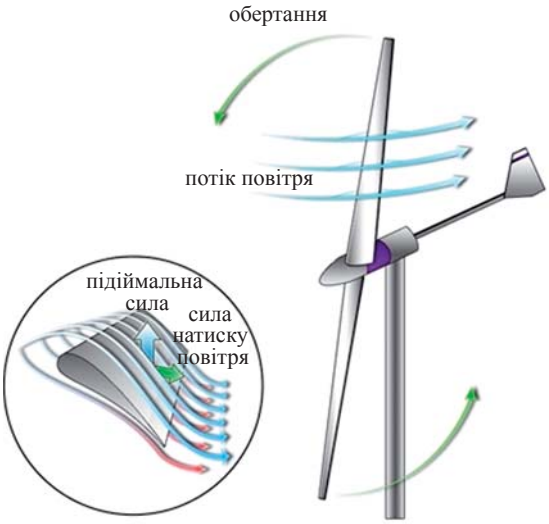
Найпростіший спосіб використання вітрової енергії, перетворення її у теплову або, наприклад, хімічну енергію на локальних об'єктах. Тут існують проблеми з відповідністю між попитом на енергію та її виробництвом, яке залежить лише від вітрових умов.

3.5.1. ВЕУ з горизонтальною віссю обертання

Принцип роботи

Основою роботи ротора вітрової електростанції є створення аеродинамічної сили за рахунок дії вітрового потоку на вітрове колесо. Повітряний потік

Рис. 3.7. Принцип роботи вітрової турбіни [25]



створює різницю тисків між нижньою і верхньою поверхнею лопатей (рис. 3.7). Вона виникає завдяки відповідній формі лопаті. Потік повітря, що протікає над верхньою поверхнею лопаті, має довший шлях, ніж потік, що обтікає нижню частину лопаті. Завдяки цьому над верхньою поверхнею виникає область з пониженим тиском, а під нижньою поверхнею лопаті виникає область з підвищеним тиском. Внаслідок різниці тисків на лопать починає діяти аеродинамічна сила, спрямована у бік меншого тиску (лопать всмоктується в область меншого тиску). Так само виникає «підіймальна сила» крила літака, що дозволяє йому відірватися від землі. У випадку ВЕУ ця сила зумовлює обертовий рух пропелера.

Вітроколесо може мати різну кількість лопатей: від однієї до 50. У більшості випадків головка з вітровою турбіною обертається та приймає положення «за вітром». У малих ВЕУ обертання за вітром відбувається завдяки стабілізатору, а у потужних промислових ВЕУ за допомогою сервосистем.

Для ВЕУ важливим є збереження обертального руху пропелера навіть при мінімальних значеннях швидкості вітру. Не менш важливим є й захист від вириивання ротора з гондоли при надмірних значеннях. Тому вітрова турбіна проектується таким чином, щоб існувала можливість зменшення обертаючого моменту ротора за рахунок зміни кута нахилу лопатей (встановленням їх у флюгерне положення), застосування компенсуючих клапанів або виведення вітрової турбіни з під вітру (встановлення плоскості обертання паралельно вітру).

Конструкція вітрових турбін

Підвищення ефективності сучасних ВЕУ досягається завдяки застосуванню лопатей з новою аеродинамічною формою, виконаних з високоякісних компонентів та високоефективних систем управління та регулювання. Процес виробництва вітрових турбін є високоспеціалізованим та передбачає високий ступінь автоматизації виробництва.



Рис. 3.8. Фото дволопатевої ВЕУ [232]



Рис. 3.9. Фото багатолопатевої ВЕУ [166]

Для кожної з обраних конструкцій лопатей досягається певний компроміс: максимальна потужність при заданій швидкості, та висока продуктивність при швидкостях, що відрізняються від заданої номінальної швидкості. Найбільш розповсюдженою моделлю є турбіна з трьома аеродинамічними лопатями, виконаними із скловолокна або вуглецевих волокон, довжиною 20–80 м. Це є компромісом між високою ефективністю, характерною для 1 і 2 лопатевих роторів (рис. 3.8) та стабільністю і тривалим періодом функціонування багатолопатевих вітроколіс (рис. 3.9). Проте, значна кількість виробників розвиває технології дволопатевих роторів (США, Нідерланди) і навіть досі виробляють однолопатеві турбіни (Італія), не дивлячись на підвищену небезпеку виникнення вібрацій у таких конструкціях.

Форма лопатей розраховується за допомогою програм тривимірного моделювання для заданої швидкості вітру та тестується в аеродинамічній трубі.

Проектування вітрової енергетичної установки має два важливі етапи:

– прогноз вітрового ресурсу для майбутнього проекту: вимірювання швидкості вітру протягом мінімум одного року на рівні осі ротора або, принаймні, на висоті 30 м;
– розрахунок аеродинамічної форми вітрових турбін, що відповідають вітровому ресурсу даної місцевості.

Ігнорування та недооцінка інвесторами кожного з цих етапів має негативний вплив на достовірність технічних та економічних розрахунків. Наприклад, відхилення середньорічної швидкості вітру лише на 0,3 м/с дає значні похибки в розрахунках отримання енергії в найближчі роки. Зміна профілю лопатей у більшості станцій неможлива. Виробники вітрових турбін застосовують, в осно-

вному, незмінний профіль (stall regulation SR) через те, що значення додатково отриманої енергії є неістотним у порівнянні до зростання виробничих витрат.

Лише незначна частина виробників випускає моделі ВЕУ, у турбін яких кожна лопать може обертатися навколо власної осі, тим самим регулюючи кут атаки вітру на свою поверхню так, щоб він виявився найвигіднішим у даному діапазоні швидкості (pitch regulation PR).

При сталому профілі лопатей (SR) повна потужність турбіни при перевищенні номінальної швидкості вітру (найчастіше близько 14 м/с) досягає свого максимуму, часто вищого від номінального значення, а потім зменшується.

По-іншому відбувається з турбінами зі змінним кутом атаки лопатей (PR) – при досягненні максимуму, незважаючи на більш високі значення швидкості вітру, номінальна потужність підтримується до повного вимкнення турбіни.

Потужність найбільшої вітрової турбіни становить 6 МВт [29].

Вежа трубчастої або, рідше, решітчастої конструкції висотою 40–120 м найчастіше виготовляється зі сталі, рідше залізобетону. Лопаті монтуються на приводному валу ротора. Ротор та генератор, з'єднані через редуктор, знаходяться в чаші гондоли. У гондолі ж знаходиться й обертовий механізм, що повертає її за напрямом вітру.

У Польщі вартість будівництва електростанції у 2 МВт оцінюється приблизно в 6 млн. злотих [33].

3.5.2. Системи вітрових турбін з вертикальною віссю обертання

Системи вітрових турбін з вертикальною віссю обертання вітрового колеса за конструктивними особливостями поділяються на карусельні, роторні (системи Савоніуса) та вітрові двигуни системи Дар'є.

Основні недоліки карусельних і барабанних (вітротурбін витікають з принципу розташування робочих поверхонь вітроколеса у потоці вітру. Оскільки робочі лопаті колеса переміщаються у напрямі повітряного потоку, вітрове навантаження діє не одночасно на усі лопаті, а по черзі.

У результаті на кожну лопать діє переривчасте навантаження, а коефіцієнт використання енергії вітру виходить дуже низьким і не перевищує 10%. Крім того, рух поверхонь вітроколеса у напрямі вітру не дозволяє розвинути великі оберти, оскільки поверхні не можуть рухатися швидше за вітер. У роторних вітродвигунів системи Савоніуса коефіцієнт використання енергії вітру становить близько 18% [331].

У 1920 р. у Франції Дар'є запропонував новий тип ротора, інтенсивною розробкою якого почали займатися з 1970 р. Ротор Дар'є відноситься до вітрових турбін, що використовують підйомну силу, яка з'являється на вигнутих лопатях, що мають в поперечному перерізі профіль крила. Ротор має порівняно невеликий початковий момент, і велику швидкохідність, і, через це, відносно велику питому потужність, віднесену до його маси або вартості. Такі ротори можуть мати різну форму (Ф-, Δ-, Y- і ромбовидну) з однією, двома або більшою кількістю лопатей [4].

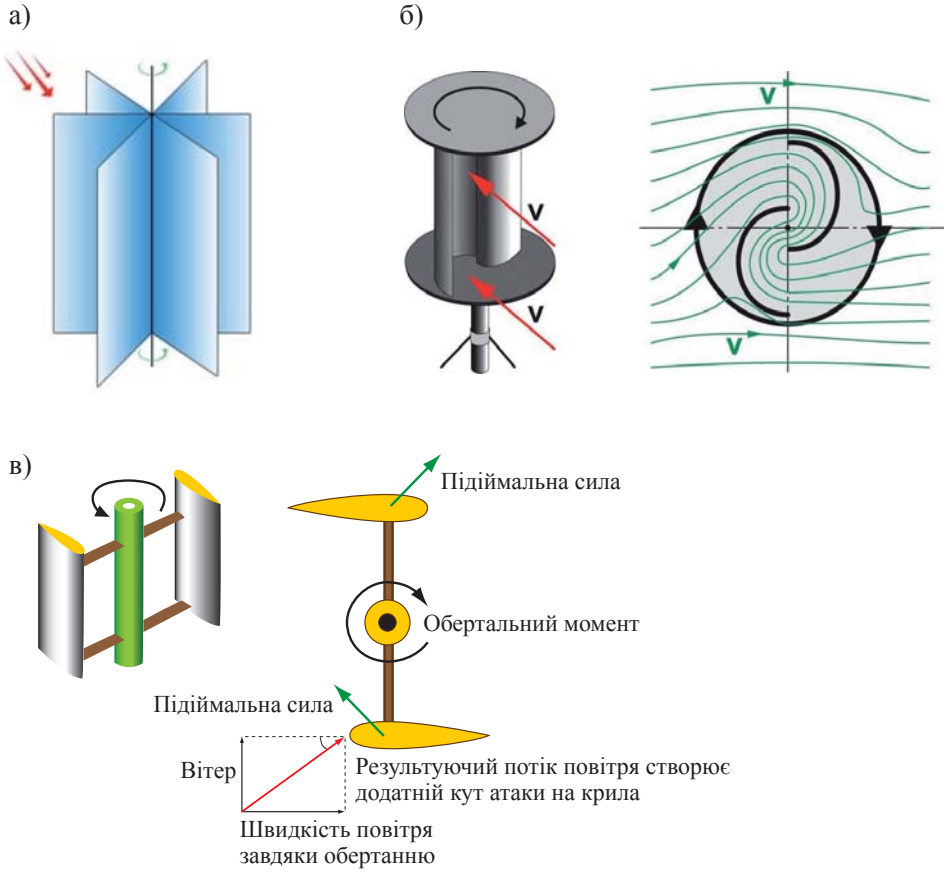


Рис. 3.10. Принцип дії основних типів вертикально-осьових вітрових турбін [331]: а – карусельного типу; б – барабанного типу, в – ротор Дар'є.

Зараз вітрогенератор Дар'є може розглядатися як основний конкурент широковживаних вітрогенераторів пропелерного типу з горизонтальною віссю обертання.

Переваги турбін з вертикальною віссю обертання:

- стала робота (незалежна від напрямку вітру) не вимагає механізму "встановлення під вітер";
- значення стартової швидкості вітру менше ніж у ВЕУ з горизонтальною віссю обертання (близько 2 м/с);
- порівняно легкий монтаж: не потрібне будівництво високих щогл, достатнім є розміщення на відкритій території на висоті 2–4 м над рівнем землі;
- можливість монтажу: на землі, дахах будівель, стовпах, щоглах вже існуючих конструкцій тощо;
- низький рівень шуму навіть за максимальної швидкості обертання;
- стійкість до дуже сильного вітру не вимагає зупинки (навіть при вітрі з швидкістю 40 м/с), аеродинамічна форма ротора забезпечує обмеження обертання;

– стійкість в зимових умовах до вкривання інеєм чи мокрим снігом;
– можлива переносна конструкція завдяки легкому монтажу і демонтажу за декілька годин;
– відсутність вібрації;
– можлива установка навіть в промислових зонах;
– простота конструкції гарантує довгий строк експлуатації пристрою;
– не вимагає великих просторів "плоского" рельєфу для отримання оптимальних параметрів роботи;
– естетичний вигляд – під час роботи вражає циклічною зміною форми, дає нові можливості установки реклами чи використання як елементу краєвиду;
– низька ціна в порівнянні з класичною турбіною з горизонтальною віссю обертання;
– мала обертова швидкість ротора і його форма гарантують безпеку для тварин і птахів.



Рис. 3.11. Вітрова електростанція типу "Savonius" [126]

3.6. Загальні характеристики вітрових двигунів

3.6.1. Енергетичні характеристики вітрових турбін

Для перетворення кінетичної енергії вітру на механічну енергію використовуються вітрові турбіни або вітродвигуни. Механічну енергію, отриману від турбіни, перетворюють за допомогою додаткових пристроїв на електричну, теплову або інші види енергії.

Приймаючи довільний поріг швидкості вітру можна визначити енергію у всьому діапазоні швидкості вітру, отримуючи значення загального потенціалу вітрової енергії. Але для оцінки запасів енергії вітру в масштабі країни використовується корисна енергія вітру більша за мінімальну швидкість, тобто $v > 4$ м/с. Кінетичну енергію вітру (E) можна розрахувати за наступною спрощеною формулою [331]:

$$E = \frac{1}{2} m \cdot v^2, \text{ Дж} \tag{3.1}$$

Маса повітря m, що протікає зі швидкістю v через переріз s за 1 с становитиме:

$$m = \rho \cdot s \cdot v \left(\frac{кг}{с} \right) \tag{3.2}$$

Таким чином: $E = \frac{1}{2} \rho \cdot s \cdot v^3$, Дж (3.3)

де: ρ – густина повітря , кг/м^3; v – швидкість, м/с, s – площа перерізу, м^2.

Знаючи площу поверхні лопатей, можна в простий спосіб розрахувати енергію повітряного потоку вітрогенератора:

$$E = \frac{1}{2}\rho \cdot \pi \cdot R_{ВК}^2 \cdot v^3 \cdot \xi \cdot \eta_г, \text{ Дж} \qquad (3.4)$$

де: $R_{ВК}^2$ – радіус вітроколеса, ξ – коефіцієнт використання енергії вітру (це один з найважливіших параметрів, що характеризує ефективність вітротурбіни. Він визначає середню енергетичну продуктивність і залежить від типу вітрового колеса. Практично, в розрахунках ξ приймає значення від 0,18 на багатолопасних малошвидкісних ВЕУ з вертикальною віссю обертання до 0,48 у дво-, трилопасних ВЕУ з горизонтальною віссю обертання), $\eta_г$ – ККД електрогенератора [332].

На практиці зростання швидкості вітру на 10% (з 5,26 м/с до 5,8 м/с) знижує витрати на виробництво енергії на ≈20% і, навпаки, зниження швидкості вітру на 10%, до 4,7 м/с збільшує ці витрати на ≈30%.

Суттєвий вплив на роботу вітрових електростанцій має температура повітря. Збільшення або зменшення температури повітря на 15°С спричиняє зростання або зменшення кінетичної енергії вітру приблизно на 5%.

Підвищення або падіння тиску на 4 мм.р.ст. також веде до зростання або зменшення кінетичної енергії вітру на 5%.

Момент вітрової турбіни (M) дорівнює потужності (P) поділеній на кутову швидкість (Ω):

$$M = \frac{P}{\Omega}, \text{ кгм} \qquad (3.5)$$

Потужність ВЕУ при цьому розраховується як:

$$P = \xi \cdot \frac{\rho v^3}{2} \cdot \frac{\pi D^2}{4} \cdot \eta_{ел} \cdot \eta_{мех}, \text{ Вт} \qquad (3.6)$$

де $\eta_{ел}$ – ККД електрогенератора, D – діаметр вітроколеса, $\eta_{мех}$ – ККД трансмісії.

Аеродинамічною характеристикою вітродвигуна є залежність відносного моменту вітроколеса ($\overline{M}_в$) і коефіцієнта використання енергії вітру (ξ) від коефіцієнту швидкохідності (Z) (рис. 3.12). З рисунку ($\overline{M}_{тр}$) – початковий відносний момент або момент початку руху, $\overline{M}_{ном}$ – номінальний відносний момент, при якому коефіцієнт потужності вітродвигуна максимальний; $\overline{M}_{мах}$ – максимальний відносний момент, що може розвивати вітровий двигун.

$$\overline{M} = \frac{2M}{\pi R^3 \rho v^2} \qquad (3.7)$$

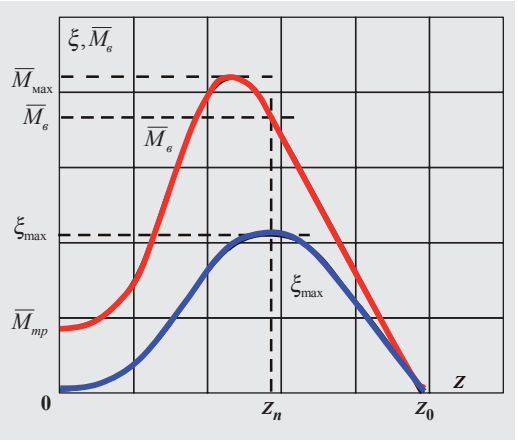


Рис. 3.12. Аеродинамічна характеристика вітрової турбіни

Наступним важливим параметром для ВЕУ є коефіцієнт швид-

кохідності (Z). При проходженні повітря скрізь лопаті, залишається зона збурення (слід), що гальмує обертання вітрового колеса. Цей коефіцієнт розраховують як відношення обертальної швидкості лопатей до швидкості вітру:

$$Z = \frac{\omega R_{BK}}{v} = \frac{u}{v} \tag{3.8}$$

де $\omega = \frac{\pi \cdot n}{30}$, рад/с; u – обертальна швидкість на кінцях лопатей,

$u = \frac{\pi \cdot D \cdot n}{60}$, м/с, n – частота обертання.

Значення Z залежить від типу вітрової турбіни і знаходиться у проміжку 0,2–10. На рисунку 3.13 показано залежність коефіцієнту потужності від виду вітрової турбіни [314]. З врахуванням коефіцієнту швидкохідності вітрові двигуни поділяються на:

- низькошвидкісні з $z_n < 1{,}5$ (карусельні, роторні, барабанні);
- середньошвидкісні з $1{,}5 < z_n < 3{,}5$ (багатолопатеві, вітряки);
- швидкісні з $z_n > 3{,}5$ (двигуни пропелерні).

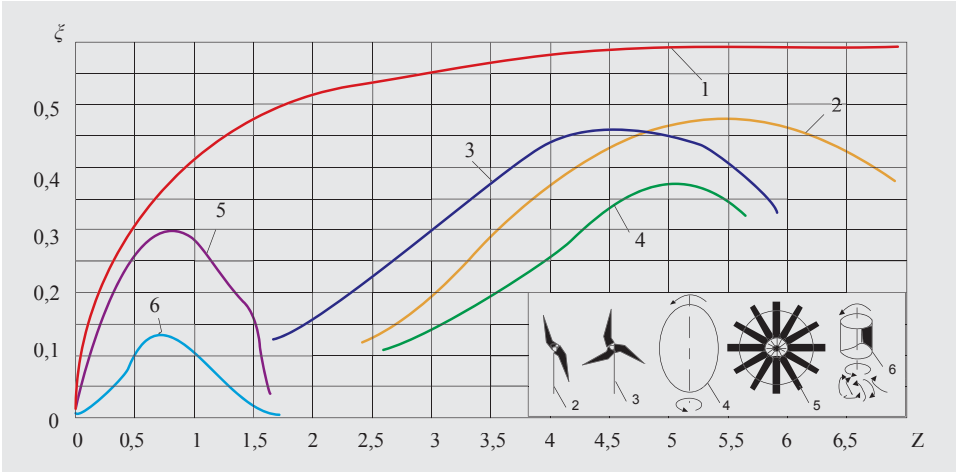


Рис. 3.13. Залежність коефіцієнту потужності ξ від швидкохідності Z: 1 – ідеальна характеристика турбіни пропелерного типу; 2 – високошвидкісна дволопатева турбіна; 3 – трилопатева турбіна; 4 – вертикально-осьова турбіна типу Дар'є; 5 – багатолопатева вітрова турбіна; 6 – ротор Савоніуса [314]

Порівнюючи два вітрові двигуни подібної потужності, де перший має малий коефіцієнт швидкохідності z_n (багатолопатевий), а другий має великий коефіцієнт швидкохідності (малолопатевий), більшим моментом сили буде характеризуватися перший.

3.6.2. Вихідна потужність вітрової електроустановки

Вихідна потужність вітрової електроустановки змінюється разом зі зміною швидкості вітру. Цю залежність характеризує крива потужності на рис. 3.14. Це одна з основних залежностей, на яку необхідно звернути увагу при плануванні

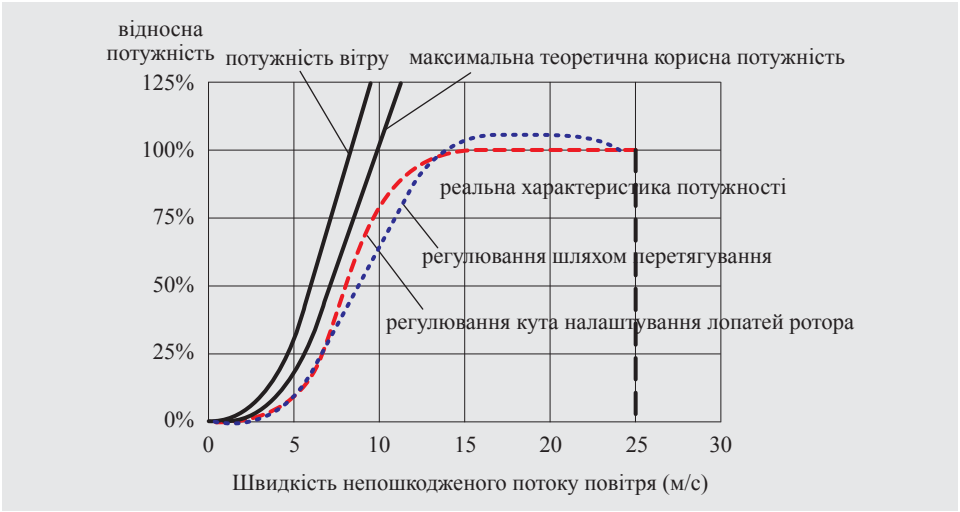


Рис. 3.14. Залежність потужності малої ВЕУ від швидкості вітру [160]

будівництва електростанції. Ефективнішою робота ВЕУ буде коли крива напруги підійматиметься крутіше та сягатиме максимуму за якнайнижчої швидкості вітру. Сучасні вітрові електроустановки досягають максимуму при швидкості близько 20 м/с, утримуючи сталий високий рівень виробництва енергії.

3.6.3. Параметри роботи вітроелектроустановок

ВЕУ характеризуються такими параметрами роботи, як мінімальна, номінальна потужність та потужність вимикання, які в свою чергу залежать від конструктивних особливостей вітротурбін. У таблиці 3.5 представлено залежність енергетичної продуктивності ВЕУ від її розмірів та швидкості вітру.

Важливими параметрами є мінімальна або стартова швидкість підключення (*cut-in*). Чим нижче швидкість, при якій починається виробництво електро-

Таблиця 3.5

Річний приріст енергії вітрової електростанції в установках різної потужності в залежності від швидкості вітру на висоті осі ротора [25]

Встановлення розміру		Річний енергетичний приріст у МВт·год.				
ротор	**потужність**	***V* = 5 м/с**	**6 м/с**	**7 м/с**	**8 м/с**	**9 м/с**
30 м	200 кВт	320	500	670	820	950
40 м	500 кВт	610	970	1360	1730	2050
55 м	1000 кВт	1150	1840	2570	3280	3920
65 м	1500 кВт	1520	2600	3750	4860	5860
80 м	2500 кВт	2380	4030	5830	7700	9220
120 м	5000 кВт	5300	9000	13000	17000	20000

енергії тим краще. Зазвичай ВЕУ починають працювати при швидкості вітру 2–6,5 м/с.

Номінальному режиму роботи відповідає швидкість вітру – 9–16 м/с. Поки вітер не досягне номінальної швидкості для даного типу електростанції, стратегія керування полягає у досягненні максимально можливого рівня потужності за наявних умов. Після входу в режим нормальної роботи стратегія направлена на підтримання досягнутої потужності на номінальному рівні.

При значенні швидкості вітру більше за 25 м/с спрацьовують системи захисту. Швидкість вимикання (*cut-out*) – це максимальна швидкість, при досягненні якої електростанція відключається, для запобігання пошкодженню.

Потужність ВЕУ зростає у квадратичній залежності від швидкості вітру. Крива потужності показує залежність між продуктивністю електростанції та швидкістю вітру за середніми вимірами**.**

3.7. Конструкція вітрової електроустановки

Вітрогенератор або вітрова енергетична установка – це пристрій, що перетворює енергію набігаючого на нього вітру у електричну енергію. ВЕУ можуть працювати автономно або у складі вітрової електростанції. Будову вітрової електростанції схематично зображено на рис. 3.15.

Найважливішим елементом вітроелектроустановки є ***вітрова турбіна***, яка перетворює енергію вітру в механічну енергію, що передається до генератора. Зазвичай використовуються трилопатеві ротори (рідше дволопатеві). Лопаті вітротурбіни закріплюються на валу ступиці та слугують для перетворення швидкісного напора вітру в обертальний момент валу вітрогенератора. Більшість лопатей виготовляються зі скловолокна, підсиленого поліестером. На потужних ВЕУ часто встановлюють систему гідравлічних приводів для зміни кута атаки

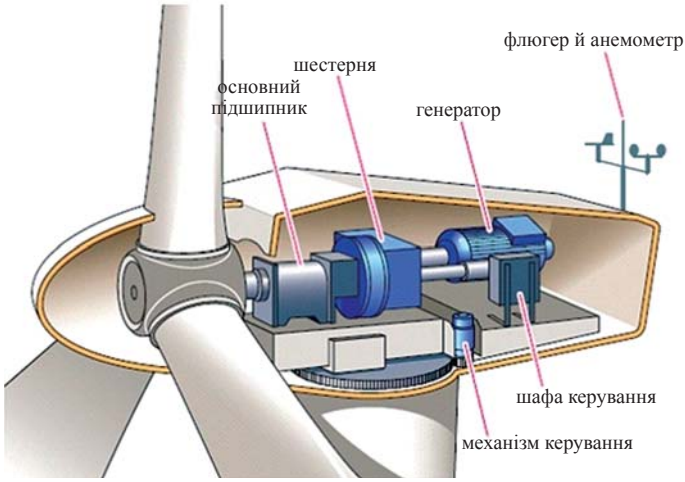


Рис. 3.15. Основні елементи сучасної вітрової електростанції [160]

лопатей ротору (0–80°), для регулювання та стабілізації швидкості обертання вітрової турбіни. У разі збільшення швидкості вітру до аварійної межі лопаті встановлюються перпендикулярно до вітру.

Редуктор або мультиплікатор забезпечує підвищення швидкості обертання валу до тих обертів, при яких електрогенератор працює з найбільшою продуктивністю. Ротор встановлюється на повільнообертовому валу, оберти якого через редуктор передаються до швидкообертового валу. Швидкообертовий вал сполучається з валом генератора. Найчастіше ротор обертається зі швидкістю 15-30 об/хв., а редуктор збільшує швидкість обертання в 50 разів до 1500 об/хв. Ступінь редукції залежить від типу електрогенератора, який використовується в електростанції. Деякі моделі з тихохідними або багатополюсними електрогенераторами працюють взагалі без редуктора.

Гальмівна система ВЕУ. Вітрові турбіни обладнані стійкою та надійною системою безпеки, в тому числі системою гальмування, яка повинна забезпечити зупинку вітрової турбіни при перевищенні допустимих швидкостей вітру або у разі проведення ремонтних робіт. Для аварійного гальмування або призупинки ротору застосовують, зазвичай, дискові гальма.

Поворотна система. Гондола обертається у напрямку вітру за допомогою сервоприводу, закріпленого на вершині башти.

Електричне обладнання ВЕУ. В якості генераторів застосовують асинхронні або синхронні електрогенератори. В електростанціях великої потужності може використовуватися безпосередній привід, при цьому змінюється кількість пар полюсів асинхронної машини.

До складу електричного обладнання входить система керування, пристрої заземлення, розподільні щити, електричні проводи та система громовідведення. Мікропроцесорна система керування у автоматичному режимі підтримує оптимальні режими роботи ВЕУ, отримує дані та контролює окремі системи та агрегати установки.

Генератор, трансформатор, редуктор і механізми керування розміщені в гондолі. Крім того, гондола містить системи змащення, охолодження, дискові гальма тощо.

Вежа є сталевою, у формі труби, рідше має решітчасту конструкцію. Установки неве-





Рис. 3.16. Гондоли вітрових електростанцій у стадії будівництва [34]

ликої потужності, призначені для малих, індивідуальних споживачів, характеризуються значно простішою будовою. Вони не мають механізмів зміни кута атаки лопатей, гондола повертається за вітром за допомогою кіля, по принципу флюгера.

На рис. 3.16 представлено монтаж промислових вітрових електростанцій, які широко використовуються для виробництва електроенергії у складі вітрових електростанцій для загальної електромережі Польщі.

3.7.1. Генерування електричної енергії

Тип генератора залежить від розмірів вітроелектростанції, частоти її обертання та виду споживання виробленої електроенергії. Існують дві основні схеми підключення: електростанції, що працюють на локальну (відокремлену) мережу (рис. 3.17) та під'єднані до загальної електромережі (рис. 3.18). При обговоренні принципової схеми генерування та виду генератора необхідно визначитись також з видом електроенергії, що вироблятиметься. Це може бути змінна напруга змінної або постійної частоти, постійна напруга і т. ін.

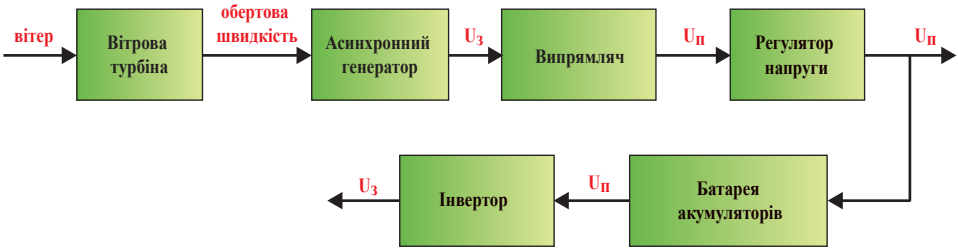


Рис. 3.17. Приклад схеми принципу роботи автономної системи з електрогенератором змінного струму, де $U_З$ – змінна напруга, $U_П$ – постійна напруга

На невеликих об'єктах, що знаходяться на великих відстанях від загальних електромереж можуть використовуватися малі ВЕУ з генератором постійного струму потужністю до 20 кВт, які працюють на локальну мережу. В таких випадках якість електроенергії, тобто потужність і частота, не мають великого значення. В якості буферного пристрою, здатного накопичувати надлишок енергії, а у разі потреби віддавати його до локальної мережі використовуються акумуляторні батареї (рис. 3.18, а).

У більш складних схемах використовують випрямляючі пристрої для отримання з "неякісної" первинної напруги різної амплітуди та частоти, постійної, що накопичується у акумуляторних батареях, а вже потім за допомогою інвертора перетворюється в змінну напругу постійної частоти та необхідної амплітуди (рис. 3.18, в).

Схема перетворення енергії вітру у теплову енергію є однією з найпростіших. У таких схемах не має значення ні вид електрогенератора, ні якість енергії,

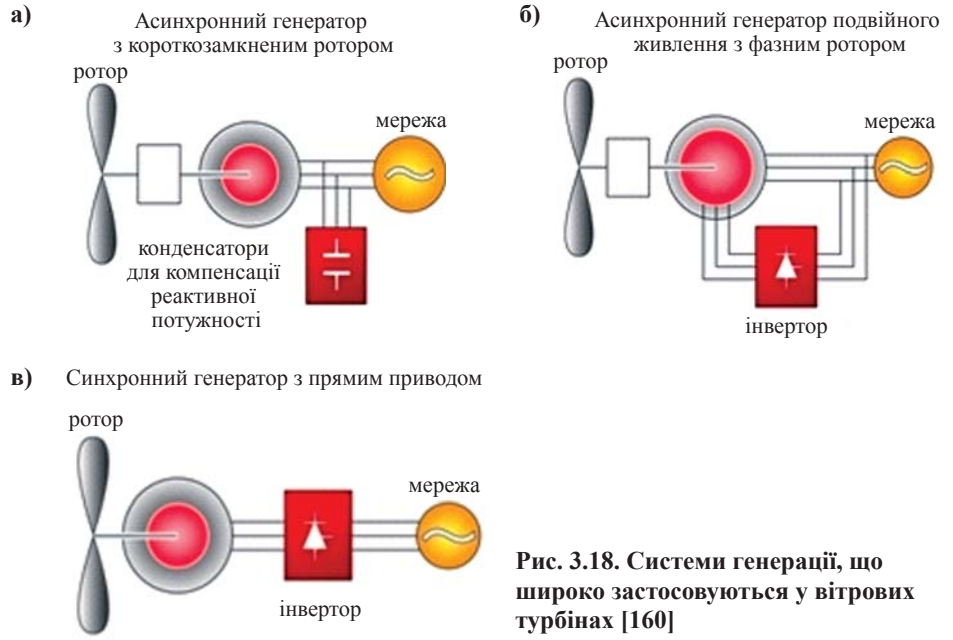


Рис. 3.18. Системи генерації, що широко застосовуються у вітрових турбінах [160]

яка безпосередньо подається на теплові електронагрівачі або теплові акумулятори (рис. 3.18, б).

Більшість потужних ВЕУ, що працюють поодинці, а частіше поєднані у вітрові електростанції виробляють електроенергію у вигляді змінної напруги постійної частоти для постачання її у мережу існуючих енергосистем. Електроенергія, що виробляється на такій електростанції повинна мати такі самі значення частоти та напруги, як і у мережі до якої вона під'єднана.

На сьогоднішній день використовуються ВЕУ з різними електроенергетичними схемами перетворення механічної енергії в електричну. Основні відмінності між ними стосуються типу генератора та способу обмеження аеродинамічної ефективності ротора при зміні швидкості вітру. Основні види систем перетворення механічної енергії на електричну:

- асинхронний електрогенератор з короткозамкненим ротором;
- синхронний електрогенератор з регульованим числом пар полюсів статора;
- асинхронний електрогенератор подвійного живлення з фазним ротором;
- синхронний електрогенератор з прямим приводом.

Будова та принцип дії синхронних і асинхронних електрогенераторів описані в підрозділі 4.8.

У перших вітрових турбінах застосовувалися ***асинхронні електрогенератори з короткозамкненим ротором.*** Асинхронні генератори (АГ) прості у експлуатації та обслуговуванні, легко вмикаються у паралельну роботу. Форма кривої вихідної напруги близька до синусоїдальної. До переваг можна віднести і те, що їх маса і матеріалоємність у 1,5 рази менша за синхронний генератор такої ж потужності.

Так як асинхронний генератор має велику реактивну потужність, така система вимагає компенсації реактивної потужності за допомогою батареї конденсаторів або синхронного компенсатору.

Іншою складною проблемою є стабілізація напруги і частоти автономно працюючого АГ, що виникає від нестабільності частоти обертання ротора викликаної змінами потужності вітрового потоку. Підтримання вихідної напруги АГ забезпечують зміною ємності конденсаторів, підключених до обмоток статору або фазного ротору, застосуванням нелінійних конденсаторів (варикондів), зміною напруги на конденсаторах або підмагнічуванням сердечника статора. За використання одного з цих варіантів стабілізації параметрів генератора змінюється положення робочої точки (регулюється напруга холостого ходу).

Одним з найбільш перспективних генераторів для ВЕУ є ***асинхронні електрогенератори з фазним ротором.*** До ланцюга ротора під'єднують частотний перетворювач (ЧП), який забезпечує живлення обмотки ротора напругою з регульованою частотою (частотою ковзання). Така схема дозволяє отримати стабільні напругу та частоту на виході асинхронного генератору при широкому діапазоні зміни частоти обертання вітрової турбіни [331].

На ВЕУ, що працюють на потреби промислової енергетики, використовуються й асинхронні електрогенератори з регульованим числом пар полюсів статора.

Схеми з ***синхронними генераторами*** (СГ) використовуються для роботи на загальну мережу. При цьому потужність енергосистеми набагато більша потужності ВЕУ і робота СГ синхронізується з мережею у широкому діапазоні потужності, що розвиває вітротурбіна. Недоліками таких машин є можливість випадання з синхронізму при різких змінах вітру і перехід у режим двигуна (споживання електроенергії) при малих значеннях вітру.

3.7.2. Методи регулювання вихідної потужності вітрових електростанцій та оптимізації умов роботи вітрового двигуна

Виділяють два основних принципи регулювання роботи ВЕУ: підтримання постійної обертальної швидкості або підтримання вихідної потужності зміною швидкості обертання.

Можна говорити і про активне регулювання або самостійне (пасивне) пристосування обертової швидкості ротору та її напрямку відносно вітру. Самостійне визначення робочої точки полягає в застосуванні частини профілю, який виконує регулювання гальмуванням ротора при великих швидкостях вітру. До методів активного регулювання відносять зміну кута атаки лопатей і коригування живлення електростанції за допомогою редукторів. Загалом всі способи регулювання необхідні для вироблення необхідного рівня потужності з допустимою якістю, та мінімізації перехідних механічних навантажень між ротором вітроколеса та валом з'єднуючим її з генератором. Останнє значно впливає на строки безаварійної експлуатації електростанції.

Регулювання параметрів живлення електростанції зміною напрямку орієнтації гондоли до вітру (Yaw Control)

Це регулювання полягає в обертанні гондоли і, тим самим, осі обертання ротора електростанції відносно напрямку вітру. Реалізовується в активний або пасивний спосіб. Пасивна орієнтація забезпечується розміщенням кіля на гондолі, який дозволяє змінювати розташування ротору відносно напрямку вітру. Такий спосіб застосовується лише в установках малої потужності.

У великих установках потужністю від кількох десятків кіловат до декількох мегават, застосовують активне регулювання орієнтації серводвигуном, що через зубчасту передачу повертає гондолу у напрямку вітру. Оскільки потужність залежить від орієнтації ротора, неточна орієнтація вітроелектростанції від основного напрямку вітру призводить до зменшення корисної поверхні ротора та обмеження ефективності вітроелектростанції.

Регулювання кута розташування лопатей (Active Pitch Regulation)

Полягає в регулюванні потужності за допомогою зміни кута атаки лопатей, коли система управління установлює лопаті на основі інформації про вихідну потужність та швидкість вітру. Зміна обертів ротору викликає зміну кута нахилу лопатей на кілька градусів. Таке регулювання впливає на баланс обертаючих і гальмівних сил, діючих на лопаті ротору, і дозволяє утримувати постійною обертальну швидкість турбіни. Це також може застосовуватися в електростанціях зі змінною обертовою швидкістю ротору. Одним з рішень регулювання кута лопатей є система OptiTip.

Механізм регулювання цієї системи знаходиться в центрі ротора та складається з окремих гідравлічних приводів для кожної лопаті. Він водночас являє потрійну систему аварійного гальмування. Система OptiTip установлює необхідний кут нахилу з метою оптимального використання ВЕУ й одночасної мінімізації рівня шуму. OptiTip співпрацює з іншими системами фірми Vestas: OptiSlip та OptiSpeed. Недоліком системи активного регулювання розташування лопатей є наявність рухомих частин в конструкції, що збільшує можливість виникнення аварії.

Регулювання зміною обертової швидкості генератора

Регулювання зміною обертової швидкості генератора зводиться до одночасного контролю змін швидкості ротору і генератора та кута атаки лопатей турбіни. Це необхідно для зменшення перепадів потужності електростанції та захисту елементів конструкції від раптових поривів вітру.

Широко застосовуються системи OptiSlip і OptiSpeed. У класичній системі регулювання асинхронний генератор працює з постійною обертальною швидкістю в межах 100–101% номінальної швидкості. При обертанні 4-полюсної машини зі швидкістю 1500–1515 об/хв частота струму становить 50 Гц. Система OptiSlip дозволяє змінювати ковзання в індукційній машині до 10% (швидкість 1500–1650 об/хв.).

Під час пориву вітру оберти генератора дещо збільшуються, і водночас система управління зменшує кут атаки лопатей ротора, що сповільнює обертання турбіни. Внаслідок такого коригування обмежується навантаження ротора і механічної системи та підтримуються сталі значення електричного струму в мережі. Удосконаленим типом системи OptiSlip є система OptiSpeed. Вона дозволяє змінювати швидкість ротору і генератора до 60%. У нових вітрових електростанціях великої потужності застосовується можливість зі зміною швидкості вітру змінювати кількість пар полюсів у статорі асинхронного генератора. Це необхідно для регулювання швидкості синхронної машини відносно швидкості вітру.

Таким чином, функція OptiSlip має три переваги [34]:
- мінімізує навантаження і вібрації механічних частин турбіни;
- покращує якість електроенергії, що надходить до мережі без великих коливань;
- оптимізує виробництво енергії.

Регулювання зміною навантаження (Load Control)

Максимальна потужність та оптимальна швидкість обертання ВЕУ підтримується шляхом керування струмом збудження синхронного генератора. Якщо змінювати струм збудження, змінюватиметься й амплітуда на виході інвертора. При цьому змінюється струм навантаження, що призводить до зміни моменту навантаження вітрового колеса і встановлення оптимальної швидкості його обертання відповідно до поточної швидкості вітру. Інший метод полягає в зміні опору, який виступає навантаженням для генератора. За допомогою такого методу робоча точка станції «переміщується» з однієї механічної характеристики на іншу, більш придатну для діючих умов швидкості та напрямку вітру. Зміна опору відбуватися плавно. Стрибкоподібне зростання обертового моменту може викликати пошкодження турбіни, валу, підшипників тощо.

Регулювання за рахунок «протягування» (Stall Regulation)

Це пасивний метод, який полягає у використанні природної аеродинамічної характеристики лопатей вітрової турбіни. Для реалізації цього методу необхідний спеціальний профіль лопаті, особливістю якого є обмеження обертового моменту. За підвищених швидкостей вітру лопаті потрапляють в область протягування (зриву потоку з профілю лопаті), коли ламінарна течія повітря над лопаттю загинається, і лопать втрачає підйомну силу. Аналогічною є ситуація при протягуванні крил літака, коли немає достатньої підйомної сили для подолання гравітаційних сил. Лопаті спроектовані так, що за умов збільшення швидкості вітру протягування починається з корми профілю і монотонно збільшується, подовжуючись до передньої частини профілю. Отже, чим більша швидкість вітру, тим більша частина лопаті перебуває в стані протягування, зменшуючи коефіцієнт підіймаючої сили й тим самим обмежуючи зростання потужності вітротурбіни. Перевагою цього методу регулювання є відсутність рухомих частин в конструкції ротора (лопаті закріплені під постійним кутом), а також систем активного автоматичного контролю. Це значно спрощує будову вітрової елек-

тростанції. При такому способі регулювання при збільшенні сили вітру до визначених частот можуть виникнути вібрації. Іншою проблемою є забезпечення стабільності кривої потужності. Крім того, важливим чинником є неможливість встановити лопаті у формі так званого «вимпелу» для зупинки ротору при дуже великих швидкостях вітру [34].

Зазвичай регулювання протягуванням застосовується на ВЕУ великої потужності з асинхронними генераторами.

Регулювання обертання ротора елеронами лопатей (Aileron Control)

На двигунах малої потужності використовується метод регулювання елеронами, який застосовувався лише на початку розвитку вітрової енергетики. Полягає він у зміні аеродинамічної характеристики лопатей за рахунок корекції положення так званих елеронів (закрилків), які дозволяють турбінним лопатям швидко змінювати форму і, таким чином, пристосовуватися до будь-якого вітру. Таке регулювання застосовується в авіації під час зльоту та приземлення літаків.

3.8. Приклад керування ВЕУ

Сучасні вітрові електростанції оснащуються мікропроцесорними регуляторами, які контролюють та управляють роботою всіх підсистем ВЕУ. Шафа живлення й управління, до якої підведені сигнали управління, автоматичного захисту та вимірювання, а також силові кабелі, розміщується в нижній частині башти. Електронний регулятор виводить інформацію про режими роботи, показує поточне значення вимірюваних параметрів, виводить попереджувальні і аварійні сигнали та фіксує значення виробленої енергії (рис. 3.19).

ВЕУ має повністю автоматизовану систему управління (САУ) виробництва, що забезпечує наступні функції:

- автоматичне налаштування ротора на вітер з метою максимального використання його енергії;
- підтримання напруги і частоти генератора струму в автоматичному режимі;
- вмикання і вимикання електростанції;
- комутація силових та сигнальних кабелів;
- пристрої диспетчеризації із зовнішнім комплексом для моніторингу системи та дистанційного керування;
- систему автоматичного вимірювання та накопичення інформаційних даних про роботу окремих компонентів електростанції.

Як вже зазначалося вище, прикладом системи комп'ютерного управління вітровою турбіною є регулятори систем OptiTip і OptiSlip, яка оптимізує виробництво електроенергії в залежності від миттєвих значень швидкості вітру.

В залежності від вітрових умов ВЕУ, керована цифровим регулятором VMP (Vestas Multi Processor), може працювати у чотирьох режимах.

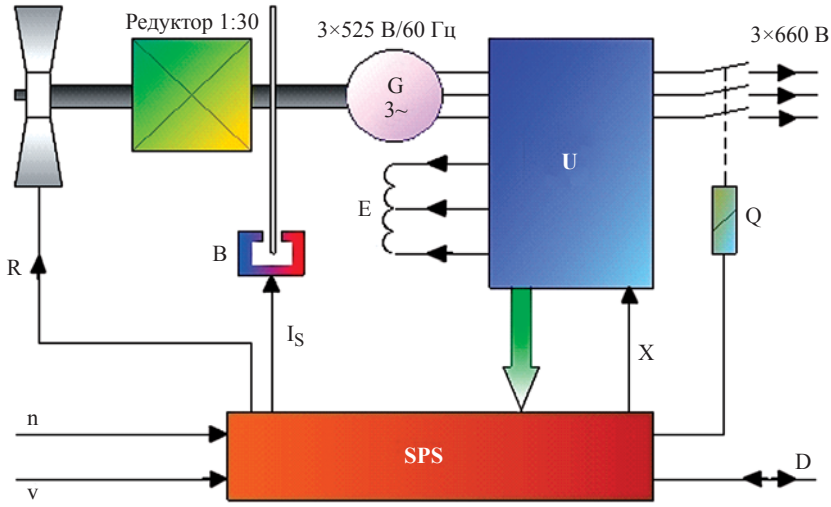


Рис. 3.19. Схема вітрової електростанції з системою керування компанії ABB [34]
G – безконтактний трифазний генератор, U – статичний інвертор, E – збудження генератора, Q – головний вимикач, D – сервер обміну даними, B – гальмо, R – регулювання кута лопатей, n – оборотна швидкість турбіни, v – швидкість вітру, x – номінальна продуктивність, Is – струм зміщення, SPS – програмований процесор

1. Коли швидкість вітру менша за стартову і ротор не обертається або обертається з незначною швидкістю, кут нахилу лопатей становить близько 45°. Таке положення лопатей надає ротору максимальний пусковий момент, який дозволяє швидкий старт при збільшенні енергії вітру. Якщо вироблена потужність від'ємна, то регулятор VMP, що контролюватиме швидкість вітру, відключає синхронний електрогенератор від мережі і ротор обертатиметься без навантаження.

2. При збільшенні швидкості вітру до значень стартової швидкості 5 м/с генератор переходить у режим виробітку електроенергії. Швидкість вітру 5–10 м/с є недостатньою для виробництва номінальної потужності. Генератор при цьому включений, але кут нахилу лопатей регулюється в залежності від швидкості вітру (функція OptiTip). Виконання цієї функції відбувається цифровим регулятором VMP за допомогою програм, що дозволяють виставити лопаті на необхідний кут для оптимізації аеродинаміки, що у результаті призводить до оптимального виробництва енергії, що дозволяє отримати максимальну енергію. Регулятор контролює вироблену потужність таким чином, щоб швидкість ротора утримувалася у вузькій смузі, яка називається ковзанням, що є процентним співвідношенням між дійсною і синхронною оборотними швидкостями. У даному режимі керуванні ковзання утримується на рівні 2%.

3. При зростанні швидкості вітру до номінального значення, потужність буде утримуватися на постійному рівні завдяки обом системам керування (OptiTip і OptiSlip). Система автоматичного керування підтримує швидкість генератора шляхом регулювання кутом лопатей таким чином, щоб ковзання становило близько 4%. Потужність буде утримуватися на постійному рівні відносно номі-

нальної величини, якщо ковзання буде мати значення між 1% та 10%. При зростанні швидкості вітру і, відповідно швидкості ротора, регулятор VMP повертає лопаті у на 90° до напрямку вітру, завдяки чому обертова швидкість знову зменшується до номінальної. Система RCC/VRCC управляє струмом ротора в генераторі, швидко підключаючи або від'єднуючи змінний опір з метою збереження ковзання на рівні 4%.

4. Якщо швидкість вітру досягає граничного значення (більше за 25 м/с), генератор вимикається і лопаті турбіни фіксуються під кутом близько 90°. Регулятор VMP знаходиться в режимі очікування, поки швидкість вітру впаде до допустимих значень. Тоді відбувається повторне включення.

У процесі роботи САУ керування контролює роботу електростанції шляхом вимірювання основних параметрів силових станцій:

- напрямок та швидкість вітру;
- зношування дискових гальм;
- температура генератора, редуктора і регулятора;
- оберти валу вітрової турбіни та генератора;
- електричні параметри роботи електрогенератора;
- черговість фаз;
- кут атаки лопатей ротора;
- вібрація;
- напруга живлення виконавчих систем.

Перелік систем автоматичного захисту ВЕУ та їх функції:

- автоматична діагностика підсистем ВЕУ та її вимикання в аварійних режимах;
- автоматична зупинка роботи електростанції при зменшенні швидкості вітру до 4–5 м/с або при зростанні більше 25–30 м/с;
- дві незалежні системи гальмування:
  а) аеродинамічне гальмування (зміна кута атаки лопатей);
  б) дискове гальмо, що вмикається мікропроцесорним регулятором;
- запис параметрів ВЕУ у випадку аварійних ситуацій (так звана «чорна скринька»).

Дистанційне управління

Вітрові турбіни фірми Vestas, можуть укомплектуватись різними опціями дистанційного керування (рис. 3.20).

Існує можливість підключити турбіни до концентратора (центрального процесора ВЕС), що знаходиться у диспетчерському пункті управління або знаходиться близько турбіни. До одного концентратору диспетчерського пункту можна підключити до 20 вітрових турбін. Дані з турбін, які поступають на концентратор можуть контролюватись в реальному режимі часу та записуватись на електронні носії інформації. Можливим є дистанційне управління турбінами з пульту центрального процесору. Підключення модему дозволяє відсилати вказівки на концентратор з будь-якого комп'ютера, оснащеного модемом і стандартним програмним комунікаційним забезпеченням.

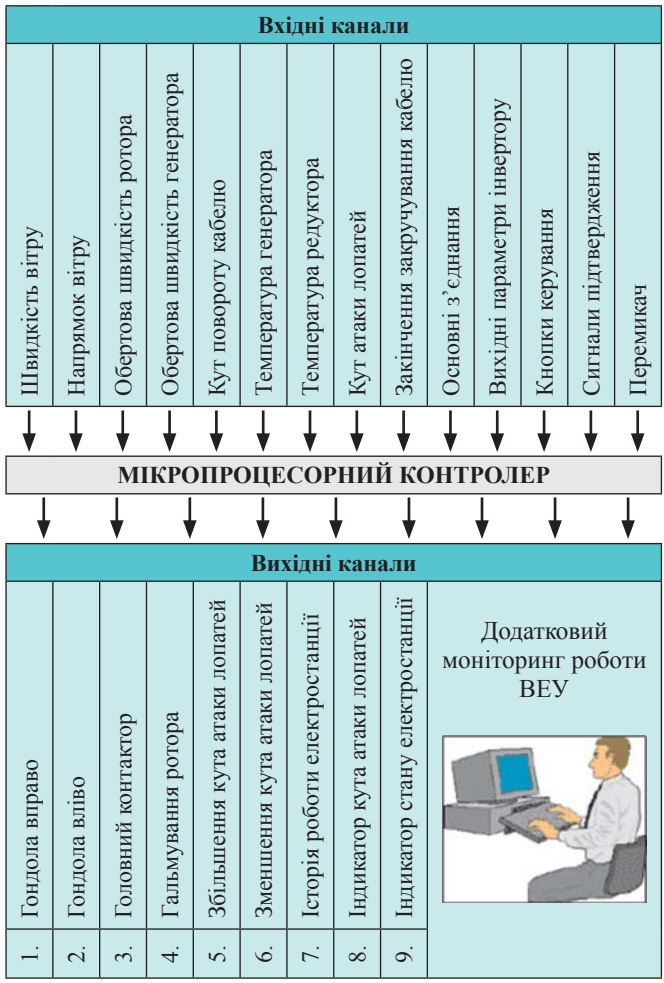


Рис. 3.20. Блок-схема системи управління вітровою електростанцією [34]

Телефонний драйвер є пристроєм, який дозволяє використовувати телефон для зчитування даних і передачі конкретних вказівок до турбіни. Один драйвер може обслуговувати до 4 турбін. Можливий набір запрограмованих номерів та роздруковування повідомлень на принтері на випадок аварії турбіни.

Панель дистанційного керування виводиться на екран комп'ютера за допомогою спеціальної комп'ютерної програми, що забезпечує контроль за окремими турбінами. Панель дозволяє відображати копії у звичайному для споживача вигляді на екрані комп'ютера та висилати вказівки на турбіну. Таке програмне забезпечення вимагає окремої телефонної лінії для кожної турбіни і модему в турбіні разом з комп'ютером. У випадку аварії або помилки ВЕУ зв'язується з центральним комп'ютером та висилає повідомлення. ЦСКУ (центральна система контролю й управління) є комп'ютерною системою, що використовується як зв'язок з концентратором, що дозволяє виконати відображення і запис даних для різного типу статистичних розрахунків [34].

3.9. Розвиток вітроенергетики у світі

Невичерпність джерел енергетичних ресурсів вітру та відносна простота використання цих запасів зумовили використання цього екологічного методу виробництва електроенергії багатьма державами світу (табл. 3.6–3.7). Крім поодиноких вітрових електроустановок будуються "вітрові станції" – групи вітрових генераторних установок, які займають невелику територію зі значним вітроенергетичним потенціалом. Вітрова станція має певні загальні елементи, що з'єднують її з мережею. Обслуговування та експлуатація ВЕУ та електромереж здійснюються централізовано. Потужність працюючих на одній станції генераторів може бути різною – від декількох до кількасот МВт.

Таблиця 3.6

Встановлена потужність вітрових електростанцій та кількість отриманої від них електроенергії у країнах ЄС в 209/2010 роках [29]

Країна	Потужність, в 2009, МВт	Потужність, в 2010, МВт	Річний приріст потужності, МВт	Кількість отриманої електро-енергії 2009, ТВт·год	Кількість отриманої електро-енергії 2010, ТВт·год
Німеччина	25 719,4	27 214,7	1 551,1	38,639	36,500
Іспанія	19 160,1	20 676,0	1 515,9	37,773	42,976
Данія	3 482,0	3 800,0	318,0	6,715	7,808
Італія	4 897,9	5 797,0	899,1	6,543	8,374
Великобританія	4 424,0	5 203,8	779,8	9,304	11,440
Португалія	3 326,0	3 897,8	571,8	7,577	8,852
Франція	4 626,0	5 660,0	1 034,0	7,819	9,600
Польща	724,7	1 185,0	460,3	1,029	1,980
ЄС	75106,4	84339,0	9301,3	132,282	147,033

Таблиця 3.7

Світовий ринок виробників ВЕУ [29]

Назва фірми	Країна	Потужність в МВт 2009	Потужність в МВт 2010	Доля на ринку, %	Вироб-ництво в 2010, млн.евро	Кількість праце-влашто-ваних
Vestas	Данія	6131	4057	20,3%	6920	20500
GE Wind	США	4741	брак даних	14,8%	брак даних	брак даних
Enercon	Німеччина	3510	3000	12,5%	3600	8000
Gemesa	Іспанія	2546	2500	13,7%	3229	5420

Існують проекти вітрових електростанцій, які можуть бути побудовані поблизу берегів океану, а вироблена електроенергія буде подаватися до підводних електролізерів для виготовлення водню, який трубопроводами транспортується на континент, де використовується як паливо.

У 2009 році на ринку світової вітроенергетики встановлено ВЕУ потужністю близько 10 000 МВт (1913,8 МВт з них на морі). Загальна потужність введених у експлуатацію у ЄС вітрогенераторів на кінець 2010 р. становила 84 339 МВт, з яких 3050 знаходиться на морі. Іспанія і Німеччина утримують першість на ринку світової вітроенергетики.

Сумарне виробництво електроенергії за допомогою вітру в 2010 році у ЄС підвищилось до 147,033 ТВт (що приблизно дорівнює кількості енергоспоживання Польщі). Річний приріст електроенергії від ВЕУ склав біля 8%. Ця енергія складає біля 12% потреб у енергоспоживанні 27 країн – членів ЄС. У Польщі на кінець 2011 року було змонтовано ВЕУ потужністю 1815 МВт, в той час як в 2009 рік 552,797 МВт. Таким чином, динаміка розвитку Польської вітроенергетики є найвищою у країнах ЄС.

Заміна традиційних палив енергією вітру, з приблизними розрахунками дозволило скоротити викиди CO_2 в атмосферу майже на 147 млн. тонн на рік [73].

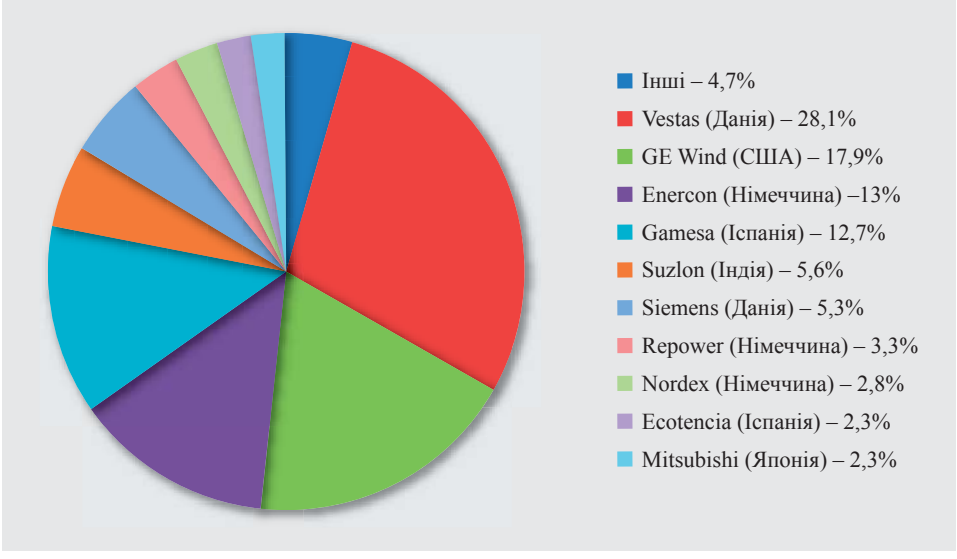


Рис. 3.21. Відсоткова частка компаній, які приймають участь у продажу вітрових турбін у світі у 2010 р. [160]

Вартість 1 кВт введеної у дію потужності ВЕУ становить у середньому 1000 $, а вартість виробленої енергії (1 кВт · год.) з вітрової електростанції в Німеччини в 2010 році коливалася від 0,06 до 0,09 євро [29].

Обсяги введених у дію потужностей (у кВт · год. на 1000 жителів) у 2010 році [29] становили:

– Данія – 686;
– Іспанія – 449,6;
– Німеччина – 332,7;
– Польща – 31,0;
– у середньому по країнах ЄС – 168,3.

3.10. Етапи реалізації проекту побудови вітрової електростанції в Польщі

План дій при проектуванні та будівництві промислових ВЕУ або ВЕС передбачає наступні етапи: підготовчий етап, етап збору та уточнення даних, розробки технічно-юридичного та фінансового проектів інвестиції, будівництво та монтаж установки, пуско-налагоджувальні роботи, під'єднання до загальної мережі та отримання концесії на виробництво і продаж електроенергії в загальну електромережу.

Підготовчий етап

Одним з найважливіших етапів, що визначає успіх проекту є вибір місця розташування. Території для розташування вітрових станцій, повинні відповідати вимогам існуючого законодавства. З огляду на рівень шуму в місці перебування людей, ВЕС повинні знаходитися на відстані не менше ніж 500 метрів від найближчого поселення. Відстань може варіюватись в залежності від виду вітрових турбін, їх числа, рельєфу місцевості та навіть густини повітря.

Місце розташування визначають з врахуванням місцевого плану забудов. Необхідно отримати ухвали декількох десятків установ та урядових органів, узгодити питання про доцільність інвестицій з експертами з охорони середовища й авіоніки, та управлінням електромереж. Невиконання будь-якого з цих пунктів може відкласти або й взагалі зробити неможливим виконання проекту.

На підготовчому етапі проекту необхідно провести попередній аналіз територій:
– перевірка правового статусу земельної ділянки;
– отримання згоди власника землі на використання її під будівництво електростанції;
– аналіз місцевого плану забудов і планування;
– доступність енергетичної мережі;
– відстань від житла, статус і доступність під'їзних шляхів;
– отримання згоди керівництва цивільної та військової авіації;
– виконання початкового екологічного аудиту;
– виконання попереднього проекту з приєднання до загальної електромережі.

Компанії, які займаються будівництвом електростанції, зобов'язані провести аналіз, в результаті якого вони подають звіт, що містить пропозиції можливого розташування вітрової станції з декількома варіантами загальної потужності, доповнений аналізом правового статусу і записів у місцевому плані забудов. На основі звіту інвестор може прийняти рішення про продовження або припинення

робіт над проектом. Завдяки висновкам початкового аналізу фінансовий ризик обмежується до мінімуму у разі негативного рішення. Такі організації на замовлення інвестора виконують дослідження характеристик вітру на території майбутньої інвестиції, користуючись комп'ютерними програмами, оцінюють раціональність будівництва вітрової електростанції.

Етап збору уточнених даних

До таких даних відносяться:

- під'єднання планованої ВЕС до енергетичної мережі;
- умови для проведення будівельних робіт на обраній території (використання важкої техніки, під'їзні шляхи, необхідність вирівнювання рельєфних перешкод);
- фінансово-юридичні умови, пов'язані з купівлею, транспортуванням і сертифікацією ВЕС відповідними інституціями;
- погодження місця з керівництвом авіаційних служб, що здійснюються при будівництві й експлуатації висотних конструкцій.

Необхідні формально-юридичні процедури, пов'язані з під'єднанням вітрової електростанції до електроенергетичної мережі.

Процес будівництва (підготовки проекту) вітрової електростанції, яка буде інтегрована в загальну енергетичну систему в Польщі триває в середньому від одного до двох років.

Одним з найістотніших питань є отримання дозволу для підключення до енергетичної системи. Такі питання регулюються Розпорядженням Міністра Економіки Польщі від 4 травня 2007 р. у розділі «роз'яснення умов функціонування електроенергетичної системи».

Нижче представлена стандартна процедура приєднання до мережі. Необхідно скласти запит в Міністерство Енергетики Польщі із зазначенням умов приєднання вітрової електростанції до електроенергетичної мережі. До запиту додається комплект документів:

1) технічна специфікація вітрових турбін;
2) витяг із звіту досліджень якості електроенергії, виробленої вітровою турбіною;
3) документ, що підтверджує юридичне право власності на користування об'єктом, в якому будуть використовуватися під'єднувальні пристрої, споруди або мережі;
4) план будівництва на оглядово-висотній мапі в масштабі 1:5000,що визначає місцезнаходження електростанції відносно існуючої мережі та сусідніх об'єктів;
5) характеристика потужності вітрової турбіни залежно від швидкості вітру;
6) запланована електрична і топографічна внутрішня діаграма інсталяції вітрової електростанції.

Отримання умов приєднання до мережі дає можливість заключити договір на під'єднання і почати проектні роботи, як у будівельній, так і в енергетичній сферах.

З огляду на велику кількість запитів на дозвіл про під'єднання, на отримання дозволів операторів енергоринку можуть розраховувати лише електростанції, що мають свідоцтва, видані на основі вимірювань, що відповідають нормам PN-EN 61400-21. На практиці лише нові вітрові електростанції (не старші 2004 року) отримуватимуть згоду на підключення [93].

У сфері основних адміністративних рішень інвестор повинен отримати документ, що стосується «Умов забудови», в якому будуть перелічені всі документи, які необхідно представити в Окружне управління для отримання дозволу на будівництво вітрової електростанції. Останнім документом, який дозволяє початок будівельних робіт і спорудження вітрової електростанції, є остаточний дозвіл на будівництво. Районне управління з будівництва впродовж 7 днів може залишити діючим дане рішення або направити його на повторний розгляд.

Після приєднання вітрової електростанції до енергетичної системи, система електростанції буде отримувати реактивну ємнісну потужність з мережі (асинхронний електрогенератор), віддаючи до неї активну потужність, вироблену з енергії вітру. Відбувається двосторонній обмін енергією між Національним оператором постачання електроенергії (Енергетичним Управлінням) та інсталяцією Інвестора.

Такий обмін може відбуватися за рахунок транзакції продажу, що пов'язано з реалізацією типових дій для господарської діяльності.

Згідно закону про Енергетичне Право Польщі, обов'язок щодо отримання ліцензії на вироблення електроенергії стосується всіх енергетичних підприємств, які отримують енергію з відновлюваних джерел енергії, незалежно від величини потужності та кількості виробленої енергії.

Економічний етап

До нього відносяться, зокрема:

- калькуляція закупівель або оплат, пов'язаних з:
  - будівництвом ВЕУ (в т.ч. будівельний нагляд, геодезія тощо);
  - обслуговуванням та підготовкою працівників щодо правил техніки безпеки;
  - сертифікацією і технічним ухваленням;
  - кредитуванням будівництва;
- виконання бізнес-плану;
- визначення ефективності інвестиції, а потім, за аналізом результатів, продовження або припинення будівництва.

Етап реалізації інвестиції і розробки технічно-юридичного і фінансового проектів інвестиції

- розробка плану виконання проекту;
- ведення переговорів і збір підтверджень вартості, термінів та умов доставки всіх елементів;
- підписання кредитних угод і актуалізація повного плану фінансування;
- замовлення доставок і монтаж згідно плану виконання проекту, підготовка території під забудову, вирівнювання місцевих перешкод, налагодження

під'їзних шляхів, під'єднання до енергетичної мережі;
- монтаж ВЕУ і підбір сервісної організації, підготовка обслуговуючого персоналу;
- отримання концесії на виробництво і продаж електроенергії в Управлінні з регулювання енергетики (URE);
- підписання угоди на поставку енергоресурсів до місцевої електромережі;
- визначення величини обов'язкового податку, що сплачуватиметься з будівництва вітрової електростанції, в місцевій адміністрації.

Монтаж ВЕУ

Важливим елементом всієї конструкції, від якого залежить її надійність та міцність, є фундамент. При побудові ВЕУ потужністю 3 МВт в Загуже (Zagórze) на фундамент діаметром близько 15 м і глибиною 3 м було використано 5,5 тонн арматури близько 450 м^3 бетону. Монтаж вежі та установка гондоли з ротором зайняли 12 годин, не враховуючи підготовчих робіт та часу на доставку обладнання [102]. Роботи з монтажу ВЕУ і виготовлення фундаменту представлено на рис. 3.22.





Рис. 3.22. Монтажні роботи при будівництві вітрової електростанції [102]

Електростанції, що встановлюються в прибережній зоні моря, виконуються за проектом Horns Rev., використовуючи монопальову конструкцію вежі. Фундамент вітрової турбіни представляє собою сталеву палю діаметром близько 4 м і товщиною 5 см. Гідравлічний копер вбиває сталеву палю в дно моря на глибину 25 м, залишаючи 9,5 м палі над рівнем моря. Конструкція вежі заходить у фундамент на довжину близько 6 м, а кільце заповнюється цементом [102].

3.10.1. Ціни на вітрові турбіни (табл. 3.9)

Таблиця 3.9

Приклади цін на вітрові турбіни (лютий 2009) [40]

Потужність	Марка	Тип	Висота башти	Діаметр ротора	Рік випуску	Ціна [Євро]
75 кВт	Vestas	V-17	22,5 м	17,0 м	1986	19 000
100 кВт	Vestas	V-20	22,5 м	20,0 м	1987	23 250
150 кВт	Bonus	Bonus 150	25,0 м	23,0 м	1988	27 000
150 кВт	Wind World	WW-2700	40,0 м	27,0 м	1994	40 000
250 кВт	Micon	M-530	30,0 м	26,0 м	1988	39 000
500 кВт	Nordtank	NTK-500/41	50,0 м	41,0 м	1996	123 000
500 кВт	Vestas	V-39	40,5 м	39,0 м	1993	125 000
550 кВт	Euroturbine	ET-550	40,0 м	41,0 м	1997	270 000
750 кВт	Südwind	S-46	60,0 м	46,0 м	1997/98	180 000
1000 кВт	Bonus	---	4 × 60 м	54,0 м	2000	655 000
1250 кВт	De Wind	---	65,0 м	62,0 м	2002	735 000
1500 кВт	NEG Micon	---	78,0 м	72,0 м	2004	1 340 000

На сьогодні всі запроектовані в Польщі вітрові станції загальною потужністю понад 14 000 МВт укомплектовуватимуться обладнанням закордонних виробників (згідно з даними Загальних польських електромереж за січень 2011 р.) [115].

Вартість будівництва вежі в прибережній зоні моря на 50% вища, ніж вартість наземної установки (2 МВт – ≈ 3 млн. євро) [102]. До 2020 року потужність вітрових електростанцій на морі повинна становити близько 40 ГВт, їх встановлення буде коштувати близько 16 млрд. євро щороку, а продуктивність 148 ТВтгод./рік [80]. У листопаді 2009 року в Німеччині було відкрито їхню першу вітрову електростанцію на морі – проект Alpha Wenus. Було збудовано вітрову станцію, що розташована в 45 км від острова Боркум у Північному морі і складається з 12 ВЕУ. Вартість будівництва станції становить близько 250 млн. євро [218]. На рисунках 3.23–3.24 монтаж ВЕУ у прибережній зоні та на морській платформі [335].

3.11. Сучасний стан розвитку вітрової енергетики України

Наша країна посідає 25-е місце у світі та 14-е в Європі за обсягами виробництва вітрової електроенергії і вважається лідером не лише серед країн СНД, а й Східної Європи. Україна має досвід використання вітрової енергетики, ще з 30-тих років двадцятого сторіччя. З 1997 року розпочато новий етап освоєння вітроенергетики в Україні. Тоді урядом було затверджено Комплексну про-



Рис. 3.23. Монтаж турбіни на морській платформі [335]

граму будівництва ВЕС. Координатором її виконання стало Державне науково-промислове підприємство «Укренергомаш». У реалізації програми спочатку були задіяні більш як півсотні найбільших вітчизняних підприємств військово-промислового комплексу, які на той момент перебували в глибокій депресії через відсутність попиту та їхню продукцію оборонного призначення.

Загальна потужність українських ВЕС усіх форм власності на сьогоднішній день складає більше 90 МВт. За даними Міністерства палива та енергетики виробництво електроенергії на вітрових двигунах за 12 місяців 2009 року за планом було – 2,6 млн. кВт · год., а фактично отримано 1,8 млн. кВт · год.;

За даними директора «Укренергомашу» Віктора Дядюся, реалізація програми передбачала фінансування на період до 2010 року в обсязі 3 млрд. грн., із яких 1,4 млрд. — державні кошти, а решту планувалося залучити за рахунок інвесторів. Насправді ж будівництво ВЕС здійснюється виключно на державні кошти, причому їхні обсяги були вдвічі менші запланованої



Рис. 3.24. Монтаж ВЕУ у Німеччині [335]

суми. Фінансування цієї програми налагоджено за рахунок надбавки до оптового тарифу на електроенергію в обсязі 0,75%, що давало змогу щорічно акумулювати на розвиток вітроенергетики в спеціальному фонді близько 80 млн. грн. Але насправді таких грошей виробники вітроустановок не бачили дуже давно [248].

Найбільшим проектом, що нині реалізується спільно з американською фірмою «Віндпавер» це створення вітрових станцій зі встановленою потужністю 500 МВт на базі ВЕУ USW 56-100. Запланована кількість ВЕУ у проекті – 5000 шт., кожна з яких має потужність 107,5 кВт. Складання вітроагрегатів було налагоджене на дніпропетровському «Південмаші». Вітроелектростанції цього типу розмістили в Криму, де вже змонтовані та працюють 32 такі установки. Але установка USW 56-100, сконструйована в 1970 р., є по-перше, морально застарілою, а по-друге, сконструйована для унікально високого вітропотенціалу Каліфорнії (США), де середньорічна швидкість вітру перевищує 8 м/с. В Україні площ з таким потенціалом вітру немає, а тому USW 56-100 не спроможна досягти рівня рентабельності виробництва електроенергії. Нині «Південмаш» готується до серійного виробництва вітроагрегатів потужністю 600 кВт та 2,5 МВт. Коефіцієнт використання встановленої потужності ВЕС нових агрегатів зросте до 38%, в той час як у попередньої модифікації він був дещо більший за 10%.

Вітрова електростанція *USW 56–100* (рис. 3.25, табл. 3.10).

Вітрові електростанції досягли нині рівня комерційної зрілості і в місцях з середньорічними швидкостями вітру більше 5 м/с успішно конкурують із традиційними джерелами електропостачання. Саме тому останніми роками у продаж все частіше надходять побутові вітрові електростанції, що мають потужність від кількасот ват до пари десятків кіловат. Такі вітроелектростанції мають велику масу, за рахунок тяжкої сталевої башти. Тому при покупці вітряків, як правило, пропонують безкоштовну доставку навіть по Україні.

На сьогоднішній день в Україні реалізовуються ще декілька інших масштабних проектів із впровадження вітрової енергетики. Компанія «НОВА-ЕКО» займається розробкою двох ВЕС сумарною потужністю 300 МВт в АР Крим. У червні 2007 року було завершено оцінку впливу на навколишнє середовище, виконану відповідно до міжнародних стандартів, і розроблено техніко-економічне обґрунтування проекту. Загальні інвестиції по проекту складають не менш ніж 500 млн.євро [248].



Рис. 3.25. Сакська ВЕС с на базі ВЕУ USW 56-100 [248]

Таблиця 3.10

Технічні характеристики [34]

Номінальна потужність	107,5 кВт
Генератор – асинхронний, трьохфазовий, змінного струму, 380 В, 50 Гц	
Кількість лопатей	3
Розташування лопатей	під вітер
Матеріал лопатей	склопластик
Діаметр ротора	17 м
Швидкість обертання ротора	72 об/хв
Система орієнтації за вітром	пасивна
Трансмісія	двоступеневий збільшуючий редуктор 1:20
Башта зі сталевого листа, решітчаста, оцинкована, 18 м	
Спосіб регулювання потужності	автоматична зміна кута атаки лопатей
Кожна турбіна обладнана вбудованим мікропроцесорним контролером	
Мінімальна стартова швидкість	5 м/с
Швидкість вітру для виходу номінальної потужності	13 м/с
Максимальна експлуатаційна швидкість вітру	22 м/с
Неруйнуюча швидкість вітру	56 м/с
Маса: Гондола Башта Лопаті	 3700 кг 4700 кг 165 кг

З вересня 2007 року українська компанія «Конкорд Груп» почала реалізацію вітроенергетичного проекту на території західної та східної частини Автономної Республіки Крим загальною потужністю 100–350 МВт. Для будівництва запланованих ВЕС запроектовані сучасні вітроагрегати потужністю 2 МВт кожний.

У грудні 2008 року компанія «Конкорд Груп» спільно з німецькою компанією «GEO-NET» почала реалізацію проекту з будівництва ВЕС в АР Крим [6]. В Миколаївській області у 2009 році розпочато будівництво Південно-Української ВЕС загальною потужністю 300 МВт, куди компанія «Fildstone» (Великобританія) і «Energy Conversion Licensing BV» (Нідерланди) планують інвестувати 438 млн євро. В результаті роботи вітрової електростанції очікується зменшення негативного впливу на навколишнє середовище, а річна економія використання природного газу становитиме 27 млн куб.м.

Перспективними планами використання відновлювальних і нетрадиційних джерел енергії на Львівщині до 2020 року передбачається будівництво вітрових електростанцій загальною потужністю 400 МВт. Основними територіями,

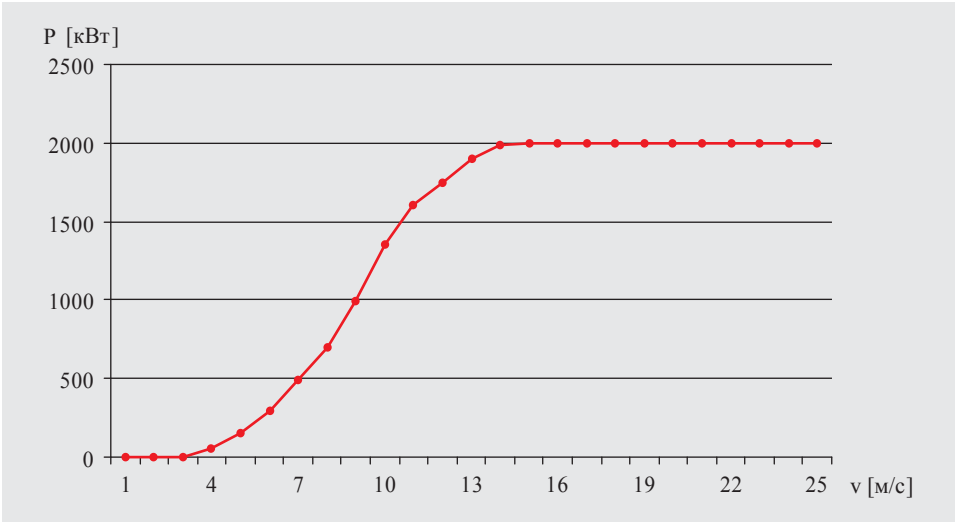


Рис. 3.26. Залежність потужності від швидкості вітру електростанції у 2 МВт [34]

на яких будівництво ВЕС мало б найбільшу ефективність, є райони Орівського гірського хребта (Сколівський район) – 25–30 МВт, села Рибник (Дрогобицький район) – 4 Мвт, села Опака (Дрогобицький район) – 6 МВт, села Ісаї (Турківський район) – 14 Мвт, села Явора (Турківський район) – 35 Мвт, Оровій і Верхній Оровій хребти (Старосамбірський район) – 65 МВт, а також горби у Золочівському районі. [249].

3.12. Малі вітрові електростанції

У Польщі активно встановлюються малі вітрові електроустановки (МВЕУ), які мають потужність нижче 100 кВт. Із впровадженням новітніх технологій, їх ціна зменшується з року в рік. Найчастіше вони використовуються для забезпечення електроенергією окремих об'єктів та господарств. За допомогою МВЕУ живляться головним чином будинки, парники, господарські приміщення, сушарки тощо.

Зараз на ринку доступні декілька видів малих вітрових електростанцій, які поділяють за такими критеріями:

- потужність;
- конструкція: вертикальна або горизонтальна вісь обертання;
- використовуваний генератор: синхронний, асинхронний.

Впродовж року турбіна потужністю 2,5 кВт здатна виробити близько 1800 кВт · год. енергії за середньорічної швидкості вітру близько 4,3 м/с [126].

На ринку доступні також гібридні системи. Це об'єднання малої вітрової електростанції з іншими джерелами енергії (фотовольтаїчна панель, дизельний

генератор, батарея акумуляторів). Це комплекти, придатні для живлення дачних будинків, кемпінгів чи станцій GSM. Гібридною системою можна назвати також поєднання малої вітрової електростанції з геліоустановкою. Вітрова електростанція у такій системі може бути джерелом живлення для електричних нагрівачів у контейнерах води, головним чином уночі та взимку, і перекрити значну частину енергетичних потреб опалювальної системи. Накопичення теплової енергії в контейнері є більш дешевим технічним рішенням, ніж електроенергії в батареї акумуляторів.

Малі вітрові електростанції мають шанс знайти своє місце на ринку альтернативної енергії, що розвивається завдяки простому монтажу і порівняно невеликою ціною.

У приватних домогосподарствах та невеликих об'єктах частот використовують вітроустановки потужність яких не перевищує 100 кВт. Наразі існує велика кількість приватних фірм, які виробляють комп'ютеризовані вітрові електростанції потужністю від 5 кВт, наприклад Zefir-6, 30 кВт – Zefir-12A і 160 кВт. Ці МВЕУ відповідають європейським стандартам. Технічні рішення та розробки цих ВЕУ полегшують монтаж установки, роблять її нескладною у експлуатації та надійною .

Вітрова електростанція "Zefir-6" 5 кВт

Електростанція потужністю 5 кВт є компактним пристроєм, що дає можливість її перевезення і монтування практично в будь-яких місцевих умовах. Така електростанція не має класичного фундаменту і є переносною конструкцією (рис. 3.27).

Перевагами такої конструкції є те, що будівництво електростанції не вимагає дозволів, для неї не потрібні вартісні та тривалі дослідження швидкості вітру. Якщо через певний час експлуатації підтверджується, що обране розташування електростанції не найкраще відносно швидкості вітру, її можна перенести в більш придатне місце. При плануванні будівництва на заданій території великих вітрових установок або цілих вітрових станцій можна попередньо встановити на цій території електростанцію 5 кВт. Це дозволить точно визначити прогнозоване виробництво енергії великою електростанцією або фермою на основі вже виробленої енергії електростанцією 5 кВт [35] (табл. 3.11).



Рис. 3.27. Вітрова електростанція Zefir-6 [35]

Таблиця 3.11

Технічні характеристики [35]

Система регулювання		кутом атаки лопатей ротора
Номінальна обертова швидкість ротора	[об/хв.]	187,5
Діаметр ротора	[м]	6
Кількість лопатей	–	3
Потужність генератора	[кВт]	5
Тип генератора	–	асинхронний або синхронний
Робоча напруга асинхронного генератора	[В]	3 × 400
Робоча напруга синхронного генератора	[В]	230
Частота мережі	[Гц]	50
Обертова швидкість синхронного генератора	[об/хв.]	1500
Робочий діапазон швидкості вітру	[м/с]	4,25
Розміри		
Висота осі ротора над рівнем землі	[м]	10
Загальна маса електростанції	[кг]	500
Витримувана конструкцією швидкість вітру	[м/с]	60

Вітрова турбіна потужністю 1,5 кВт

Технічні характеристики:
- номінальна потужність: 1500 Вт;
- максимальна. потужність: 2000 Вт;
- діаметр ротора: 3,2 м;
- стартова швидкість: 2 м/с;
- номінальна швидкість вітру 12 м/с;
- номінальна напруга: 230 В;
- маса нетто: 45 кг (без хвоста і лопатей);
- пропелер виконаний із скловолокна;
- висота щогли – 6 м;
- ємність акумуляторів – 100 А · год.;
- тип генератора – трифазний синхронний;
- методи регулювання швидкості і затримки:
  a) механічна – основана на встановленні турбіни за допомогою флюгера у напряму вітру,
  b) електромагнітна – за рахунок зміни опору навантаження.

Турбіна 1,5 кВт може постачати до 300 кВт·год. на місяць за умов, що середня швидкість вітру становить 12 м/с протягом близько 200 год. за місяць (рис. 3.28–3.29).

Рис. 3.28. Мала вітрова установка 1,5 кВт в лабораторії ВДЕ в ОШЕ № 1 [185]



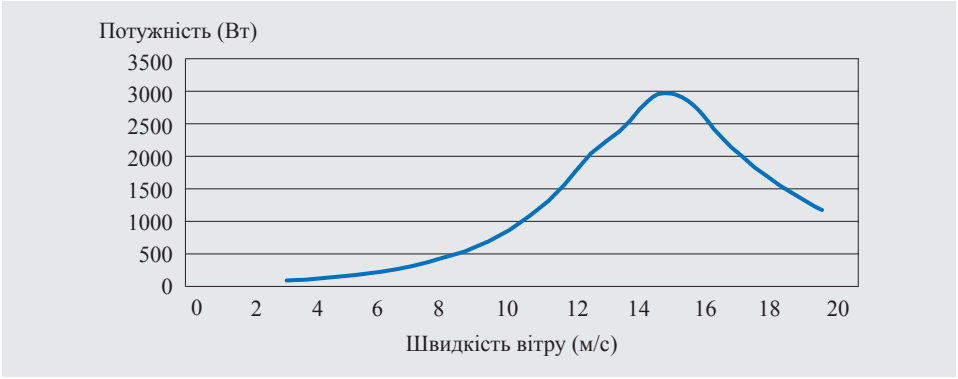


Рис. 3.29. Залежність потужності від швидкості вітру вітрової турбіни ECO-H-1,5 кВт

Для роботи МВЕУ монтується електрична схема, до складу якої входить група резисторів, схема перетворення змінного струму в постійний, батареї акумуляторів напругою 96 В, інвертор зі змінною напругою на виході у 230 В. Компанія пропонує вітрові турбіни потужністю від 1 до 20 кВт.

До синхронного генератору змінного струму підключається регулятор, аналізуючий ступінь зарядки акумуляторів. Коли акумулятор заряджається повністю, електрогенератор, при відсутності навантаження інвертора, навантажується резисторами.

3.12.1. Результати досліджень вітрової електростанції ECO-H-1,5 кВт (рис. 3.30)

Електрорушійна сила, індукована в синхронній машині, залежить від:
- конструкційних параметрів машини;
- магнітного потоку;
- оборотної швидкості і виражається формулою:

$$\boldsymbol{E = c \cdot \Phi \cdot n}\ [\text{В}] \qquad (3.9)$$

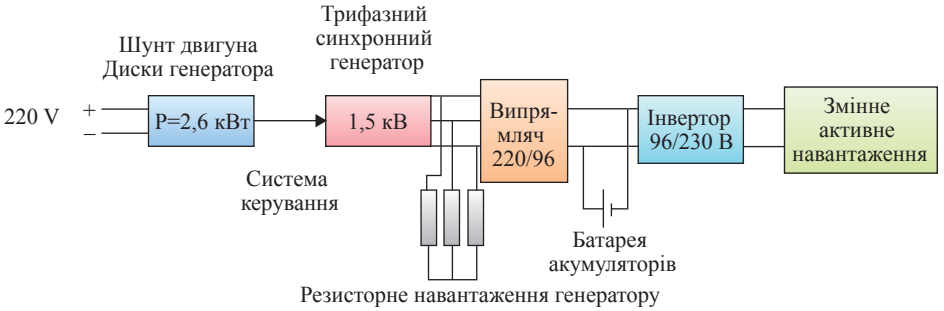


Рис. 3.30. Блок-схема системи для досліджень вітрової електростанції потужністю 1,5 кВт в лабораторії електричних машин в ОШЕ № 1 в Кракові

Досліджувана машина має вісім пар полюсів, що являють собою постійні магніти закріплені на роторі. Отже, магнітний потік $\boldsymbol{\Phi}$ є сталою величиною. На статорі розміщено три обмотки разом з виводами, в яких індукується електрорушійна сила $\boldsymbol{E}$. Позначення **c** у формулі характеризує конструкційні особливості машини, від яких залежить кут нахилу характеристики $\boldsymbol{E = f(n)}$ (рис. 3.31).

На основі вищезазначеної характеристики можна стверджувати, що значення вимірюваної напруги на клемах електрогенератора збільшується лінійно разом із зростанням оборотної швидкості ротора. При швидкості 380 об/хв. значення вимірюваної напруги становить 230 В. Отримані результати є підтвердженням даних по тестовим дослідженням генератору за каталогом.

Синхронна швидкість електрогенератора становить n = 375 об/хв., частота f = 50 Гц. Із формули:

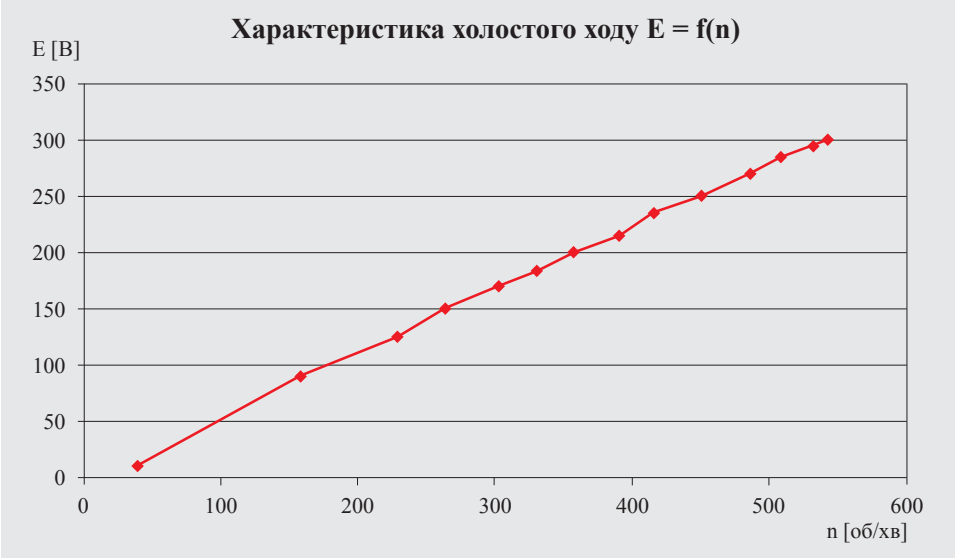


Рис. 3.31. Характеристика холостого ходу $\boldsymbol{E = f(n)}$

$$n = \frac{60 \cdot f}{p} \left[\frac{\text{об}}{\text{хв.}} \right] \tag{3.10}$$

отримуємо, що кількість пар полюсів становить:

$$n = \frac{60 \cdot 50}{375} = 8 \tag{3.11}$$

Частота індукованої напруги виражається формулою:

$$f = \frac{p \cdot n}{60} \text{ [Гц]} \tag{3.12}$$

Частота змінюється в діапазоні від 0 до 80 Гц разом із збільшенням обертів і напруги. Те, що зі зміною обертів в досліджуваній синхронній машині змінюється напруга і частота, робить неможливим безпосереднє її підключення до електромережі. Для того, щоб отримати змінну напругу U = 230 В з частотою f = 50 Гц, необхідно застосовувати випрямляч, батарею акумуляторів та інвертор. Ця система дозволяє генерувати напругу з параметрами U = 230 В, f = 50 Гц. За відсутності зовнішнього навантаження три резистори, увімкнені у електричне коло досліджуваної вітрової електростанції у формі зірки, перетворюють електроенергію на теплову. Енергію необхідно відбирати у випадку перевищення заданого значення напруги при швидкості вітру близько 25 м/с. Це є електричним гальмом для вітрових електростанцій.

Характеристику навантаження, зображену на рис. 3.32, отримано на основі результатів вимірювань струму і напруги на регульованих резисторах, які є навантаженням електрогенератора. Вимірювання проведено при: n = 375 об/хв., f = 50 Гц, $cos\ \varphi$ = 1. На основі результатів вимірювань можна стверджувати, що

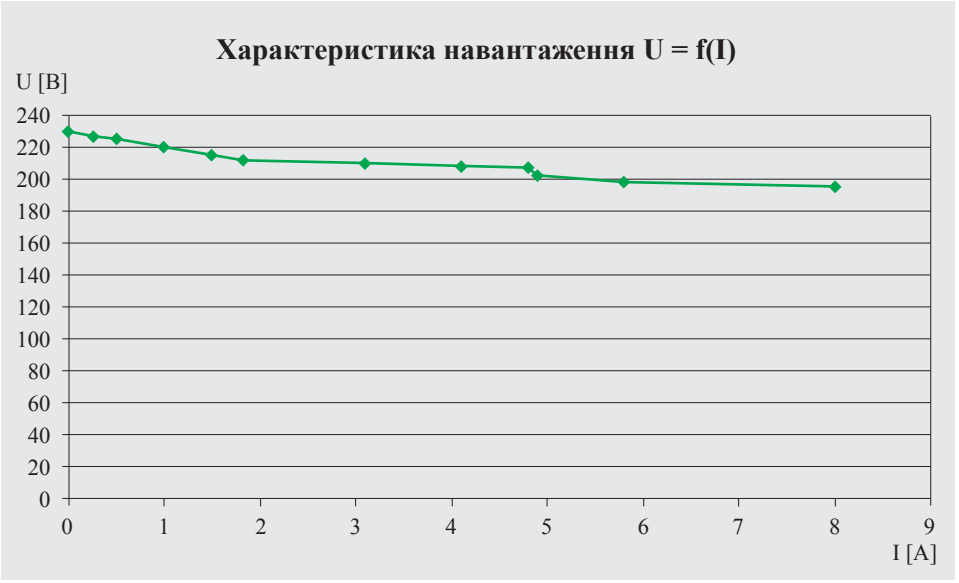


Рис. 3.32. Характеристика навантаження *U = f(I)*

досліджуваний електрогенератор в діапазоні роботи від холостого ходу до номінального навантаження характеризується стабільністю напруги (у професійній літературі цей тип характеристики називається “жорсткою характеристикою”) [35]. Номінальна напруга електрогенератора становить U_N = 196 В, номінальний струм I_N = 8 А, частота f = 50 Гц. При цьому температура електрогенератора дорівнює 45°С. Під час вимірювань на екрані осцилографа спостерігали сигнали напруги генератора та виходу інвертора та порівнювали їх з напругою в мережі. Висновки, зроблені при аналізі результатів вимірювання цієї установки, збігаються з даними досліджуваного електрогенератора в каталозі і подібні до тих, що були отримані при дослідженнях подібної машини, що є серед обладнання шкільної лабораторії відновлювальних джерел енергії (рис. 3.33).



Рис. 3.33. Фото МВЕУ потужністю 1,5 кВт встановленої на приватному будинку

Характеристики МВЕУ

Однією з найбільших проблем при експлуатації ВЕУ є часта та непрогнозована зміна потужності та напрямку вітру, яка суттєво впливає на параметри виробляємої електроенергії. На на рисунках та 3.34 представлені графіки потужності вітру на протязі двох тижнів (рис. 3.35) та вибраного часового проміжку 31.12.2010 р. З графіків видно значні перепади потужності вітрових

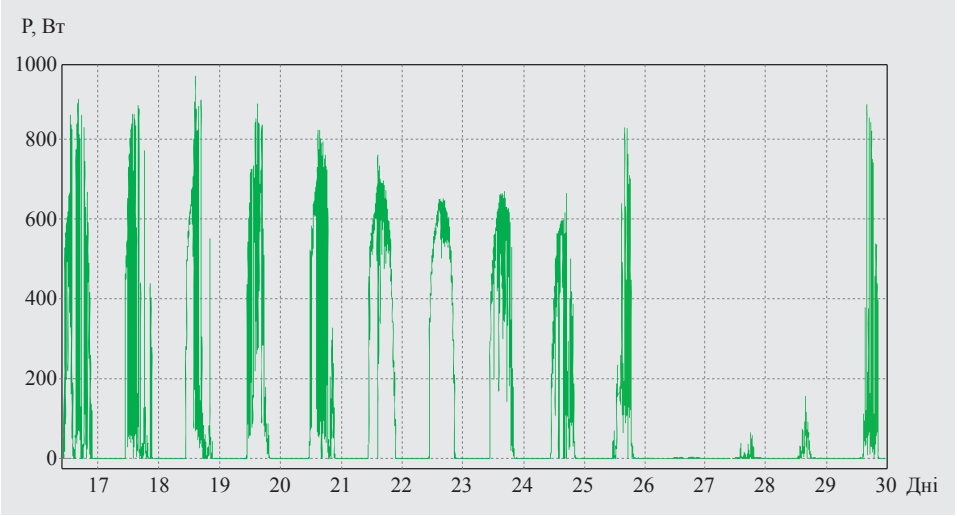


Рис. 3.34. Характеристика потужності ВЕУ за 17-30 листопада 2010 року [274]

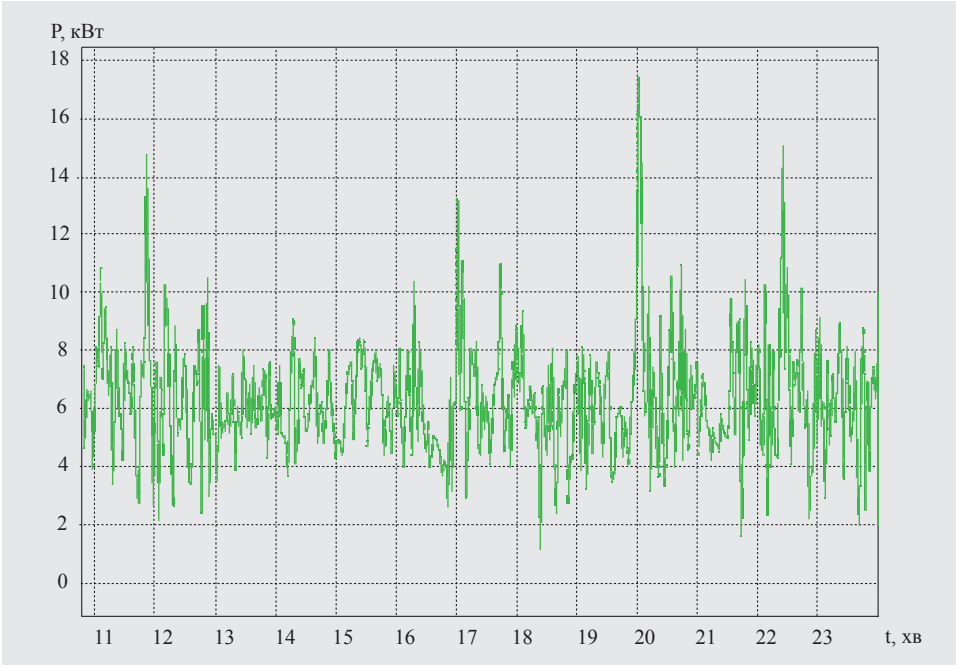


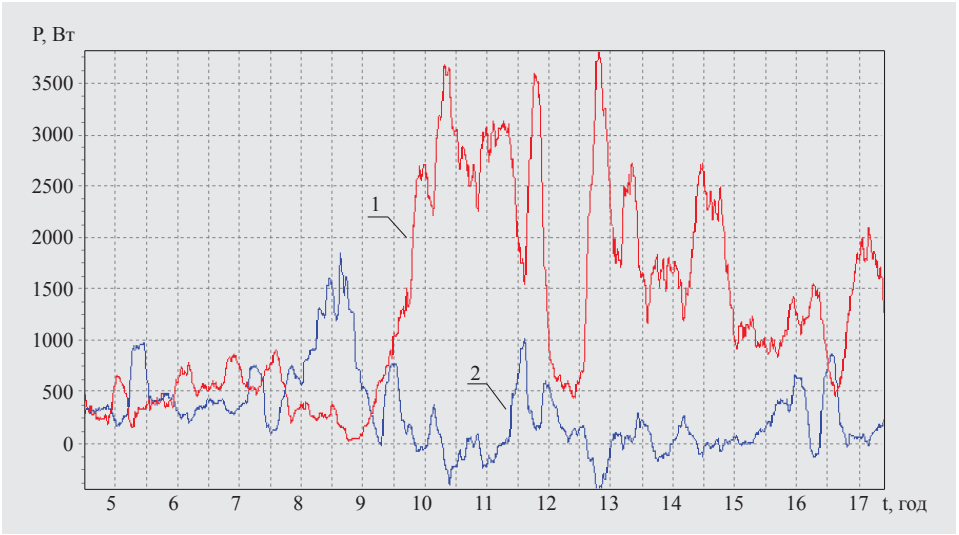
Рис. 3.35. Характеристики виробляємої ВЕУ електричної потужності на протязі дня 31.12 2011 року [274]

потіків, що приводять у дію турбіну вітрового генератора. На протязі 3 днів з 14 спостерігався штиль, 2 дні потужність вітру на протязі дня практично не змінювалась, у інші ж дні спостерігались значні коливання потужності вітру від нульового значення до 800 – 900 Вт. Густина зелених ліній свідчить про часту зміну потужності вітру. Найбільшою миттєвою потужністю, що спостерігалась на протязі цього тижня було значення 960 Вт, але це був один короткочасний момент. Взагалі потужність ВЕУ більше за 800 Вт була декілька короткочасних моментів і у загальному балансі енергії, виробленої на протязі тижня склала досить незначний відсоток.

Порівняємо показники роботи ВЕУ за 20 з 23 лютого 2011 року. 20.11.11 значення потужності вітру були на » 20% вищі за амплітудою але дуже нестабільні, а 23 лютого спостерігався менший за потужністю але стабільний вітровий потік без значних перепадів. Загальна кількість електричної енергії, виробленої ВЕУ за 23 число було приблизно на 25%більше за 20.11.11.

На рисунку 3.35 показано незначні коливання потужності виробляємої електроенергії на протязі 15 хвилин 31.12.2011 р. Середня потужність виробленої енергії при цьому складала 7 кВт, при коливаннях від 1,8 до 17 кВт.

Ефективність роботи ВЕУ у системі електропостачання характеризується також і параметрами споживання електроенергії. Як бачимо з графіку на рисунку 314 потужність споживаної електроенергії зовсім не співпадає з потужністю ВЕУ. Це ще раз підтверджує необхідність використання та правильного підбору акумуляторної батареї.



Риса. 3.36. Характеристики виробляємої ВЕУ (червоний колір) та споживаної (синій колір) електричної потужності в 11 грудня 2011 року [274]

3.12.2. Малі вітрові електростанції з вертикальною віссю обертання

Габарити електростанції залежать від потужності обертового елементу турбіни. МВЕУ, зображеної на рис. 3.38 виробляються висотою від 0,8–3 м та діаметром 0,5–1,5 м. [126]. Вітротурбіни з вертикальною віссю представлено у таблиці 3.12 та на рис. 3.38. Така турбіна потужністю 2,5 кВт при середній швидкості вітру 2,5 м/с здатна виробляти щороку близько 1800 кВт · год. електроенергії [126].

Основною проблемою, що стримує динамічний розвиток вітрових електростанцій з вертикальною віссю обертання є необхідність використовувати їх разом з акумуляторними та фотоелектричними батареями, інвертором, що значно збільшує вартість капіталовкладень.

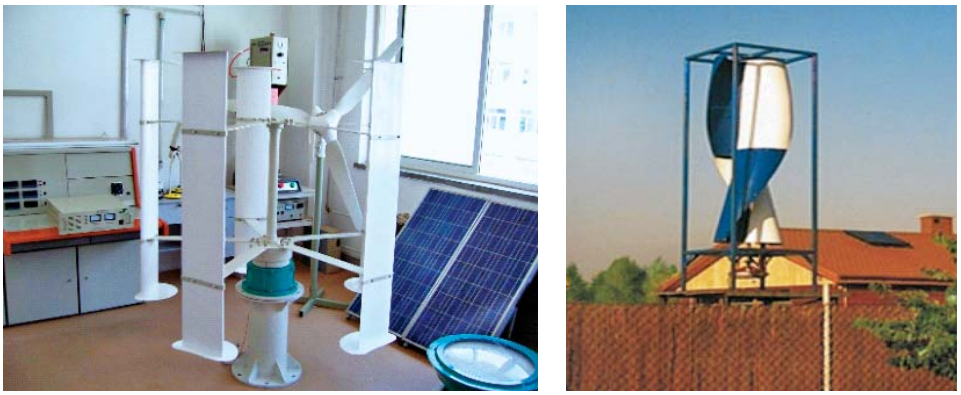


Рис. 3.38. Вітрові турбіни з вертикальною віссю обертання [190, 204]

Таблиця. 3.12

Технічні характеристики вітрових турбін [203]

Модель	SWV-200	SWV-200	SWV-200	SWV-1000	SWV-3000	SWV -K10
Потужність генератора	200 Вт	300 Вт	500 Вт	1000 Вт	3000 Вт	10 КВт
Номінальна напруга	12 В	12 В	12 В	12 В	12 В	12 В
Стартове значення швидкості вітру	2 м/с	2 м/с	2 м/с	2 м/с	2 м/с	2 м/с
Номінальна потужність при швидкості вітру	10 м/с	10 м/с	10 м/с	12м/с	12м/с	12м/с
Робочий діапазон швидкості вітру	4–25 м/с	4–25 м/с	4–25 м/с	4–25 м/с	4–25 м/с	4–25 м/с
Максимальна швидкість вітру для безаварійної роботи	40 м/с	40 м/с	40 м/с	50 м/с	50 м/с	50 м/с
Діаметр турбіни	138 см	138 см	138 см	180 см	300 см	6,2 м
Висота турбіни	90 см	130 см	220 см	250 см	360 см	6,2 м
Рекомендієма висота щогли	5,5 м	5,5 м	5,5 м	5,5 м	5,5 м	11 м
Вага (без щогли)	70 кг	90 кг	130 кг	180 кг	500 кг	1700 кг

МВЕУ можуть бути змонтовані на:
- вуличних ліхтарях;
- будівлях;
- для живлення об'єктів на великій відстані від електромереж;
- кемпінгах;
- метеостанціях;
- релейних станціях;
- яхтах;
- інших об'єктах – залежно від потреб.

На ринку доступні також гібридні системи у складі малої вітрової електростанції та інших джерел енергії, такі як фотовольтаїчна панель, дизельний генератор, батарея акумуляторів пропонуються багатьма гравцями ринку. Це комплекси для живлення дачних будинків, кемпінгів або станцій GSM і т. ін.

Малі вітрові електростанції можуть зайняти свою нішу на активно ринку альтернативної енергії, що активно розвивається. Це простий спосіб отримання енергії від малих ВЕУ. Ще однією перевагою у розвитку МВЕУ з вертикальною віссю обертання є простота конструкції, що дозволяє їх виробництво малими фірмами на території всієї країни.

Конструкція ділиться на три основні частини:

a) сталева щогла висотою 6–10 м, закріплена у бетонному фундаменті болтами або сталева конструкція для встановлення на даху;
b) синхронний електрогенератор в сталевому корпусі, закріплений болтами на несучій конструкції. У Польщі порівняно недорого виробляються

синхронні генератори різної потужності (наприклад, 5 кВт-ний генератор коштує близько 3 тис. злотих);

с) сталева конструкція вітрового двигуна: карусельна або роторна, та зчеплення з генератором.

Проектна документація на вітрову турбіну виконується спеціалізованими проектними фірмами та інститутами, після чого виконується модель турбіни, для випробувань її ефективності в аеродинамічній трубі. Такі роботи виконуються зокрема у Краківському політехнічному університеті. Виготовлення турбіни за готовою технічною документацією не викликає труднощів. Вартість такої електростанції потужністю близько 3 кВт дорівнює кільком тисячам злотих. Термін експлуатації становить кільканадцять років. Монтажні фірми мають значні напрацювання у області використання вітрових установок для різних цілей і можуть запропонувати типові рішення завдяки яким можливе раціональне використання цих систем. Зацікавлення широкого кола одноосібних замовників буде сприяти створенню нових робочих місць та зменшенню витрат витрати на енергопостачання та опалення наших будинків.

3.13. Перспективи розвитку та проблеми вітроенергетики України

Підтвердженням державної зацікавленості України в розвитку вітроенергетики є постанова Кабінету Міністрів України від 28 березня 2007 р. № 557 р. «Про будівництво вітрових електростанцій в Україні», указ Президента з такою самою назвою № 159/96 від 02.03.1996 р. і схвалена на його основі Кабміном «Комплексна програма будівництва вітрових електростанцій в Україні на період до 2010 року». У програмі, зокрема, накреслена стратегія будівництва вітрових електростанцій в країні, що включає, як питання фінансування (до речі, за рахунок платників за електроенергію), так і нормативного забезпечення цієї галузі. Розвитку вітрової енергетики сприятимуть законодавчі акти прийняті у рамках «Енергетичної стратегії України на період до 2030 року» прийнятої розпорядженням Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 р. N 145-р.

Верховною Радою України було прийнято Закон “Про внесення змін до деяких законів України щодо встановлення “зеленого тарифу” від 25.09.2008 № 601. Цим Законом, з метою стимулювання виробництва електроенергії з альтернативних джерел, був визначений “зелений тариф”, який щорічно буде встановлюватися для кожного підприємства на рівні подвоєного середньозваженого тарифу на електричну енергію, яка закуповується в енергогенеруючих компаній. Такий порядок буде діяти для кожного суб’єкта господарювання протягом 10 років з дати його встановлення. Без сумніву, це крок уперед щодо розвитку вітроенергетики в Україні.

Вдалим прикладом розвитку вітроенергетики є АР Крим, уряд якої постановою №23, від 25.01.1996 р. «Про розвиток вітроенергетики в Криму» ухвалив рішення впродовж 10 років не стягувати плати за землю з виробників усіх форм власності електроенергії, одержуваної від вітроелектричних установок, і з виробників вітроенергетичного устаткування; надати право орга-

нізаціям купувати і розміщати ВЕУ в складі діючих вітроелектростанцій на території Криму з заліком виробленої електроенергії її власникові, а також рекомендувати ДАЕК «Крименерго» гарантувати закупівлю електроенергії, виробленої вітроелектричними установками, і вилучати підприємства, які виробляють електричну енергію за рахунок ВЕУ, із графіків обмежень [285]. Такі дії привели до того, що Крим зараз є найбільшим виробником вітрової енергії в Україні.

Прогнозовані показники розвитку вітроенергетики в Україні до 2030 року надано в табл. 3.13.

Таблиця 3.13

Показники розвитку вітроенергетики в Україні до 2030 року.

Показник	Сценарій	Одиниця виміру	2010	2015	2020	2025	2030
Встановлена потужність ВЕС	Песимістичний	ГВт	0,25	0,5	0,9	1,4	2,0
	Базовий	ГВт	0,6	1,12	1,65	2,2	2,8
	Базовий	млрд. кВт·год	0,63	1,48	2,89	4,24	6,13
	Оптимістичний	млрд. кВт·год	0,63	1,58	3,24	4,91	7,34

Однак, як свідчить українська практика, прийняти закон – це одне, а виконувати його – це інше.

Головний позитив в сфері вітроенергетики був в тому, що Україна прийняла сміливе рішення – переорієнтувала військові заводи на виробництво вітроагрегатів. Однак, оскільки основним завданням стало не виробництво електроенергії за рахунок вітру, а виробництво вітрових турбін як таких, це призвело до виникнення ряду проблем подальшого розвитку. Ряд проблем не було вирішено, а саме: не були передбачені питання технічного обслуговування та не розроблений алгоритм правильної оцінки і вибору ділянок для ефективного розміщення вітротурбін. Тому, результат виявився таким, що більшість турбін нині або простоюють, або працюють із достатньо низьким коефіцієнтом використання потужності – в межах 2–3%. Для порівняння – сучасні вітротурбіни працюють приблизно із коефіцієнтом використання встановленої потужності (КВВП), еквівалентним 35–40%.

Є також проблеми з підключенням до енергомереж, і існують реальні обмежені можливості енергомереж. Наприклад, особливий ризик – це старі розподільні мережі. За даними Української вітроенергетичної асоціації, якщо в Криму можуть побудувати 3,7 тис. МВт вітрогенерації, то підключити до мереж вдасться тільки 2 тис. МВт.

Сьогодні багато компаній заявляють, що вони є інвесторами, але насправді це не так. Це компанії-проектанти, які приходять розвивати проекти, готувати проектну документацію. Інвестори дуже важко виходять на український ринок.

Наприклад, проведення досліджень з оцінки впливу на навколишнє середовище в Україні носить скоріше рекомендаційний характер, який прописаний

в державних будівельних нормах. Але жоден комерційний європейський банк не дасть навіть центу, якщо ця оцінка впливу на навколишнє середовище не буде проведена у відповідності із євростандартами, включаючи проведення громадських слухань. Всі ці процедури є обов'язковими, і мають бути врахованими при підготовці проектів для того, аби на них звернув увагу інвестор.

І ще існує один негативний момент – у нас відсутня чітка процедура щодо дозволів, які необхідно отримати для реалізації вітроенергетичного проекту. Коли приходить проектант, наші вчені починають говорити йому, що необхідно зібрати 300 підписів, 300 печаток, але насправді – їх набагато менше, і можна значно скоротити час та кошти на підготовку проекту, якщо чітко знати алгоритм. Але алгоритму немає.

Окремо треба зазначити проблеми з зеленим тарифом. "Зелений тариф" існує, і його коефіцієнт відповідає тим вимогам, які є на сьогодні в Європі. Перший негативний момент це складність та непрозорість його процедури отримання. Ще один негативний момент в тому, що він передбачає введення після 2012 року 30% комплектуючих українського виробництва. Причому, це стосується і проектних робіт, і будматеріалів, і т. ін. На сьогоднішній день, необхідного власного виробництва в Україні немає. Тому вимога щодо такої частки (з 2012 року 30% комплектуючих, а з 2014 – 50%) буде стримувати входження серйозних компаній-виробників енергетичного обладнання на наш ринок.

В Україні є умовний вітроенергетичний атлас, який розробляла Національна академія наук. Основні дані, взяті із даних метеостанцій, зібрані на висоті 10 метрів. На базі цих даних і був сформований нинішній вітровий атлас. Він також сьогодні допомагає визначати найбільш перспективні ділянки для розвитку вітроенергетики, так би мовити, отримати загальну інформацію. З іншого боку, будь-який проект вимагає встановлення щогли висотою 80-100 метрів для проведення протягом року вивчення вітропотенціалу на ділянці, де заплановано будівництво вітроелектростанції.

По-перше, для того, аби правильно підібрати клас вітротурбіни. По-друге, зробити правильний розрахунок виробництва електроенергії. Дані про пориви вітру, як правило, беруться з метеостанцій. Цього достатньо, аби визначити, якими були пориви вітру протягом 20 останніх років на тій чи іншій ділянці. Це не така складна процедура, оскільки головне – визначити, де можна будувати вітроелектростанцію, а де ні.

Вирішити питання щодо відведення землі під об'єкти вітроелектростанцій – ще одна з проблем, з якою стикаються підприємства автономії з вітроенергетики при розміщенні нових ВЕУ. Так, в директиві «Управління начальника робіт» для того, щоб розташувати нові установки, потрібно було вирішувати питання з власниками земельних ділянок з метою отримання дозволу від них на таке будівництво. Оскільки практично вся земля біля станції на мисі Тарханкут розпайована, незважаючи на її кам'янистість і непристосованість до сільськогосподарської обробки, ця проблема займає чимало часу і коштів. Таким чином, підсумовуючи, можна стверджувати, що Крим має величезний потенціал вітроенергетики, але він використовується недостатньо. Залишаєть-

ся сподіватися, що пріоритетна роль вітроенергетики як альтернативного джерела електроенергії, буде не тільки на папері в державних нормативних актах, а й втілена в життя.

3.14. Екологічність вітроенергетики

На думку деяких екологів та жителів, які мешкають поблизу вітрових електростанцій, робота цих агрегатів супроводжується наступними негативними факторами.

Шум. Робота вітрової електростанції супроводжується шумом, що виникає від обертання лопатей та, в меншій мірі, від роботи генератора і редуктора. При проектуванні установки необхідно враховувати допустимі норми рівня звуку.

Електростанція не виробляє звук високої інтенсивності (37,9 дБ на відстані 500 м від будівель). У той же час, проблемою є монотонність звуку та його тривалий вплив на психіку людини. Захисною зоною має бути обмежена територія близько 500 м від щогли електростанції, однак все залежить від особливостей території поблизу електростанції.

Тінь. Іншою розповсюдженою проблемою є ефект відбивання сонячних променів від лопатей і періодичного затуляння сонця лопатями. Це спричиняє втомлюваність осіб, підданих цьому ефекту. Однак, цього легко уникнути за рахунок відповідного розташування і "затуляння" ротора деревами, які розсаджують навколо електростанції, зокрема вони також поглинають значну частину шумів.

Птахи. Птахи можуть налітати на лопаті ротора або опинятися в зоні дії турбулентності ротора. Щорічне число "жертв зіткнень" оцінюється в 21тис. пташок на 1000 МВт (у Голландії) і є невеликою порівняно з кількістю птахів, які гинуть від автомобілів – близько 2 млн. або в зіткненнях з лініями електропередач – близько 1 млн. [9].

Більшість зіткнень птахів з роторами відбуваються уночі, в сутінках або за поганої погоди. Птахи дуже добре знають свої місця годівлі, місця відпочинку й уникають лопатей роторів. Установлюючи ВЕУ, необхідно ретельно враховувати місця гніздування та годівлі птахів.

Риби. Надводні вітрові ферми мають позитивний ефект. Вітрильний спорт та риболовля заборонені всередині та навколо вітрових ферм, тому морські біологи сподіваються, що такі райони будуть місцями розмноження багатьох видів риб.

Інтеграція в краєвид. Вітрові установки є конструкціями, що виділяються на фоні краєвиду. Тож, чи подобається розташування вітрових установок завжди буде питанням смаку.

Порушення прийому телевізійного сигналу. Інколи жителі прилеглих будинків скаржаться на порушення прийому телепередач.

Порушення в електроенергетичній мережі. Часте вмикання і вимикання вітрової електростанції впливає на якість роботи електромережі. Спостерігаються перепади напруги в мережі, та призводить до нестабільності потужності системи енергопостачання.

Природоохоронні зони. Обмеженнями для розвитку вітроенергетики є природоохоронні зони. Законом Польщі від 16 квітня 2004 року «Natura 2000» про охорону природи впроваджуються нові заходи з охорони природи та перелічені регіони, що підпадають під його дію і охоплюють і близько 11,5% території Польщі [78].

Досвід поєднання інтересів інвесторів та екологів Німеччини і Данії, країн, які вже давно й успішно займаються вітровою енергетикою, дозволяє уникнути більшості непорозумінь і, водночас, вирішувати проблеми, що виникають при розвитку вітрової енергетики. За рівень свого життя завжди необхідно платити якусь ціну. Потрібно лише витримати баланс між інтересами суспільства та довкілля.

3.15. Висновки

Енергія вітру це практично нескінчений потенціал безкоштовної енергії, незалежної від імпортних енергоносіїв. Особливого значення набуває її застосування у віддалених від загальних електромереж об'єктах.

Україна має значний потенціал вітрової енергії. Особливо привабливими для використання енергії вітру є Узбережжя Чорного і Азовського моря, Південний берег Криму, вершини Українських Карпат, Кримських гір, Донецька височина, Приазовська та Причорноморські низовини. Використання ВЕС дозволить забезпечити біля 2,5% від загального річного споживання електроенергії в Україні.

Розвиток технологій дозволяє постійно удосконалювати конструкцію ВЕУ і підвищувати її ефективність, зменшуючи негативні моменти використання ВЕС. Традиційні електростанції набагато більше спотворюють навколишній краєвид, не враховуючи значно більшого рівня забруднення ними територій. Згідно даних по країнах Західної Європи, в районах, де вітер дме з середньорічною швидкістю $v_{ср} = 8$ м/с, до яких відноситься і Україна, завдяки використанню ВЕС зі 100 силовими установками загальною потужністю 300 МВт, кількість заощадженого палива можна співставити з кількістю палива необхідного для спалювання в традиційній тепловій електростанції потужністю 200 МВт. В зонах з $v_{ср} = 9$-10 м/с заощадження збільшуються на 20–30%. [34] ВЕУ потужністю 300 МВт, працюючи щороку 3000 год, виробляє близько 9000 ГВт · год енергії. Силові вітрові станції, незалежно від їх виду, розмірів чи чисельності, не спричиняють радіоактивного забруднення, спустошенню територій, втрат природних ресурсів і зміни довкілля на Землі.

У світі є багато противників застосування вітрової енергетики. Їхні доводи такі: вітрові електростанції мають невелику потужність, спотворюють краєвид, створюють під час роботи шум і можуть спричинити нові, досі невідомі, екологічні загрози. Всі ці недоліки загалом є необгрунтованими та незначними у порівнянні з тими перевагами, що має вітрова енергетика.

Хочі серед недоліків можна відмітити, що пошук дешевих і досконалих рішень веде, до великої різноманітності проектів малих вітрових електростанцій, що ускладнює їх серійний випуск. Вітрові електростанції потребують значних капіталовкладень. Формально-юридичні процедури, що стосуються будівни-

цтва і введення електростанції до загальної електромережі складні, трудомісткі, дорогі та не гарантують успіху.

Вже зараз у Польщі зважаючи на велику кількість заявок поданих на будівництво нових ВЕС, між проектами є великий конкурс на підключення їх до загальнодержавної електроенергетичної системи. І тільки найкращі проекти з найновітнішим обладнанням отримують дозволи на виконання проекту.

Стратегія ж будівництва вітрових станцій на Кримському півострові та інших регіонах України повинна враховувати необхідність модернізації мережі станцій високої напруги у вищезазначених районах, що є інвестицією, яка розраховується в млрд. гривень.

Необхідно розуміти, що вітер є невичерпною енергетичною сировиною і треба користуватися цим джерелом зі значно більшим розмахом. Тенденція до здешевлення ВЕУ та допоміжного обладнання дозволить у найближчому майбутньому більш широко та ефективно використовувати ці величезні запаси енергії.

Дані, приведені раніше [83], вказують на значну динаміку зростання загальної потужності встановлених вітрових електростанцій в країнах ЄС. Прогнозується зростання 40% цього сектору альтернативної енергетики у 2009–2013 роках. [29]

Україна також повинна долучиться до групи країн з динамічним зростанням рівня використання енергії вітру для виробництва електроенергії.

3.16. Запитання та контрольні завдання до розділу

1. Які параметри вітру і рельєфу впливають на ефективність роботи вітрової електростанції?
2. Опишіть конструкцію вітрової електростанції потужністю 2 МВт.
3. Наведіть способи регулювання швидкості обертання електрогенератора на вітровій електростанції і опишіть їх вплив на вироблену потужність.
4. Перерахуйте переваги, які виникають у результаті будівництва вітрових станцій у прибережній зоні.
5. Охарактеризуйте загальний світовий потенціал вітрової енергії.
6. Назвіть дві основні величини, що характеризують вітровий потенціал території.
7. Назвіть оптимальну середню швидкість вітру для енергетичного використання.
8. Яким чином визначають вітровий потенціал окремого регіону, району, території?
9. Які природних умов впливають на ефективність роботи вітрових електростанцій і яким чином?
10. Яка графічна кругова діаграма характеризує силу і напрямок вітру?
11. Що таке шорсткість території і яким чином вона впливає на ефективність вітрових установок?
12. Назвіть основні типи вітрових турбін.

13. Перерахуйте від яких параметрів вітротурбіни залежить її корисна потужність?
14. На які типи поділяються вітротурбіни в залежності від положення осі ротора обертання.
15. Охарактеризуйте вплив вітроенергетики на екологію.
16. Перелічіть основні складові вітрової ВЕУ та дайте їх коротку характеристику.
17. Яким чином регулюється потужність ВЕУ?
18. Які генератори використовують у ВЕУ?
19. Назвіть світових лідерів у використанні вітрової енергетики.

IV ЕНЕРГІЯ ВОДИ

4.1. Вступ

У багатьох країнах світу, які мають значні внутрішні водні ресурси або знаходяться на березі морів та океанів здавна спостерігався значний інтерес до енергії води. Найбільшу зацікавленість виявляють країни, що не мають достатньої кількості традиційних власних паливних ресурсів. Води світового океану та річок займають більше 60% поверхні Землі і мають величезний запас енергії у вигляді енергії рік, хвиль, припливів та відпливів і т. ін. Потрібно лише знайти оптимальні способи її використання.

Основні види енергії води:

1. Енергія річок:
   - енергія перепаду води;
   - енергія течії;
2. Енергія океанів та морів:
   - енергія припливів і відпливів;
   - енергія хвиль;
   - енергія океанських і морських течій
   - запаси енергії градієнта солоності або осмосу;
   - теплова енергія океану;
   - біомаса води,
   - сірководень.

За оцінками різних авторів, доступна частина енергії Світового океану, тобто та частина, яка може бути практично використана при сучасному рівні техніки перетворення, у багато разів перевищує рівень сучасного споживання енергії у світі. Зараз гідроенергетика дає близько 19% світової електроенергії.

Дуже перспективний вид енергії Світового океану – це енергія хвиль. У океані багато видів хвиль. Проте з точки зору вироблення електричної енергії заслуговують на увагу лише три їх типи: припливні хвилі, вітрові хвилі і брижі. Вітрові хвилі мають велику руйнівну силу, тобто несуть значну енергію. Декілька мільйонів штормів щорічно трапляється у Світовому океані. За підрахунками академіка Н. В. Мельникова, 1 км^2 водної поверхні з хвилями заввишки близько 5 м має потужність близько 3 млн. кВт. А штормова погода може охопити площу в декілька тисяч квадратних кілометрів. Відповідно хвилева потужність Світо-

вого океану оцінюється цифрою близько 3 млрд. кВт! Запаси енергії вітрових хвиль і брижів величезні, але міра розробленості проблеми її використання поки що недостатня. Лише протягом останнього десятиліття були зроблені деякі кроки в справі практичного використання енергії вітрових хвиль і брижів для вироблення електричної енергії [314].

Значно раніше почалося використання енергії припливних хвиль, що відрізняються чіткою регулярністю – двічі на добу в певний час з'являються припливні хвилі заздалегідь відомої висоти.

Початі роботи по використанню енергії Гольфстріму, найпотужнішої течії у Світовому океані. Передбачається використовувати близько 1% його енергії. Автори проекту вважають, що ця цифра не повинна помітно відбитися на загальному балансі енергії течії.

За оцінкою Комісії з економії енергії і енергоресурсів Світової енергетичної конференції, сьогодні важливим енергетичним ресурсом є біомаса, оскільки дає 10% світового споживання первинної енергії [166]. Передбачається, що доля океану в постачанні біомаси зростатиме. Розглядається створення енергетичних плантацій, для яких в океані є дуже широкі можливості. За оптимістичними оцінками, вуглеводневе паливо з водоростей може вироблятися за ціною, меншої світової ринкової ціни на нафту.

Запаси енергії градієнта солоності, або осмосу (греч. «*пошто́вх*», «*тиск*»), за деякими оцінками, не поступаються тепловій енергії океану. Осмотична енергія – найбільш «таємничий», тобто найменш очевидний вид енергії океану, оскільки наші органи чуття цю енергію не сприймають.

Є у Світовому океані й інші джерела енергії. Наприклад, обговорювалося питання про використання сірководня – горючого газу з непоганою калорійністю. На сірководень дуже багате Чорне море, і до того ж його кількість там безперервно зростає. Є сірководень і в інших частинах Світового океану – загальні запаси його дуже великі (недолік цього виду палива – неприємний запах, але, можливо, буде знайдений спосіб його усунення) [314].

Основну роль у перетворенні енергії континентальної води в електроенергію на гідроелектростанціях відіграє потенційна енергія. У гідротурбінах потенційна енергія перетворюється на кінетичну, а потім в електрогенераторах (гідрогенераторах) – на електроенергію. Умовою отримання великої потужності є концентрація в обмеженому просторі значної різниці рівнів води або потужної водної течії.

У зв'язку з нестачею природної різниці рівнів води створюються штучні зміни рівня за допомогою:

– підняття верхнього рівня води;
– пониження нижнього рівня або побудова підземної електростанції;
– побудова скорочувального каналу, завдяки чому зменшуються втрати течії.

На практиці у більшості випадків комбінують одночасно кілька з цих способів. Зараз гідроенергія не відіграє вирішальної ролі в подальшому збільшенні обсягів виробництва електроенергії з наступних причин: запаси води, придатної до використання в енергетичних цілях, є обмеженими; доступ до неї є ускладненим (значні відстані від населених пунктів до джерел водних ресурсів); значни-

ми є витрати на спорудження гідроелектростанцій і тривалий період окупності інвестицій. Незважаючи на це, сьогодні спостерігається розвиток будівництва гідроелектростанцій, особливо в місцевостях із великими запасами води та сприятливими гідрологічними умовами.

Найбільші станції встановлені на великих річках і мають потужність 500–700 МВт (табл. 4.1). Найпотужніші гідроелектростанції в світі: ГЕС «Три ущелини» (Китай) – 18 200 МВт, Ітайпу (Бразилія/Парагвай) – 12 600 МВт (18 × 700 МВт), Гранд-Кули (США) – 9711 МВт, Саяно-Шушенська (Росія) – 6096 МВт [29].

Таблиця 4.1

Потужність і енергія встановлених гідроелектростанцій, менших 10 МВт в ЄС [29]

Країна	Потужність, МВт		Енергетика, ТВт · год.	
	2009	2010	2009	2010
Італія	2 588,0	2 664,0	10 382,4	10 957,0
Франція	2 082,0	2 010,0	6 119,0	6 743,0
Іспанія	1 872,0	1 926,0	3 770,0	4 443,0
Німеччина	1 552,0	1 740,0	6 344,0	6 945,0
Австрія	820,0	896,0	4 632,0	4 531,0
Польща	257,0	275,0	920,1	1 036,0
ЄС в цілому	12 483,0	13 057,0	42 153,5	45 775,0

Останніми роками спостерігається значний прогрес у будівництві насосних електростанцій. Потужність найбільших насосотурбін перевищує 250 МВт. У Польщі найбільші гідроакумулюючі електростанції мають потужності, що сягають: Жидово (Żydowo) – 152 МВт, Поронбка-Жар (Porąbka-Żar) – 500 МВт (4 × 125 МВт), Жарновець (Żarnowiec) – 680 МВт (4 × 170 МВт). І в майбутньому – Млоти (Młoty), 750 МВт (3 × 250 МВт) [80].

У 2010 року у країнах ЄС введено в експлуатацію невеликих потужностей, не перевищуючих 10 МВт сумарно на 13057 МВт, за допомогою яких було отримано 45,775 ТВт×год електричної енергії [73].

Серед усіх відновлюваних джерел енергії найбільшу частку електроенергії в Польщі виробляють малі гідроелектростанції (4,15% у 2004 році [78]). До так званої малої енергетики відносяться об'єкти з потужністю до 500 кВт. На жаль, через те, що Польща є низинною країною, енергетичні запаси її малих рік невеликі – біля 43 ПДж/рік [78]. **У Польщі діє близько 650 малих гідроелектростанцій (МГЕС) потужністю близько 45 МВт, що забезпечує виробництво електроенергії у розмірі 156,9 ГВт · год. Це становить близько 0,23% усієї енергії, виробленої в даній країні** [78]. Для виробництва електроенергії на гідроелектростанціях використовується лише 13% енергії води Польщі. Це переважно приватні електростанції. Досвід практичної експлуатації показує, що такий об'єкт стає рентабельним, якщо потужність гідроелектростанції становить не менше 30 кВт [158].

Таблиця 4.2

Польські гідроелектростанції потужністю понад 10 МВт [242]

№	Електростанція	Тип	Спад, м	Потужність, МВт
1	Жарновець (Żarnowiec)	насосна	120	716
2	Поромбка-Жар (Porąbka-Żar)	насосна	420	500
3	Соліна (Solina)	з елементами помпування	55 – 60	200
4	Влоцлавек (Włocławek)	накопичувальна	8,8	160
5	Жидово (Żydowo)	насосна	81	152
6	Ніджиця (Niedzica)	з елементами помпування	40,5	92
7	Дихів (Dychów)	з елементами помпування	27	79
8	Рожнів (Rożnów)	накопичувальна	28,5	56
9	Короново (Koronowo)	накопичувальна	26	25
10	Тресна (Tresna)	накопичувальна	20,5	21
11	Денбе (Dębe)	накопичувальна	5,7	20
12	Поромбка (Porąbka)	накопичувальна	21	13



Рис. 4.1. Потужність гідроелектростанцій (1910 – 2000 рр., МВт)

Зараз у Польщі існує 130 промислових гідроелектростанцій, з яких 124 гідроелектростанції припливні, 3 припливні електростанції обладнані насосом (Соліна (Solina), Ніджиця (Niedzica), Дихів (Dychów)), а також 3 гідроакумулюючі (Жарновець (Żarnowiec), Поронбка-Жар (Porąbka-Żar), Жидово (Żydowo)) (табл. 4.2, рис. 4.1).

Переваги малої гідроенергетики (МГЕС потужністю до 5 МВт):
- гідротехнічні споруди дозволяють регулювати рівень води для запобігання паводкам;
- мінімальний вплив на навколишнє природне середовище: МГЕС екологічно безпечні та не створюють значних змін у ландшафті;
- простота та надійність виробництва електроенергії, тривалий термін експлуатації;
- не вимагає численного персоналу (може також бути керована дистанційно);
- децентралізація системи постачання енергії, енергозабезпечення віддалених споживачів.

Недоліки малої енергетики:
- висока вартість будівництва, середній період амортизації близько 6–8 років;
- несприятливий вплив на довкілля (Natura 2000);
- формально-юридичні бар'єри.

4.2. Гідроенергетика України та її роль в енергетичному балансі держави

Сучасна українська гідроенергетика представлена гідроелектростанціями великої потужності на базі каскаду Середньодніпровських (Київських ГЕС та ГАЕС і Канівської ГЕС), Кременчуцької, Дніпродзержинської, Дніпровської, Каховської ГЕС, а також Дністровської ГЕС, які сумарно дають 8,65% від всієї електроенергії генерованої в Україні. У 2004 році у зв`язку із вдосконаленням системи управління гідроенергетикою було створено Відкрите акціонерне товариство «Укргідроенерго», до складу якого ввійшли всі ГЕС річок Дніпра та Дністра, а у 2009 році до складу ВАТ «Укргідроенерго» ввійшла і Дністровська ГАЕС.

Встановлена потужність електростанцій об'єднаної енергосистеми України зросла у 2010 р. порівняно з 2009 р. 0,39%, або на 203,9 МВт за рахунок реконструкції гідроагрегатів на ГЕС "ВАТ "Укргідроенерго" (Вишгород, Київська обл.). У тому числі на Київській ГЕС встановлена потужність зросла на 2,51%, з 419 до 429,5 МВт, Канівській ГЕС, – на 3,06%, з 458 до 472 МВт, Кременчуцькій ГЕС, – на 1,26%, з 625 до 632,9 МВт, Дніпродзержинській ГЕС, – на 1,2%, з 365,2 до 369,6 МВт, Дніпровській ГЕС-2, – на 0,86%, з 876,6 МВт до 884,1 МВт.



Рис. 4.2. Дніпровський каскад ГЕС [317]

На липень 2010 р потужність ГЕС та ГАЕС склала 53 тис. 161,6 МВт (101 гідроагрегат). Річний виробіток електроенергії складає біля 11 млрд. кВт · год. [315].

Нажаль на об'єкти малої гідроенергетики Україна довгий час не звертала уваги, що пов'язано з розвитком централізованого електропостачання та стійкою тенденцією до концентрації виробництва електроенергії на потужних теплових і гідростанціях. Якщо на початку 50-х рр. кількість побудованих малих гідроелектростанцій в Україні становила 956 із загальною потужністю 30 000 кВт на сьогодні в Україні збереглося всього 48 діючих малих гідроелектростанцій, більшість з яких потребує реконструкції. До них відносяться такі порівняно потужні станції, як Теребле-Ріцька, Гайворонська, Корсунь-Шевченківська, Стеблівська, Ладижинська та інші. Вплив природних та часових факторів в умовах безгосподарного ставлення до цих станції призвів до розвалу цілого напрямку в енергетиці [260].

Останнім часом увага до малої гідроенергетики дещо підвищилася. У 2010 р. введено в експлуатацію малі ГЕС: Кам'яно-Брідська, потужністю 0,165 МВт, Млинівська, потужністю 0,18 МВт, Лопатецька, потужністю 0,16 МВт. В розробці є ще декілька проектів відновлення старих МГЕС [316].

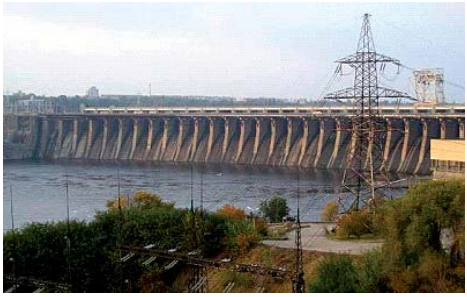


Рис. 4.3. Дніпровська ГЕС [286]



Рис. 4.4. Дніпродзержинська ГЕС [287]



Рис. 4.5. Кременчуцька ГЕС [288]

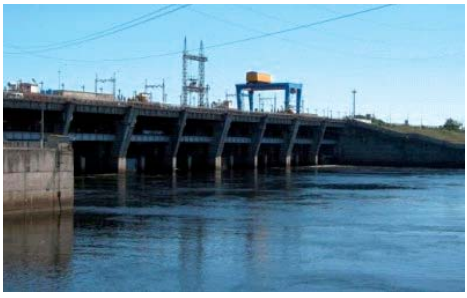


Рис. 4.6. Київська ГЕС [289]



Рис. 4.7. Каховська ГЕС [290]

4.3. Потенціал малої гідроенергетики України

Загальний річний гідроенергетичний потенціал малих річок України складає 12,5 млрд. кВт · год./рік, що майже в чотири рази перевищує потенціал великих річок. За умов використання цих ресурсів для отримання електроенергії за допомогою МГЕС можна отримати значні обсяги «чистої» електроенергії та досягти значної економії традиційних паливно-енергетичних ресурсів. Доцільний економічний потенціал енергетичних ресурсів малих річок, представлений в табл. 4.3, оцінюють у 3,7 млрд. кВт/год. на рік [261].

Таблиця 4.3

Гідроенергетичний потенціал малих річок України

Загальний потенціал		Технічний потенціал		Доцільний економічний потенціал	
кВт · год/рік	т у.п./рік	кВт · год/рік	т у.п./рік	кВт · год/рік	т у.п./рік
$12,5 \cdot 10^9$	$4,5 \cdot 10^6$	$8,3 \cdot 10^9$	$3,0 \cdot 10^6$	$3,7 \cdot 10^9$	$1,3 \cdot 10^6$

В Україні нараховується понад 63 тис. малих річок і водотоків загальною довжиною 135,8 тис. км, з них близько 60 тис. (95%) – дуже малі (довжина менше ніж 10 км), їхня сумарна довжина – 112 тис. км, середня довжина одного водотоку – 1,9 км. Найменші водотоки з середньою довжиною до 3,5 км знаходяться в басейнах річок Стрий, Черемош, Бистриця, Турія, Ствига, Снов, Остер та Червона. В Україні 3212 малих річок довжиною трохи більше 1 км, їх загальна довжина складає близько 74 тис. км. З них у басейні Дністра – 453 річки (14%), загальна довжина яких відповідно 32,1 та 10,6 тис. км.

Переважна більшість малих річок мають довжину менше ніж 10 км і площу водозбору від 20,1 до 500 км^2 (87% всієї кількості і 72% всієї довжини малих річок України). Значна їх кількість у басейнах Вісли, Південного Бугу (9,2%) та Дунаю (8,3%); сумарна довжина зазначених річок в басейні Вісли складає 84%, в Причорномор'ї – 64% їх загальної довжини. Кількість малих річок з площею водозабору від 20 до 500 км^2 від загальної кількості малих річок в Україні складає 63%, а їх сумарна довжина – 64% [11].

Малих річок з площею водозбору від 50,1 до 100 км^2 нараховується 890 (28% загальної кількості), а з найменшою площею водозбору від 20,1 до 50 км^2 – 797 річок (25%) [259].

Середня площа водозабору малої річки в Україні складає близько 10 км^2, середня довжина – 3 км, щільність річкової мережі – 0,31 км/м^2. Ширина річкового басейну коливається від 5–10 км в гірських районах до 10–15 км на решті території. Найбільший нахил водозабору спостерігається у річок Закарпаття (230%), найменший – у річок Придніпровської низовини (6,7%).

Потенційні гідроенергетичні ресурси малих річок розподілені на території України надзвичайно нерівномірно. Так, у гірських областях (Львівській, Закарпатській, Івано-Франківській і Чернівецькій) зосереджено 71,7% усіх енергетичних ресурсів малих річок, а в семи областях Подільської височини (Вінницькій, Житомирській, Київській, Кіровоградській, Тернопільській, Хмельницькій та Черкаській) — всього 14,2%. Найбільшою водоносністю характеризується Закарпатська область – 4532,0 млн. кВт · год./рік (36,3% до підсумку), а також Львівська – 1814 млн. кВт · год./рік (14,5%). Херсонська і Запорізька області майже не мають потенційних запасів енергії малих річок.

На частину приток річок Дністра, Тиси, Пруту та Південного Бугу припадає 82% всіх гідроенергетичних ресурсів України по малих річках, а всього, з врахуванням правобережних приток Дніпра й Прип'яті, у західній частині України зосереджено близько 90% всіх запасів гідроенергії.

Середньорічне значення енергетичного потенціалу малої гідроенергетики наведене в табл. 4.4 та на рисунках 4.8–4.9 [247].

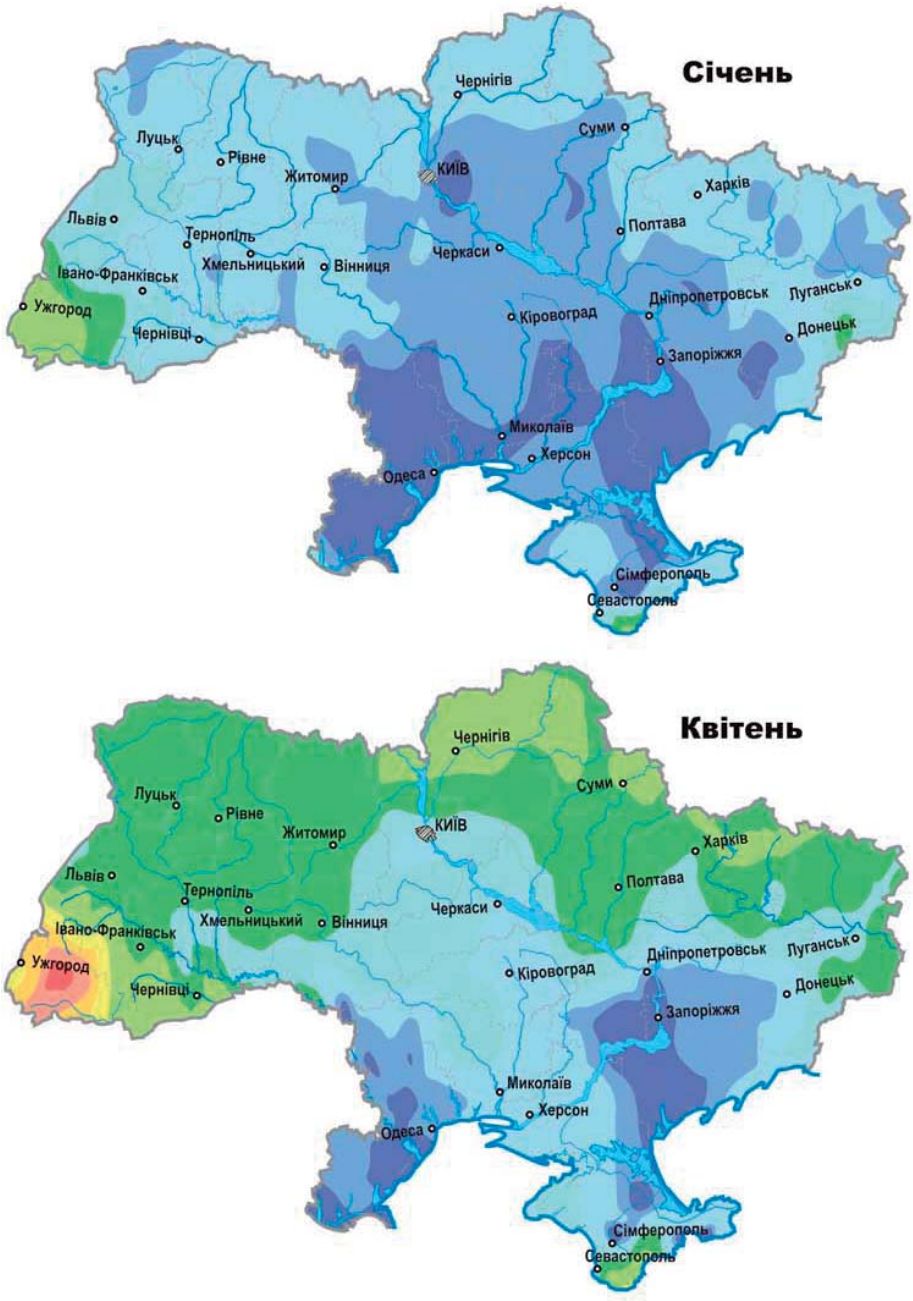


Рис. 4.8. Гідроенергетичні ресурси малих і середніх річок України (січень, квітень) [247]

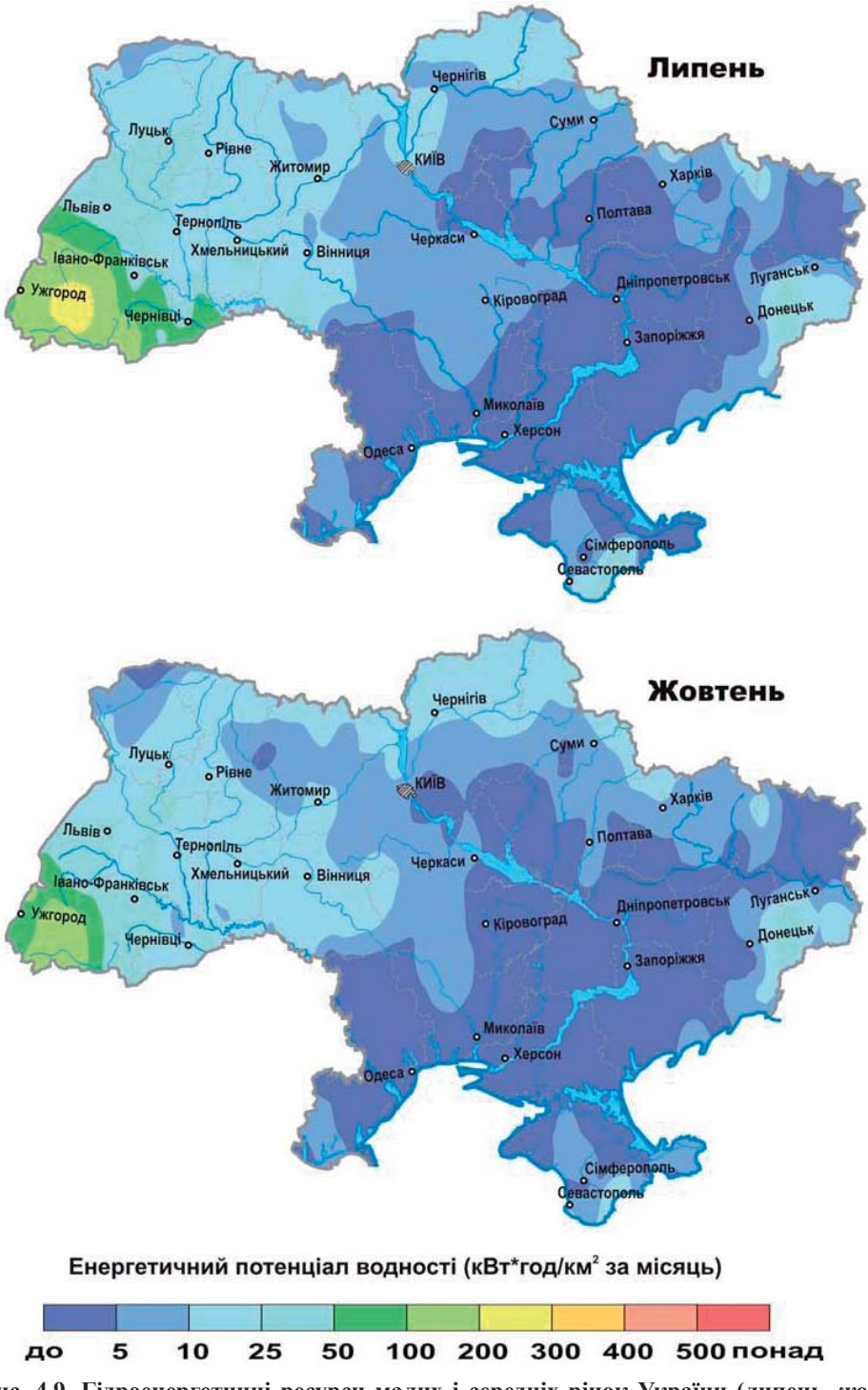


Рис. 4.9. Гідроенергетичні ресурси малих і середніх річок України (липень, жовтень) [247]

Таблиця 4.4

Розподіл загального гідроенергетичного потенціалу малих річок за областями України, млн. кВт · год/рік

Область	Потенціал	Структура, %	Область	Потенціал	Структура, %
АР Крим	211,0	1,7	Львівська	1 814,0	14,5
Київська	200,0	1,6	Миколаївська	156,8	1,3
Вінницька	360,0	2,9	Одеська	37,5	0,3
Волинська	115,2	0,9	Полтавська	396,0	3,2
Дніпропетровська	101,2	0,8	Рівненська	304,0	2,4
Донецька	189,0	1,5	Сумська	298,0	2,4
Житомирська	336,0	2,7	Тернопільська	427,2	3,4
Закарпатська	4532,0	36,3	Харківська	268,0	2,1
Запорізька	50,5	0,4	Херсонська	2,2	–
Івано-Франківська	399,0	3,2	Хмельницька	303,5	2,4
			Черкаська	331,0	2,6
Кіровоградська	170,0	1,4	Чернівецька	883,7	7,1
Луганська	436,0	3,5	Чернігівська	178,0	1,4
Всього				12 499,8	100,0

4.4. Стан малої гідроенергетики України

З початку 20-х рр. XX ст. в Україні нараховувалося 84 гідроелектростанції загальною потужністю 4000 кВт, а наприкінці 1929 р. – вже 150 станцій загальною потужністю 8400 кВт, серед них Вознесенська (840 кВт), Бузька (570 кВт), Сутиська (1000 кВт) та інші. У 1934 р. введено в експлуатацію Корсунь-Шевченківську ГЕС потужністю 1650 кВт, яка за своїми технічними показниками була однією з найбільш ефективних станцій того часу.

У повоєнний період електрифікація сільського господарства ґрунтувалася на збільшенні потужностей і поліпшенні техніко-економічних показників малих гідроелектростанцій. На сьогодні в Україні збереглося всього 48 діючих малих гідроелектростанцій, більшість яких потребує реконструкції. До них відносяться такі порівняно потужні станції, як Теребле-Ріцька, Гайворонська, Корсунь-Шевченківська, Стеблівська, Ладижинська та інші [262].

До МГЕС почали повертатись на початку 80-х рр., коли усвідомили необхідність переоцінки ресурсів і реальних затрат на освоєння, видобуток та транспортування органічного пального, а також звертати увагу на екологічні проблеми.

Поточний технічний стан діючих МГЕС характеризується значним або цілковитим зношеним основного гідросилового, гідротехнічного та електротехнічного обладнання; наявністю несправностей у спорудах напірного фронту, які

можуть стати причиною виникнення аварійних ситуацій; замуленням водосховищ; ростом забору води на неенергетичні потреби; розмивами укріплень водозливних і берегових ділянок нижніх б'єфів і т.п.

Більшість малих ГЕС, побудованих ще в 50–60 рр. XX ст., потребують реконструкції, значна кількість – повного відновлення. Однак через складний економічний та фінансовий стан більшості суб'єктів господарської діяльності, до яких належать об'єкти малої гідроенергетики, значне подорожчання будівництва, практично припинилося оновлення основних фондів цих об'єктів. Досвід відновлення деяких малих ГЕС окреслив низку проблем нормативно-правового, організаційного та технічного характеру, які потребують вирішення.

В Україні прикладом малої гідроелектростанції, що була нещодавно введена в експлуатацію може служити Яблуницька ГЕС на Буковині (рис. 4.10). Роботи по відновленню малої гідроелектростанції в селі Яблуниця Путивльського району тривали 2 роки і були остаточно завершені в вересні 2009 р. Загальна вартість виконаних для відновлення станції робіт – близько 8,5 млн. грн. [263].

Яблуницька ГЕС забезпечує екологічно чистою електричною енергією, що має найвищу рентабельність, мешканців ближніх сіл. ГЕС в Яблуниці – деривацийного типу з генеруючою потужністю до 1000 кВт.

Саме шляхом відновлення старих та спорудження нових ГЕС, мешканці віддалених регіонів можуть бути забезпечені дешевою електричною енергією. Особливо актуальною ця проблема є у гірській місцевості, адже в разі аварій мереж сюди важко дістатися та виникають складнощі з налагодженням пошкоджень.

Найближчим часом передбачається відновлення та введення в експлуатацію інших нині непрацюючих малих ГЕС Буковини, які діяли на території краю у 60–70-х рр. XX ст., зокрема, Міліївської, Банилівської, Іспаської та Кам'янської [263].

Як свідчить проведений в Гідропроекті м. Києва аналіз технічних можливостей енергетичного використання стоку багатьох малих річок (рівнинних річок



Рис. 4.10. Яблуницька ГЕС [263]

потужністю до 1,7 тис. кВт і гірських до 2 тис. кВт), ця частина гідроенергетичного потенціалу України технічно може бути освоєна при застосуванні мікро-ГЕС, які служитимуть не лише джерелом електроенергії, але й прямим приводом різноманітних машин. Найбільш широке застосування такі станції можуть отримати для забезпечення електроенергією стаціонарних сільських споживачів, гірськовидобувних об'єктів, станцій та постів гідрометеослужби, туристичних та рекреаційних комплексів, мисливських та лісозаготівельних господарств, військових та багатьох інших об'єктів.

Ефективною виявляється експлуатація мікро-ГЕС для супутнього виробництва електроенергії при спорудженні їх у складі різноманітних гідротехнічних об'єктів (на водоскидах, системах водопостачання, на каналах). Найбільш перспективними є об'єкти зі значним переважанням енергопостачання в літній період, оскільки у більшості малих річок взимку практично відсутній водостік, а сезонне регулювання істотно знижує економічну ефективність мікро-ГЕС. В деяких випадках доцільно використовувати мікро-ГЕС у комплексі з вітровими-, геліоустановками та іншими джерелами енергії. Створення таких енергокомплексів – один із перспективних напрямків сучасних розробок.

4.5. Загальна характеристика ГЕС

Гідроелектростанції істотно різняться між собою, що обумовлено необхідністю їх пристосування до конкретних місцевих умов. Гідроелектростанції можна поділити на групи за такими критеріями: величиною напору води, способом регулювання навантажень в електроенергетичній системі, способом управління водними запасами, видом і потужністю гідротурбін і т. ін. Найбільш поширеним, але досить неоднозначним критерієм класифікації є величина напору води.

За висотою напору МГЕС поділяються на три категорії: низьконапірні (2–20 м), середньонапірні (20–150 м), високонапірні (понад 150 м).

За способом створення напору гідроелектростанції поділяються на такі основні групи:

- плотинні МГЕС;
- деріваційні або змішані плотинно-деріваційні системи, до яких вода підводиться каналом або трубопроводом, віддаленим від резервуару водосховища.

Найважливішими пристроями в МГЕС є: турбіна, генератор, система регулювання й управління турбінокомплексом і передача.

4.5.1. Плотинно-деріваційні ГЕС

Плотинно-деріваційні ГЕС використовують енергію водних потоків, у місцях спеціально створених за допомогою дамб, гребель (рис. 4.11) та деріваційних каналів.

Деріваційний канал – це, зазвичай, штучно створене русло річки, що підводить воду з ріки до ГЕС, створює напір за рахунок різниці уклонів дна каналу та річки. Найважливішими параметрами таких гідроелектростанції є: номінальна

потужність P [кВт], пропускна здатність електростанції Q [м/с], корисний напір H_u [м], робочий час упродовж доби, тижня і т.п., а також коефіцієнт корисної дії (ККД) η_e. Потужність гідроелектростанції можна розрахувати за формулою:

$$P = k \cdot 9,81 \cdot Q \cdot H_u \cdot \eta_e \,, \tag{4.1}$$

де k – коефіцієнт перерахунку.

Тоді кількість енергії отриманої від гідроелектростанції за рік складатиме:

$$E_{річ} = k \cdot 9,81 \cdot Q \cdot H_u \cdot \eta_e \cdot 8760 \text{ (кВт} \cdot \text{год.)} \tag{4.2}$$

Показники роботи турбін, електростанції та гідротехнічних споруд, що підводять воду до електростанції, найбільше залежать від пропускної здатності. Підбір цієї величини є досить складним, оскільки пропускна здатність дуже залежить від величин, що змінюються в різні пори року – сезонної зміни рівня річки та від характеру роботи електростанції. Корисний напір електростанції залежить від топографічних умов, а також від методу створення водного рівня.

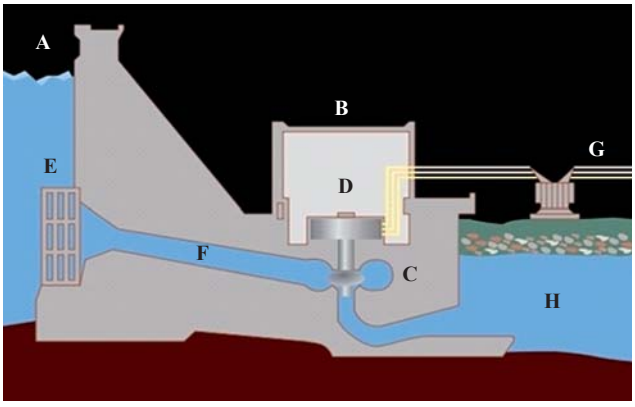
$$H_u = H - \sum h_n \tag{4.3}$$

де H – напір ГЕС (висота падіння), $\sum h_n$ – сума втрат енергії у гідроспорудах.

Загальний ККД роботи гідроелектростанції визначається як добуток ККД турбіни, генератора та трансформатора.

Рис. 4.11. Схема малої гідроелектростанції [61]

A – водосховище,
B – електростанція,
C – турбіна,
D – генератор,
E – забір води,
F – водний коридор,
G – лінії високої напруги,
H – ріка



4.5.2. Проточні гідроелектростанції

Проточна електростанція – це гідроелектростанція, що використовує енергію потоку води після її незначного накопичення.

Приблизно енергію течії води можна розрахувати за формулою:

$$P = \frac{1}{2} \xi \cdot \frac{v^3 \rho}{2} \cdot s \ \text{(Вт)} \tag{4.4}$$

де: ρ – густина води, кг/м^3; v – швидкість течії, м/с, s – площа перерізу, м^2; ξ – коефіцієнт використання енергії течії (≈ 0,15).

У групі проточних електростанцій істотне значення мають, перш за все, низьконапірні електростанції з земляними греблями.

4.5.3. Гідроакумулюючі електростанції з примусовим підкачуванням

Завданням *гідроакумулюючої* електростанції є не стільки виробництво електроенергії, як її акумулювання (рис. 4.12).

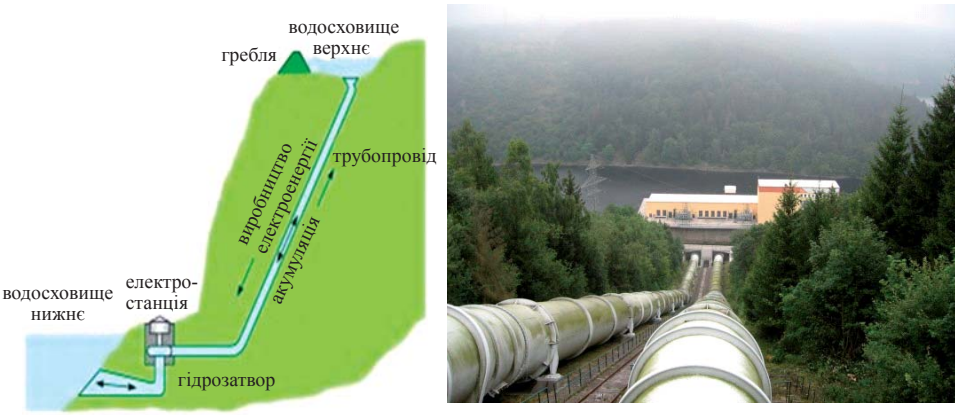


Рис. 4.12. Схематичне зображення та фото гідроакумулюючої електростанції [212]

Застосування гідроакумулюючої електростанції доцільне лише у поєднанні з електростанціями, в яких виникають періодичні надлишки енергії, спричинені неможливістю швидкого регулювання кількості виробленої електроенергії в залежності від поточного попиту (особливо в теплових електростанціях, опалюваних вугіллям). Надлишок потужності, що акумулюється вночі, безповоротно б втрачався, якби він не накопичувався акумулюючими електростанціями у вигляді потенціальної енергії води. Таким чином, гідроакумулююча електростанція є високоефективним акумулятором величезної ємності, за допомогою якого можна зберегти до 70% електроенергії (до 30% електроенергії використовується у технологічному процесі).

У період перевищення виробництва електроенергії над потребами в ній, вода з нижнього резервуару накачується до верхнього, а потім, у пікові години, відбувається зворотній процес.

Розрізняють два основні режими роботи головних пристроїв акумулюючої електростанції: генераторний і насосний. У генераторному режимі накопичена у верхньому резервуарі вода обертає турбіну, виробляючи електроенергію, а у насосному режимі насос перекачує воду з нижнього резервуару до верхнього з метою накопичення в ньому потенційної енергії води.

З точки зору електроенергетичної системи можна виділити наступні режими роботи акумулюючих електростанцій: **програмна** та **стабілізуюча**.

Програмна робота: електростанція виробляє електроенергію у часи пікових потреб вдень (вартість такої енергії дорожча). Під час пікового електричного навантаження вода подається на гідротурбіни, зв'язані безпосередньо з синхронною електричною машиною, перетворюючи накопичену в верхньому водосховищі енергію води на електроенергію. У нічній час така електростанція споживає енергію для закачування води у верхній резервуар (нічний тариф на енергію значно нижчий). Тобто електростанція споживає «дешевшу» енергію, а виробляє «дорожчу». Зиск складається за рахунок різниці тарифів. Електроенергію для двигунів насосів постачають парові, ядерні та припливні електростанції.

Стабілізуюча робота: гідроакумулююча електростанція завдяки своїм динамічним характеристикам може брати участь в усталюванні швидких перепадів у навантаженні електроенергетичної системи. Цей вид роботи можна віднести до регулювання енергетичної системи. У цьому режимі гідроакумулююча електростанція запобігає виникненню таких аварійних ситуацій у електроенергетичній системі, як короткостроковий вихід із ладу обладнання теплової електростанції або перенавантаження енергетичної системи. Гідроакумулююча електростанція в цьому випадку є значним резервом і в разі раптового дефіциту потужності включається у генераторному режимі, а при стрибкоподібному збільшенні потужності навпаки переходить до насосного режиму.

Верхніми резервуарами гідроакумуляційної електростанції можуть бути природні або штучні водосховища. В якості нижніх резервуарів використовуються озера, перегороджені долини рік, старі шахти або спеціально побудовані штучні водосховища. Принаймні один із резервуарів мусить бути наповнений водою природного притоку з метою покриття втрат, пов'язаних із випаровуванням та витіканням води.

В акумуляційній електростанції, на відміну від інших гідроелектростанцій, дуже важливим параметром є напір H_u. Чим більшим є напір, тим менша ємність резервуарів необхідна для отримання визначеної кількості енергії, а це в свою чергу дозволяє зменшити капіталовкладення. Ємності резервуарів вистачає на 2-6 годинну роботу турбіни. Акумуляційні електростанції взагалі повинні мати напори більше 100 м, але на практиці використовують і з меншими напорами.

Важливим параметром при розрахунках інвестиційної привабливості проекту та строків його окупності є ККД акумулюючої електростанції. Тому особливу увагу необхідно приділити правильному підбору обладнання для станції.

Перші акумулюючі електростанції були обладнані тримашинними, або навіть чотирьохмашинними системами. До складу агрегату входили: турбіна, синхронна електрична машина в якості електродвигуна для живлення насосу та насос. Перевагою таких систем був швидкий перехід від насосного до турбінного режиму роботи та навпаки. Але, незважаючи на безсумнівні технічні переваги тримашинних агрегатів, із економічних міркувань вони були замінені двомашинними реверсними турбосистемами – насос-турбіна. Це на 10–15% зменшує загальну вартість проектів [157].

Гідроагрегати акумулюючих електростанції включаються у роботу до кількох десятків разів упродовж доби. При цьому вони повинні витримувати часті

запуски в прямому та реверсному режимах, мати можливість швидкої зупинки та переходу в зворотній режим роботи. Кожен із двох видів роботи системи вимагає свого способу запуску. У генераторному режимі роботи запуск гідроагрегату відбувається шляхом подачі води на лопаті ротора, а при запуску у насосному режимі вимагається розгін агрегату до синхронної швидкості, при якій генератор працюватиме як синхронний двигун [5].

Найбільша гідроакумулююча електростанція з примусовим підкачуванням – це електростанція Жарновець (Żarnowiec), потужністю 716 МВт. У ній використовує 2 водозбірники – верхній штучний з поверхнею 135 га і ємністю 13,8 млн. м^3 та нижній природний, яким є Жарновецьке озеро з поверхнею 1470 га. Різниця рівнів між поверхнями води у збірниках становить від 110 до 126 м. Час наповнення верхнього збірника становить близько 6 годин. На електростанції встановлено 4 турбіни з потужністю 176 МВт кожна.

4.6. Конструкція гідротурбін

Турбіна є механічним пристроєм, в якому кінетична (4.5) або потенціальна (4.6) енергія перетворюється на механічну енергію (роботу).

$$E_k = \frac{m \cdot v^2}{2} \tag{4.5}$$

$$E_p = m \cdot g \cdot H \tag{4.6}$$

Механічна енергія (робота), згідно з законом збереження енергії

$$E_m = E_k + E_p \tag{4.7}$$

Турбіна обертатиме генератор, що вироблятиме електроенергію

$$E_{el} = P \cdot t = U \cdot I \cdot t \tag{4.8}$$

де:

E_k – кінетична енергія, (Дж);
E_p – потенціальна енергія, (Дж);
E_m – механічна енергія (Дж);
E_{el} – електрична енергія (Дж);
P – дійсна потужність (Вт);
I – струм (А);
t – час (сек.);
m – маса води, кг;
v – швидкість води, м/с;
g – прискорення вільного падіння 9,81, м/с^2;
H – висота спаду води, м.

З огляду на будову та спосіб роботи розрізняють активні турбіни, що використовують швидкість води (турбіна Пельтона), і реактивні, що використовують різницю тисків (турбіни: Френсіса та Каплана). У МГЕС найчастіше застосовується турбіни Каплана, рідше – турбіни Френсіса.

Технологічні рішення малих гідроелектростанцій залежать, головним чином, від способу доведення води (відкритим або напірним каналом) та від типу використаного турбінного обладнання. Існує декілька різних за принципом дії та конструктивними рішеннями типів гідротурбінного обладнання. Нижче представлено декілька найпоширеніших різновидів.

4.6.1. Конструкція турбін Френсіса

При напорах вище 10 м переважно встановлюють турбіни Френсіса (рис. 4.13). Вони стійкі до кавітації, завдяки чому немає потреби глибокого розміщення ротора. Це полегшує виконання будівельних робіт.

Перед входом до турбіни знаходиться швидкодіюча аварійна засувка. У турбокомплексі, представленому на рис. 4.13, відсутня можливість управління положенням рухомих лопатей, що зустрічається в більш потужних пристроях. Управління витратою води відбувається за допомогою регулюючої вхідної засувки. Залежно від величини напору та необхідної обертової швидкості генератора, останній може приводитися в дію безпосередньо чи через редуктор.

У турбіні Френсіса вода з верхнього резервуару тисне всією поверхнею на управляючі лопаті і спочатку прискорює, а потім підтримує частоту обертання турбіни. Проходячи по каналу між лопатями у формі сопел, вода на великій швидкості виходить із ротора та потрапляє до всмоктуючої труби.

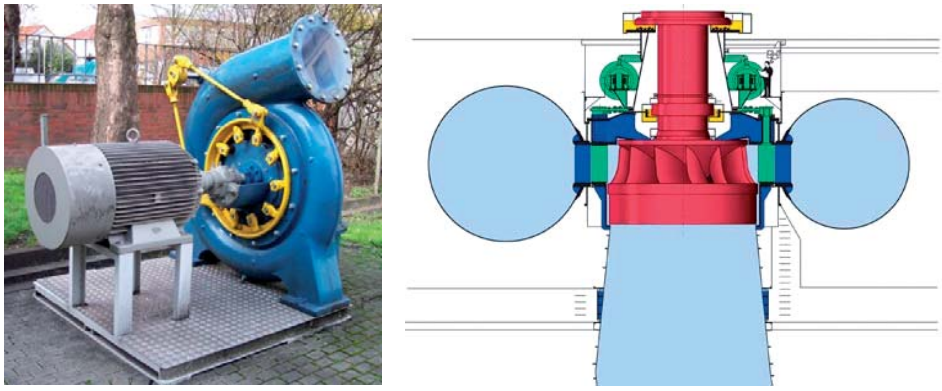


Рис. 4.13. Вигляд і розріз турбіни Френсіса [94]

Турбіна Френсіса є реактивною турбіною. Це означає, що вода під час проходження через цей пристрій розширюється. Потенціальна енергія води перетворюється на кінетичну енергію обертання ротора. Турбіна знаходиться між резервуаром води з вищим тиском (вищий рівень води) і резервуаром із меншим тиском (нижчий рівень води).

4.6.2. Конструкція турбін Каплана

Завдяки роторам із переставними лопатями, що застосовуються в турбінах Каплана, останніми оснащують майже всі нові електростанції з напорами від мінімального, до кількох десятків метрів (рис. 4.14). На великих електростанціях можливості використання турбін Каплана є ще ширшими. У порівнянні з турбінами Френсіса, вони мають наступні переваги: висока надійність роботи, навіть за значних коливань напору та пропускної здатності; велика обертова швидкість, що дозволяє застосовувати як одноступеневу передачу, так і безпо-



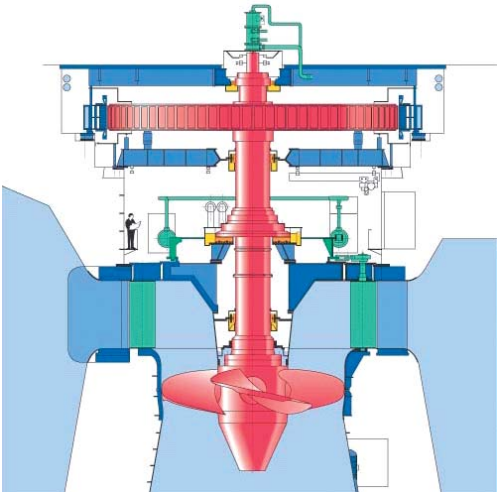


Рис. 4.14. Вигляд і розріз турбіни Каплана з синхронним електрогенератором [94]

середній привід генератора; більша пропускна здатність при такому ж діаметрі. Лише при напорах, вищих 8–10 м (для малих турбін), проявляється недолік у вигляді кавітаційної ерозії, що змушує використовувати більш дорогі конструкції, в яких турбіна, редуктор і генератор залишаються окремими конструктивними елементами.

Турбіна Каплана – це різновид пропелерної турбіни, тобто такої, лопаті якої мають форму, подібну до гребних гвинтів. Її відмінність полягає в можливості зміни нахилу лопатей під час роботи і в результаті – в регулюванні одержуваної потужності та значно вищому ККД. Кількість лопатей ротора – від 3 до 10. **Ця турбіна застосовується при напорах від 1,5 до 80 м – при більших напорах вона проявляє меншу стійкість до кавітації.** Максимальна потужність однієї турбіни становить до 130 МВт [94].

Турбіни Каплана можуть використовуватись замість турбін Френсіса при модернізації старих гідроелектростанцій. Оскільки вони вимагають довших всмоктувальних труб і більш глибокого їх розміщення, що важко вмістити в старій конструкції будівлі, можна застосовувати сифонну систему. Вона полягає в піднятті турбіни над дном резервуару так, щоб всмоктувальна труба розміщувалась під нею без порушення фундаменту будівлі. Щоб уникнути потрапляння повітря до високо розміщеної турбіни, необхідно повністю заповнити відсік водою. При цьому в верхній частині відсіку тоді утвориться вакуум. Це вимагає відповідної форми каналу, підведеного до резервуару, та підвищення міцності його покриття. Але в більшості випадків такі переробки все одно дешевші за перебудову фундаменту.

4.6.3. Конструкція турбін Пельтона

Турбіни Пельтона застосовуються на малих гідроелектростанціях, але набагато рідше, ніж інші турбіни (рис. 4.15).

Турбіна Пельтона є вдосконаленням "ківшового колеса", в якому лопаті встановлені під кутом 90° до потоку води.

Турбіни системи Пельтона застосовуються для напорів $H > 500$ м, у виняткових, конструктивно обґрунтованих випадках – замість турбін Френсіса, при H=100 м. За умов, коли при коефіцієнті швидкохідності 2–40 для турбін Френсіса необхідно використовувати дуже довгі вхідні канали, для зменшення втрат обґрунтованим є застосування турбін Пельтона.

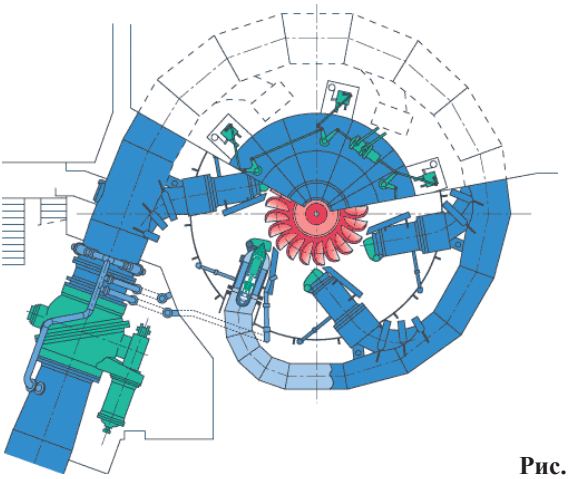


Рис. 4.15. Розріз турбіни Пельтона [94]

У турбіні Пельтона, для збільшення ефективності, замість простих лопатей застосовуються спеціально профільовані лопаті у формі двох з'єднаних чаш (дві півкулі), на яких потік води набагато м'якше змінює напрям. Існують турбіни Пельтона з горизонтальними та вертикальними валами. При горизонтальних валах застосовується максимум два сопла виходу (за більшої їх кількості через стримування потоку попереднім соплом потужність зменшується), а при вертикальних валах – до 6 сопел [94].

Малі електростанції з турбінами Пельтона зустрічаються в дуже гористих країнах при напорах понад 50 м. У Польщі подібні умови зустрічаються практично тільки на територіях заповідників, де вони могли б працювати для потреб туристичних об'єктів. Нині функціонують 2 такі станції.

4.6.4. Конструкція проточної гідротурбіни Осбергера [318]

Проточна турбіна – це радіальна, напірноструменева турбіна з горизонтальним валом та тангенціальною подачею води на лопатки робочого колеса під середнім напором (рис. 4.16–4.18). Вона відноситься до тихохідних турбін. На-

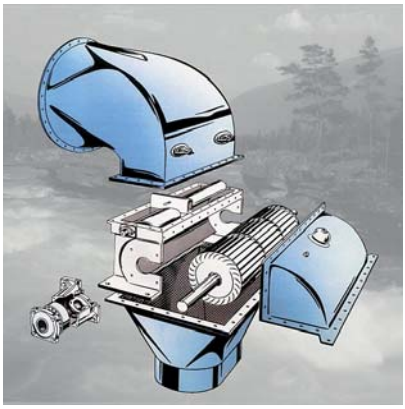


Рис. 4.16. Конструкція гідротурбіни Осбергера



Рис. 4.17. Машинний зал МГЕС з турбінами Осбергера



Рис. 4.18. Монтаж робочого колеса турбіни Осбергера

правляючі пристрої регулюють потік води таким чином, що вона поступає по вінцю лопатки у внутрішній простір робочого колеса, потім проходить по другому вінцю лопатки з внутрішнього простору колеса назовні, в простір корпусу турбіни. З корпусу турбіни вода витікає вільно або ж за допомогою всмоктуючої труби, у водобійний колодязь під турбіною.

Турбіна Осбергера має принцип роботи звичайної турбіни з можливістю самоочищення робочого колеса. Частинки сміття, що попадають між лопатями при вході води на робоче колесо, після половини обороту колеса витягуються відцентровою силою і протікаючою водою знову назовні з простору робочого колеса, а потім змиваються у водобійний колодязь.

Ефективним конструктивним рішенням для потоків, що мають значні перепади об'ємів, є робота двокамерної системи. Стандартний розподіл камер знаходиться в співвідношенні 1:2. При цьому вужча камера обробляє невелику, а ширша камера – середню витрати води. Завдяки такому проточні турбіни дуже ефективно (з ККД більше 80%) використовують енергію змінної річкової течії.

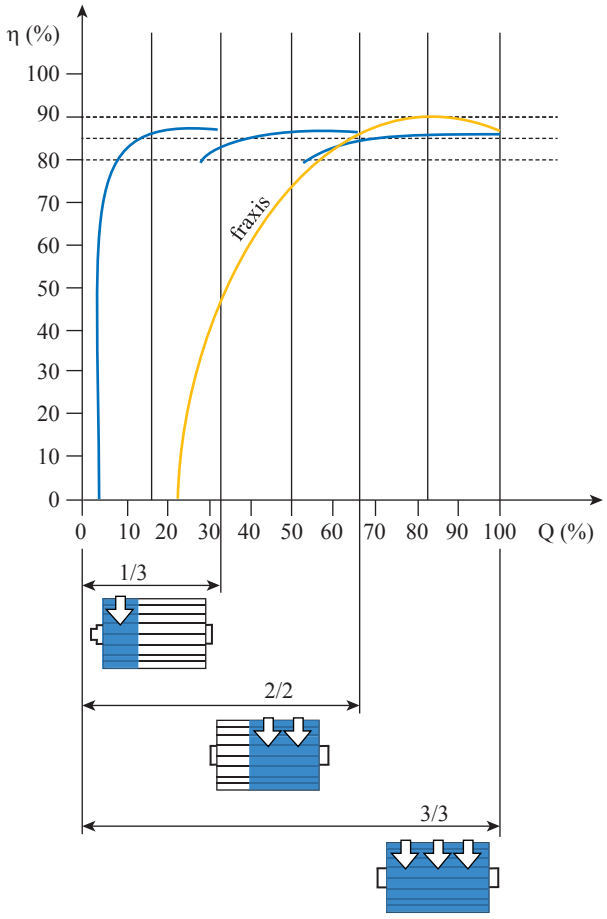


Рис. 4.19. Залежність ККД від потоку води. Порівняння двокамерної проточної МГЕС при регулюванні розділеним регулювальним клапаном в співвідношенні 1:2 з ККД турбіни Френсиса.
а – перша камера,
б – друга камера,
в – загальний ККД двокамерної проточної МГЕС,
с – турбіна Френсиса

Загальний ККД проточних турбін для невеликих перепадів рівнів води в усьому діапазоні витрати води досягає 84%. Для середніх і великих турбін для вищих перепадів досягається ККД 87%.

Річковий стік часто декілька місяців в році має дуже невелику витрату води. У ці місяці залежність ККД відповідної турбіни від напору суттєво впливає на можливість вироблення електроенергії. На рис. 4.19 показані переваги проточних турбін в режимі часткового навантаження. Турбіни з високим піковим ККД, але недостатнім ККД при низькій витраті води, мають значно нижчий загальний ККД при великих перепадах напору води.

Робочий діапазон турбіни

- Висота перепаду : $H = 3 \ldots 200$ м.
- Витрата води : $Q = 0{,}03 \ldots 13$ м³/с.
- Потужність: $N = 5 \ldots 3000$ кВт.

Конструкція направляючого апарату.

У розділеній проточній турбіні робоча вода спрямовується двома збалансованими силовими профільними регулюючими заслінками. Вони розділяють струмінь води, компенсують його і забезпечують безударну подачу води на робоче колесо незалежно від ширини камер. Обидві поворотні регулюючі заслінки точно встановлені в корпусі турбіни і при невеликих перепадах (тисках) можуть служити як пристрій закриття турбіни. Тому немає необхідності використовувати запорну арматуру між напірним трубопроводом і турбіною. Обидві регулюючі заслінки незалежно одна від одної оснащені подовженими плечима, до яких підключено автоматичне або ручне регулювання. Регулюючі заслінки встановлені в самостійних втулках і не вимагають проведення якого-небудь технічного обслуговування. Під'єднуванням противаги на кінцях плечей досягається здатність гравітаційного, аварійного закриття турбіни у разі її зупинки. Корпус турбіни масивний, стійкий до ударів і морозу, виготовляється з конструкційної сталі.

У проточних турбін такої конструкції відсутня кавітація, тобто відпадають необхідність розташування робочого колеса під рівнем нижньої води, і пов'язані з цим витрати на будівництво, і зникають експлуатаційні недоліки.

Це дозволяє використовувати генератори серійного виробництва.

4.6.5. Мікрогідроелектростанції з черв'ячною турбіною «Archimedesa»

Принцип дії черв'ячної турбіни "Archimedesa" відомий здавна і досить простий. Ця гідротурбіна розміщується в жолобі і використовує кінетичну енергію потоку води, який на нього подається.

Гідротурбіна під'єднується за допомогою редуктора з асинхронним генератором. Звичайний зубчастий редуктор і система регулювання забезпечує оптимальну продуктивність турбіни в діапазоні від 10% до 100% витрати води.

Потужність електростанцій цього типу від 1–500 кВт, при витратах води від 0,1–10 м^3/с, висоті перепаду від 1–8 м, похилу турбіни від 22–36°. Однією з головних переваг цієї турбіни є її екологічність. Завдяки таким конструктивним особливостям як великий діаметр ротора, малі оберти і гравітаційний принципу

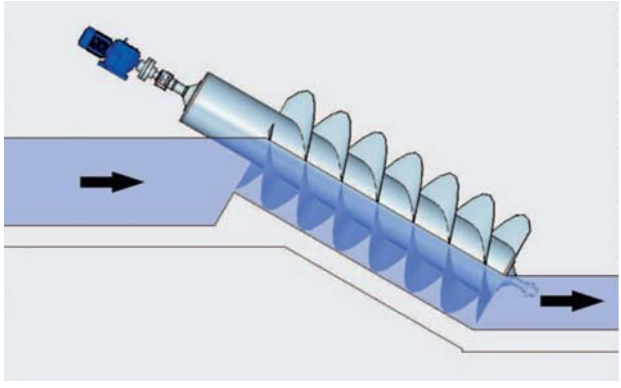


Рис. 4.20. Принцип дії черв'ячної турбіни [276]

дії вона не нищить рибу та інші організми, що живуть в ріці. Невелике гілля, листя та інше дрібне сміття не заважає роботі турбіни, що робить зайвими встановлення густих ґрат і систем очищення.

Переваги гідротурбін черв'ячного типу:

- менші капіталовкладення для реалізації проекту в порівнянні з традиційними гідротурбінами та низькі експлуатаційні витрати;
- можливий монтаж на малих спадах рік, дамбах та греблях, використання в очищувальних спорудах;
- надійність та великий строк експлуатації завдяки низькій оборотній швидкості турбіни та простоті конструкції. Турбіна стійка до кавітації;
- велика продуктивність у порівнянні з іншими видами гідротурбін, при частковому навантаженні. При витратах води у 20% від номінальних ефективність становить близько 74%);
- простота конструкції;
- легкість монтажу;
- зайві є густі грати і системи очищення ґрат;
- конструкція не загрожує пропливу риб уздовж бігу ріки.



Рис. 4.21. Вигляд черв'ячної електростанції в монтажному павільйоні. Потужність – 7,5 кВт, діаметр 1,6 м, довжина жолоба – 6,2 м, витрата води Q = 0,8 м^3/с [275]



Рис. 4.22. Турбіна черв'ячної електростанції [275]



Рис. 4.23. Монтаж турбіни [275]

Представлена на рисунку 4.24 діаграма дозволяє порівняти ефективність роботи черв'ячної гідротурбіни з турбіною Каплана і Френсиса. ККД турбіни Каплана практично не відрізняється від ККД турбіни «Archimedesa». Ефективність же турбіни Френсіса на при малих витратах води значно зменшується.

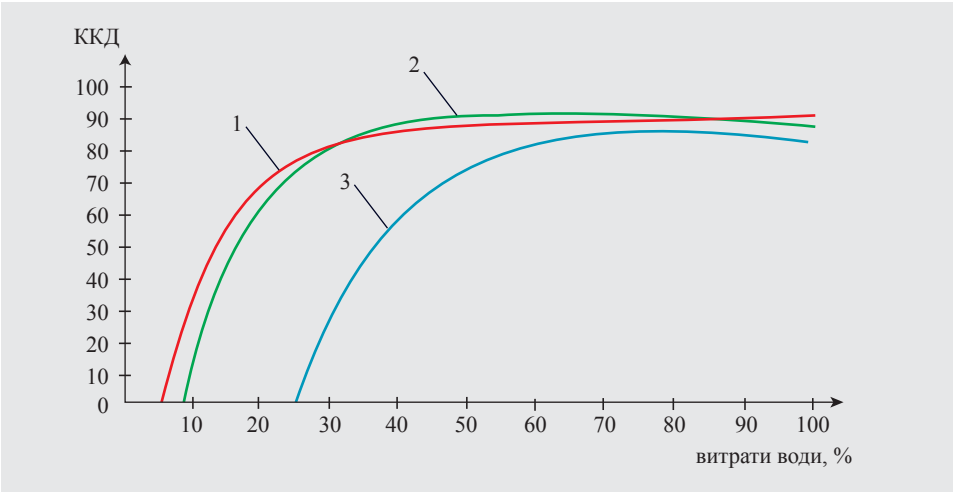


Рис. 4.24. Залежність ККД різних типів гідротурбін від кількості води, що подається на турбіну.
1. Черв'ячна «Archimedesa»; 2. Турбіна Каплана; 3. Турбіна Френсіса [276]

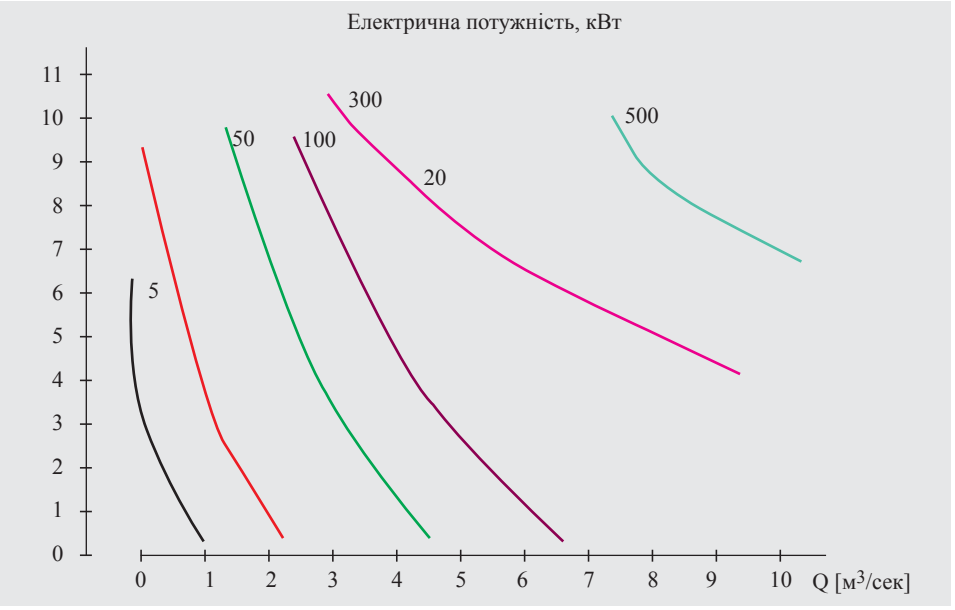
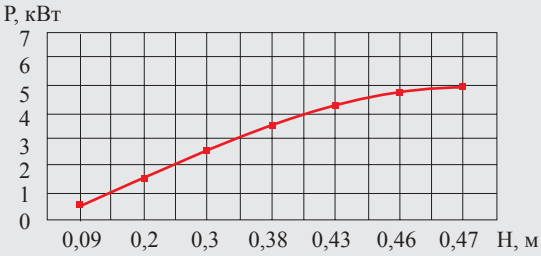


Рис. 4.25. Залежність потужності електростанції від висоти спаду і витрат води [275]

Рис. 4.26. Залежність потужності електростанції від висоти спаду води, що подається на турбіну [275]



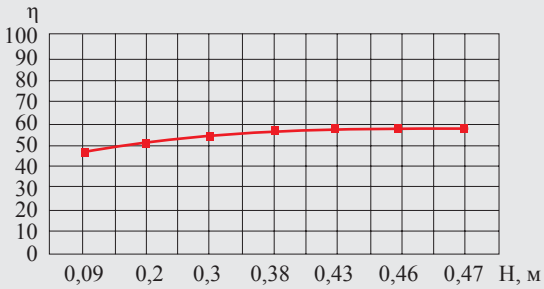


Рис. 4.27. Залежність ККД електростанції від висоти води [275]

Таблиця 4.5

Залежність ККД гідротурбін від подачі води [276]

Тип гідротурбіни	Кількість води поданої на турбіну у% від номінальної кількості									
	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Archimedesa	25	74	77	79	82	83	84	85	86	87
Турбіна Каплана	15	70	85	88	90	90	90	90	88	85
Турбіна Френсіса	–	–	15	58	72	78	82	82	82	80
Турбіна Пельтона	–	40	60	68	72	74	75	74	72	70

До складу обладнання турбіни входять:
- водяний черв'ячний ротор;
- сталевий жолоб;
- зубчастий редуктор;
- фрикційне гальмо;
- верхнє і нижнє русло, мастке постійним мастилом.

Таблиця 4.6

Технічні параметри черв'ячних мікроелектростанцій [276]

Діаметр турбіни D[мм]	Номінальна витрата води Q, літр/с		Максимальний спад H_{max}, м		Потужність при H = 1 м, P, кВт		Сила при H_{max}, P_{max}, кВт	
	22°	30°	22°	30°	22°	30°	22°	30°
720	130	105	4	5,5	1,0	0,8	4,1	4,5
880	225	180	4,3	5,8	1,8	1,4	7,5	8,1
1050	335	285	4,5	6	2,6	2,2	12	13
1280	550	425	4,9	6,5	4,3	3,3	21	22
1550	875	700	5,5	7	6,9	5,5	38	38
1650	1000	800	6	7,5	7,8	6,3	47	47
2000	1500	1250	6	7,5	11,8	9,8	71	74
2300	2000	1700	6	7,5	15,7	13,3	94	100
2800	3000	2500	6	7,5	21,0	17,5	126	131
3100	4000	3200	6	7,5	28,0	22,4	168	168
3400	5000	4000	6	7,5	35,0	28,0	210	210
3600	6000	4900	6	7,5	42,0	34,3	252	257
3900	7000	560	6	7,5	49,0	39,2	294	294

Таблиця 4.7

Технічні параметри гідроелектростанції [275]

Спад	2.45 м
Електрична потужність асинхронного електрогенератора	4,19 кВт
Номінальні оберти електрогенератора	1000 об./хв.
Напруга	400 В
Частота	50 Гц
Ступінь захисту	IP 55
Загальна вага (ротора і жолоба)	3800 кг
Витрати води через черв'ячну турбіну	0 … 0,30 м^3/с
Діаметр турбіни	1100 мм
Довжина	6,75 м
Нахил	22°
Номінальні оберти турбіни	47 об./хв.

Незначний вплив на навколишнє середовище під час монтажу і експлуатації такої МГЕС може полегшити проходження дозвільних процедур на будівництво електростанції, але з огляду на її малу потужність можуть виникнути проблеми при оформленні дозволів на включення її до загальної електромережі. Отже найчастіше МікроГЕС використовується на відокремлену електромережу.



Рис. 4.28. Фотографія черв'ячної гідроелектростанції під час роботи [275]

4.7. Будова гідроелектростанцій

4.7.1. Гідротехнічні споруди, елементи гідроелектростанцій, механічні пристрої

Капіталовкладення у гідроелектричні об'єкти, метою яких є використання природних запасів, реалізуються, як правило, у межах багатоцільових програм об'єктів водного господарства, тобто це проекти управління як водними, так і енергетичними ресурсами. Ці проекти, крім енергетичних, мають й інші завдання, наприклад: контроль паводкових коливань, накопичення запасів води для промисловості, міст, створення умов для судноплавства. Такі завдання є суперечливими, оскільки штучні течії та дамби ускладнюють переміщення риби вгору за течією. Створення навігаційних каналів з незначним рівнем води є дешевшим для судноплавства, але обмежує можливість використання річки для електро-енергетичних цілей.

Гідротехнічні споруди, залежно від призначення, можна поділити на:

- накопичувальні споруди, до яких відносять греблі та дамби;
- водозабори;
- споруди, що підводять і відводять воду, – канали, трубопроводи та тунелі разом із супроводжуючими спорудами;
- інші споруди, такі як судноплавні шлюзи, переправи для риб, спуски для плотів.

У гідротехнічному будівництві розрізняють бетонні, земляні греблі та канали. У Польщі найбільш поширені бетонні греблі важкого типу. Земляні греблі будують на низинних територіях. Для забору води, що фільтрується через греблю, застосовуються дренажні системи. Греблі настільки ж поширені, як і дороги для громадського транспорту. Енергетичні канали, що з'єднують водоймище з електростанцією, розміщуються у траншеї. Зміцнення каналів здійснюється бетонними, залізобетонними або асфальтобетонними плитами.

Гідроелектростанція складається з таких основних елементів: корпус електростанції (підводна частина), машинна зала, монтажний павільйон, допоміжні приміщення та комунікаційні з'єднання. На низьконапірній електростанції більша частина корпуса знаходиться під водою й являє собою споруду, що нагромаджує воду. Розміри корпуса залежать від способу підведення води, а також від виду та величини турбіни.

Гідроелектростанція складається з багатьох взаємодіючих пристроїв, від якості яких залежить надійність і ефективність її роботи.

Механічне обладнання гідроелектростанції включає:

1) засуви та закриття, призначені для швидкого (2–3 хв.) перекриття притоку води під час аварії турбіни; це можуть бути плоскі сегментні засуви, що управляються гідравлічними лебідками, а також дросельні клапани та шарові крани, керовані гідравлічними приводами; на період ремонту використовують також ремонтні засуви;
2) впускна решітка в пристрої механічної очистки, призначена для захисту турбіни від деревини, льоду, водоростей та інших великих об'єктів, що може принести течія до МГЕС;
3) підйомно-транспортні пристрої (крани, в т.ч. козлові), необхідні під час монтажу та ремонту основного обладнання МГЕС та її допоміжних пристроїв, для підіймання ремонтних засувів, ґрат і т.п.;
4) компресори;
5) масляні вимикачі;
6) система охолодження підшипників, генераторів, трансформаторів тощо.

Машинні зали можна поділити на три види:

– класична зала, обладнана краном, призначеним для монтажу та ремонту турбін;
– зала спрощеного будівництва, в якій встановлюється козловий кран;
– без окремої зали, коли кран рухається через весь корпус МГЕС, генератори захищені легким корпусом.

4.8. Обладнання МГЕС

4.8.1. Електрогенератори

На малих гідроелектростанціях застосовують два типи електрогенераторів:

– асинхронні трифазні електрогенератори змінного струму;
– синхронні трифазні електрогенератори змінного струму.

Залежно від складу турбінного агрегату, виду та типу турбіни, електрогенератори можуть мати повздовжній, поперечний або косий привід валу. Вал електрогенератора може бути з'єднаний безпосередньо з валом турбіни при використанні постійного зчеплення, або через зубчастий чи пасовий редуктор. Спосіб з'єднання залежить від виду турбіни та генератора, їх частоти обертання і потужності та виду підшипників.

Трифазні електрогенератори, встановлені в МГЕС, дають можливість стабільної роботи електростанції у відокремленій мережі. У разі відключення цієї мережі від інших джерел, МГЕС може виконувати функції резервного джерела живлення для окремої групи споживачів.

На МГЕС у більшості випадків встановлюються асинхронні електрогенератори трифазного змінного струму. Енергія, вироблена асинхронним генератором, передається до місцевої електроенергетичної мережі паралельно з іншими джерелами або використовується як основне джерело живлення у відокремленій мережі.

Синхронні електрогенератори знайшли застосування на великих гідроелектростанціях.

Будова і принцип дії асинхронних (індуктивних) генераторів

Генератор складається з нерухомого статора та рухомого ротора. Корпус статора виготовляється зі сталевого сплаву. До нього прикріплений шар електротехнічної сталі, де розташовується трьохфазна обмотка. Початки та кінці цієї обмотки виводяться на клемну колодку, прикріплену на зовнішній стороні корпуса двигуна.

На осі ротора закріплено сталевий корпус, в пазах якого розміщена алюмінієва обмотка, з'єднана між собою. Виконаний таким чином ротор називається короткозамкненим.

Індуктивна машина працює як асинхронний електрогенератор за таких умов:

- ротор приводиться в обертання, наприклад, водяною турбіною;
- машина повинна бути приєднана до електромережі або батареї конденсаторів.

В обмотці статора, живлення якого відбувається струмом із мережі (при роботі машини у загальній мережі) або від батареї конденсаторів (при роботі на відокремлену мережу), проходить трьохфазний змінний струм, утворюючи змінне кругове обертове магнітне поле. Швидкість обертання магнітного поля називається швидкістю синхронізації (n_s) Обертове магнітне поле статора через рівномірний повітряний зазор перетинає замкнуту обмотку ротора. Внаслідок змін магнітних потоків в обмотках ротора створюються електромагнітні сили. Під впливом електромагнітної сили, що виникла від ефекту електромагнітної індукції, в обмотці виникає струм ротора. Звідси і назва – індуктивна машина. Отже, індуктивний пристрій діє за принципом електромагнітної індукції, згідно з яким в обмотках ротора створюється електрорушійні сили внаслідок змін магнітних потоків у часі. Струм ротора зумовлює виникнення електродинамічної сили, яка утворює електромагнітний момент. Згідно з правилом лівої руки, електродинамічна сила викликає обертальний рух ротора у напрямку обертання магнітного поля.

$$F = B \cdot I \cdot l \tag{4.8}$$

де: F – сила, Н; B – магнітна індукція, Тл; l – довжина провідника, м; I – струм якоря, А.

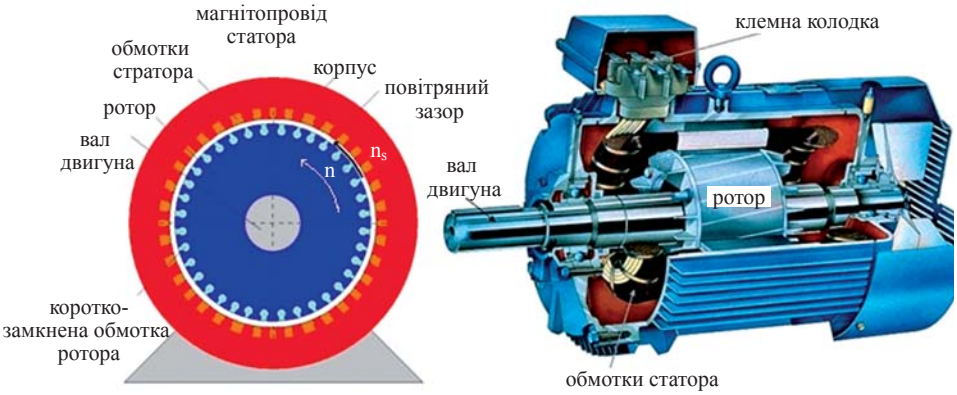


Рис. 4.29. Зображення та розріз індуктивної машини

Якщо частота обертання n перевищить частоту обертання магнітного поля, то в машині виникає електромагнітний момент і вона переходить із режиму роботи двигуна на генераторний режим роботи.

Від'ємний момент роботи означає, що машина перетворює механічну енергію, що надходить від турбіни, в електроенергію. Тим самим, відбувається гальмування турбіни. При виробництві електроенергії в асинхронних електрогенераторах турбіна повинна забезпечити ротору електрогенератора тим більшу частоту обертання, чим більшу електричну потужність виробляє генератор. Цей стан роботи показує характеристика моменту M у функції ковзання s, що представлено на рис. 4.29.

З'єднуючи відповідно початки та кінці обмотки, отримують різну кількість пар полюсів. Від цього залежить зміна швидкості синхронізації агрегату. Електрогенератор може віддавати струм до мережі при різних частотах обертання ротора. Процес зміни з'єднань обмотки може відбуватися також під час роботи машини.

Асинхронні електрогенератори мають номінальну частоту обертання n, вищу за швидкість обертового поля статора n_s.

$$n > n_s \tag{4.9}$$

Синхронна частота обертання n_s залежить від частоти мережі f_1 та кількості пар полюсів p обмотки статора:

$$n_s = \frac{60 \cdot f_1}{p} \tag{4.10}$$

Ковзання s є відношення різниці синхронної частоти обертання та частоти обертання ротора до синхронної частоти обертання:

$$s = \frac{n_s - n}{n_s} \tag{4.11}$$

В асинхронному електрогенераторі ковзання менше нуля: $s < 0$.

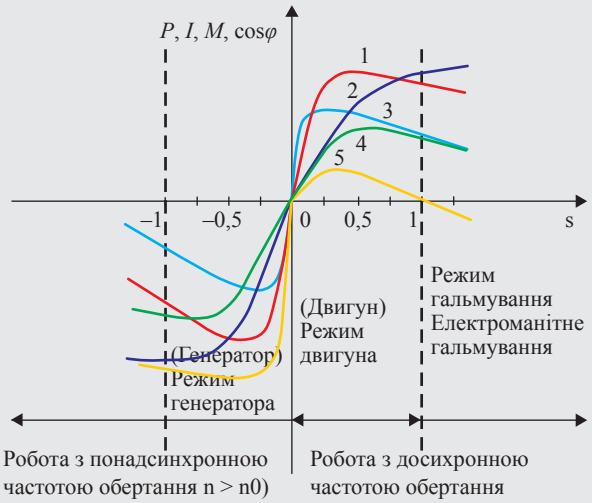


Рис. 4.30. Динамічні характеристики асинхронної машини [90]

1 – електрична потужність,
2 – струм,
3 – момент,
4 – cosφ,
5 – механічна потужність,
s – ковзання

У типових електрогенераторах при номінальному навантаженні ротор обертається приблизно на 3% швидше за частоту обертання магнітного поля. Наприклад, n = 1540 об./хв., n_s = 1500 об./хв.

Трьохфазна асинхронна машина, що обертається з понадсинхронною частотою, переводить індукційну машину в режим роботи генератора та віддає активну потужність. Для утворення магнітного потоку в трифазному асинхронному електрогенераторі необхідний струм намагнічування. Цей струм необхідно отримувати з зовнішнього джерела, яким найчастіше є загальна або локальна електроенергетична мережа, до якої під'єднано електрогенератор. У локальних мережах із батареєю конденсаторів необхідно задіяти швидкодіючу систему аварійного вимикання батареї для уникнення небезпечних перенапруг та уражень. На рис. 4.30 представлено характеристики потужності P, струму I, що передається до мережі через індуктивний електрогенератор.



Рис. 4.31. Вигляд асинхронного генератора 150 кВт – станція очищення стічних вод, Дрезден [91]

Асинхронний електрогенератор характеризується виключно високою надійністю (рис. 4.31). Єдиними елементами цієї системи, що з часом виходять із ладу по причині зносу, є підшипники.

Частота обертання генератора за безпосереднього з'єднання з турбіною добирається залежно від частоти обертання турбіни. Це досягається зміною з'єднань обмотки статора. Зміна кількості пар полюсів при частоті

мережі f_1 = 50 Гц викликає зміну ковзання s. Малі асинхронні електрогенератори мають наступні номінальні значення частоти обертання: 500, 600, 750, 1000 і 1500. Залежно від типів і пропускної здатності турбін, величини напору та частоти обертання, дозволяють безпосереднє з'єднання турбіни з електрогенератором.

З огляду на спрощення конструкції, це є оптимальним рішенням. Електрогенератори виробляють активну потужність від кількох десятків до кількох сотень кВт. Електрогенератори меншої потужності для МГЕС розраховані на номінальну напругу 3х400 В, більшої потужності – на напругу 3,15 кВ і 6,3 кВ.

Якщо номінальна частота обертання турбіни менша за номінальну частоту обертання електрогенератора, застосовують редуктор. Для зниження частоти редуктори не застосовуються. Застосування редуктора зменшує ККД турбіни, збільшує її вартість і рівень шуму. Крім того, редуктор – це додатковий елемент системи, що знижує надійність її роботи. Для зменшення потужності, зазвичай, використовують пасові передачі, з огляду на їх простоту. Пасові передачі виконуються з багатошарових плоских ременів і дають можливість зменшити частоту обертання до 6 разів. Ротор і підшипники електрогенератора, що розганяється гідротурбіною, повинні витримувати підвищену частоту обертання турбіни принаймні впродовж 2 хвилин.

На загальнодержавному рівні застосування асинхронних електрогенераторів обмежується їх використанням на об'єктах із малою потужністю.

В якості асинхронних електрогенераторів можуть використовуватись короткозамкнені трьохфазні асинхронні двигуни. Тоді номінальна потужність при роботі індуктивної машини в режимі генератора є більшою від номінальної потужності при роботі двигуна на значення втрат у системі роботи двигуна.

Оскільки конструкції типових асинхронних двигунів гарантують механічну міцність роторів при перевищенні частоти обертання лише в 1,2 рази від номінальної, то перед встановленням типового двигуна, працюючого як асинхронний електрогенератор, необхідно отримати від виробника гарантію на стійкість двигуна при підвищенні частоти обертання (розгоні) упродовж мінімум 2 хв.

Синхронні електрогенератори (гідрогенератори)

Електрогенератор складається з нерухомого статора та рухомого ротора. Корпус статора виготовляється зі сталевого сплаву. До нього прикріплений хомут з електротехнічної сталі, на якому розташована трьохфазна обмотка (рис. 4.32–4.33). Початки та кінці цієї обмотки виводяться на клемну колодку. На осі ротора закріплено сердечник зі штампованих сталевих листів, у пазах якого розташовані обмотки, з'єднані з комутатором.

Синхронний електрогенератор – це пристрій змінного струму, ротор якого в номінальному режимі роботи обертається з такою самою частотою, що й магнітне поле ($n = n_s$).

При збудженні, що відбувається при живленні обмотки полюсів ротора постійним струмом, виробляється постійне магнітне поле. Після надання ротору обертової швидкості за допомогою гідро- або вітрової турбіни, магнітне поле

ротора стає полем, що обертається відносно трьохфазної обмотки статора. В обмотці статора індукується електрорушійна сила e:

$$e = -\frac{d\Phi}{dt} \text{ [В]} \tag{4.12}$$

з частотою, прямо пропорційною кутовій швидкості ротора, та обернено пропорційною кількості пар полюсів:

$$n_s = \frac{60 \cdot f_1}{p} \text{ [об./хв.]} \tag{4.13}$$

З огляду на необхідність підтримання постійної частоти (f_1 = 50 Гц) вихідної напруги, електрогенератори, що обертаються гідротурбіною, працюють при сталій швидкості обертання. У разі розгону електрогенератора, одночасно турбіною змінюється величина напруги та частоти у функції часу.

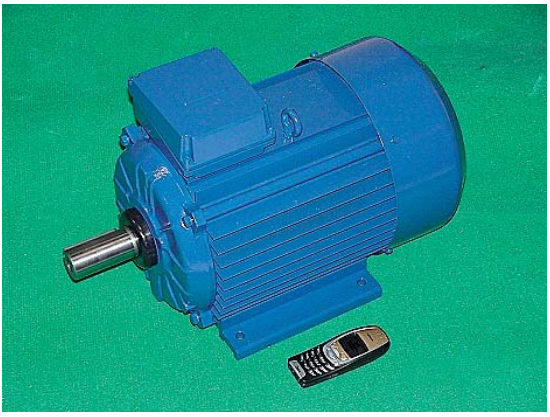


Рис. 4.32. Вигляд явнополюсного синхронного генератора [237]

Якір статора має трьохфазну обмотку, електроенергія з якої надходить до мережі. Обмотка збудження ротора живиться струмом із постійною напругою до 230 В.

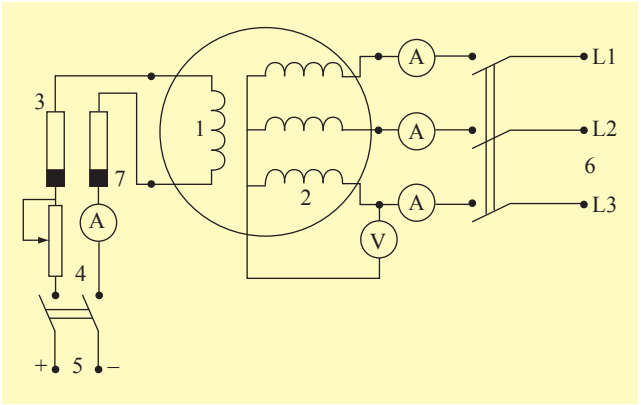
Трьохфазні синхронні електрогенератори, що застосовуються в МГЕС, більш складні за будовою, ніж асинхронні електрогенератори. Низькообертові синхронні електрогенератори, що обертаються водними турбінами, мають ротори з виступаючими полюсами. При частотах обертання електрогенератора порядку кількох десятків обертів на хвилину, кількість пар полюсів сягає кількох десятків. Діаметри електрогенераторів доходять до декількох метрів, ротори мають окружність близько 1 м. Такі машини найчастіше працюють із вертикальним валом. Номінальна потужність турбогенераторів доходить до кількасот МВт.

До найпоширеніших систем збудження в гідроелектростанціях належать:

- система збудження з генератором постійного струму, розміщеним на валу електрогенератора (застосовувалась на старих електростанціях);
- статична тиристорна система збудження;
- безщіткова система збудження з обертовими діодами, розташованими на валу електрогенератора.

Рис. 4.33. Схема з'єднань синхронного електрогенератора, приєднаного до трифазної мережі [90]

1 – контактні кільця,
2 – щітки,
3 – обмотка збудження,
4 – обмотка статора



Можливі наступні способи пуску синхронного двигуна: асинхронний пуск на повну напругу мережі та пуск на понижену напругу через автотрансформатор.

4.8.2. Регулятори гідротурбін

Основною функцією регулятора гідротурбіни є підтримання постійної частоти обертання або управління положенням засувки, залежно від притоку води.

Система управління турбіною має наступні пристрої:
- цифровий електронний регулятор;
- масляну систему з накопичувачем і маслопроводами;
- електрогідравлічний агрегат;
- сервопривід;
- датчики: відкриття засувки, відкриття ротора, частоти обертання;
- датчик рівня води у верхньому резервуарі.

Регулятори можна поділити на дві групи:
- до першої відносяться регулятори швидкості обертання, що застосовуються при роботі турбокомплексу на загальну електромережу;
- до другої групи відносяться регулятори потужності, що працюють із локальною електромережею. У цьому випадку не відбувається регулювання швидкості обертання, а задачею управління відкриттям засувки турбіни є підтримання незмінного рівня води у верхньому резервуарі. З огляду на значну силу, що необхідно прикласти для зміни положення засувки, у системі приводу використовуються, зазвичай, гідроприводи, або ж, рідше, – електродвигуни. При застосуванні гідропідсилювачів електростанція оснащується масляною гідросистемою. При застосуванні електродвигуна використовуються батареї акумуляторів, разом із системою їх зарядки.

Електрогідравлічний регулятор обертової швидкості турбіни або її потужності

Найбільш універсальними регуляторами турбокомплексів гідроелектростанцій є електрогідравлічні регулятори, представлені на рис. 4.34.

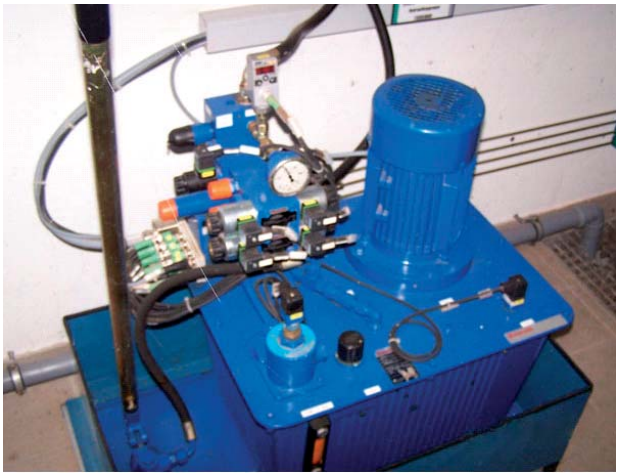


Рис. 4.34. Електрогідравлічний регулятор турбіни Каплана 150 кВт – станція з очищення стічних вод, Дрезден [91]

Режими роботи та функції регуляторів:

- режим регулювання швидкості обертання та підтримки заданої швидкості обертання турбіни, а, відтак, і частоти струму, що виробляється, за умов змінного навантаження виділеної мережі, на яку працює турбокомплекс;
- режим підтримки постійного рівня води у верхньому резервуарі: регулювання потужності турбін, що входять до електроенергетичної мережі, відповідно до течії річки;
- регулювання вихідної потужності турбін у залежності від потреб електромережі;
- режим роботи з заданою пропускною здатністю (підтримка рівня води в річці нижче електростанції, з біологічних міркувань) при змінному напорі.

Електрогідравлічні регулятори дають можливість:

- одноімпульсного, програмного запуску турбін (автоматичного);
- багатоімпульсного запуску (ручного);
- аварійного (ручного) запуску у випадку нестачі електроживлення;
- одноімпульсної, програмної зупинки турбін (автоматичного);
- багатоімпульсної зупинки (ручної);
- аварійної зупинки (ручної);
- обмеження максимального відкриття керівного агрегату турбіни.

Ручний запуск і зупинка може здійснюватись як безпосередньо зі стінки управління установкою, так і дистанційно.

Ступінь автоматизації кожної МГЕС визначається технічною необхідністю, але виходячи з міркувань безпеки роботи й умов експлуатації електростанцій – у межах мінімально допустимого ступеню автоматизації. МГЕС, що не обслуговуються, з періодичним сервісом, повинні бути повністю автоматизовані. Натомість, для МГЕС із постійним обслуговуванням, або з довільним чергуванням, що працюють на локальну електромережу, ступінь автоматизації визначається індивідуально і може бути мінімально необхідним із технічних міркувань. Автоматизуються лише процеси повної чи часткової аварійної зупинки турбін. Рішен-

ня про ступінь автоматизації на МГЕС, що обслуговуються, приймає виключно її власник. При цьому він може користуватися різними критеріями, такими як, наприклад, критерій якості управління чи критерій економічної окупності.

В останньому випадку збільшення ступеню автоматизації понад мінімальний рівень визначається підвищенням прибутку від МГЕС. Потрібно звернути увагу на той факт, що вибір автоматично встановленого ступеня автоматизації МГЕС тісно пов'язаний із вибором її основних пристроїв (турбіни, електрогенератора), що особливо важливо для нових МГЕС. Поряд із проблемою вибору ступеня автоматизації постає проблема вибору технічного рішення систем автоматики.

Для автоматизації МГЕС застосовують три види технічних засобів:
- релейні системи;
- безконтактні системи;
- мікропроцесорні системи.

Найпростішими та найдешевшими є релейні системи. Недоліком цих систем є їх ненадійність, за рахунок окислення, корозії та деформації контактів.

Релейні схеми вже давно й успішно витісняються тиристорними. Це безконтактні комутуючі пристрої, керовані мікропроцесорними схемами.

4.8.3. Редуктори

Для ефективної роботи МГЕС необхідно забезпечити надійну, стабільну та керовану передачу механічної енергії від турбіни до електрогенератора. Існують різні способи передачі обертального моменту з турбіни до генератора.

Пряме з'єднання валу турбіни з генератором

Широковживаним способом передачі приводу з гідротурбін на генератори є пряме з'єднання валу турбіни з валом електрогенератора. Найчастіше кінці валів турбіни й електрогенератора мають ковані чи зварні фланці з центруючими кріпленнями, що кріпляться одне до одного болтовими з'єднаннями. У турбінах малої потужності може застосовуватись типова жорстка муфта.

Передача обертального моменту редуктором

Передача обертального моменту з низькошвидкісної турбіни на електрогенератор безпосереднім з'єднанням валів може бути технічно неможливою або економічно невигідною, з точки зору габаритів, маси та вартості низькошвидкісного електрогенератора.

Для отримання можливості застосування електрогенератора з більш високою швидкістю обертання, вали турбіни й електрогенератора з'єднуються через підвищуючий редуктор. Тоді можна застосовувати електрогенератори з швидкістю 500, 600 і 750 об./хв.

У гідротурбінах застосовуються такі види редукторів:
- зубчастий редуктор використовується у всьому діапазоні потужності турбокомплексів малих електростанцій (до 5 МВт);

– пасова передача з плоскими ременями використовується на турбінах потужністю до 1,5 МВт. Сучасні паси мають дуже високу міцність;
– клинопасова передача використовується на агрегатах потужністю до 0,5 МВт.

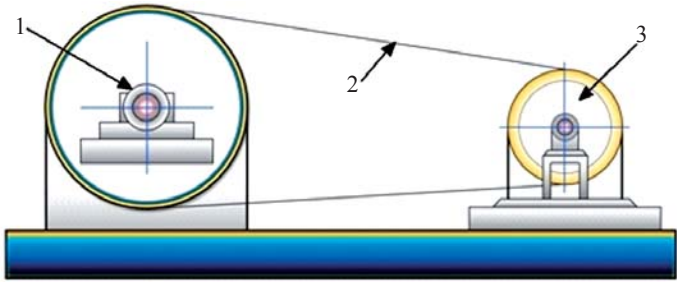
Пасові передачі

Пасові передачі передають оберти завдяки силі тертя між ободами коліс і натягнутими на них пасами. Паси можуть бути закріплені безпосередньо на валах двигуна чи гідротурбіни, або ж на спеціальних пасових ободах. Тоді вали коліс з'єднуються з валами турбіни й електрогенератора за допомогою жорстких муфт.

Паси можуть бути плоскі або клинові. Колеса для плоских поясів – овальні або трохи опуклі, а для клинових – пасові.

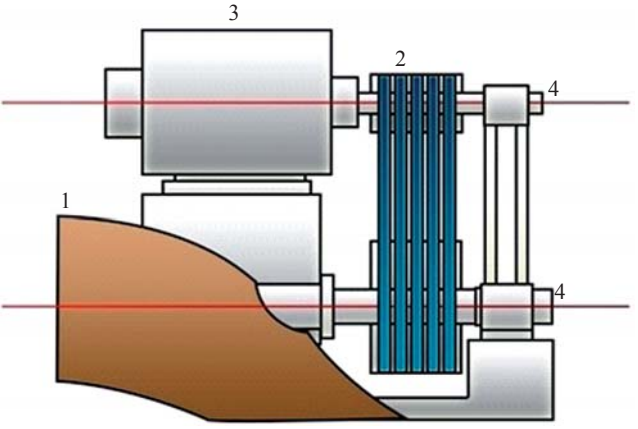
Переваги пасових передач: низький рівень шуму та високий ККД. У плоских – близько 99%, у клинових – близько 98%.

Недоліки: необхідна наявність великого простору в машинному залі – більшого, ніж для зубчастої передачі. Приклади конструкцій пасових передач показано на рис. 4.35, 4.36.



1 – вал турбіни,
2 – пас,
3 – електрогенератор

Рис. 4.35. Передача приводу з турбіни на електрогенератор за допомогою передачі з клиноподібними ременями в горизонтальній системі валів турбіни й електрогенератора [61]



1 – вал турбіни,
2 – клинопасова передача,
3 – електрогенератор,
4 – підшипники

Рис. 4.36. Обертання електрогенератора за допомогою клинопасової передачі у вертикальній системі валів турбіни й електрогенератора [61]

Зубчасті передачі

Зубчастий редуктор – найменший по габаритним розмірам редуктор, що дозволяє передавати оберти з турбіни до генератора. Він зображений на рис. 4.37. Конструкційно, зубчасті редуктори можуть бути як у складі гідротурбіни, так і окремим модулем, зв'язуючи турбіну й електрогенератор за допомогою зчеплень. Принаймні одне з них має бути шарнірним. Перша конструкція відрізняється невеликими габаритними розмірами обладнання, друга ж – робить можливим застосування типових передач.

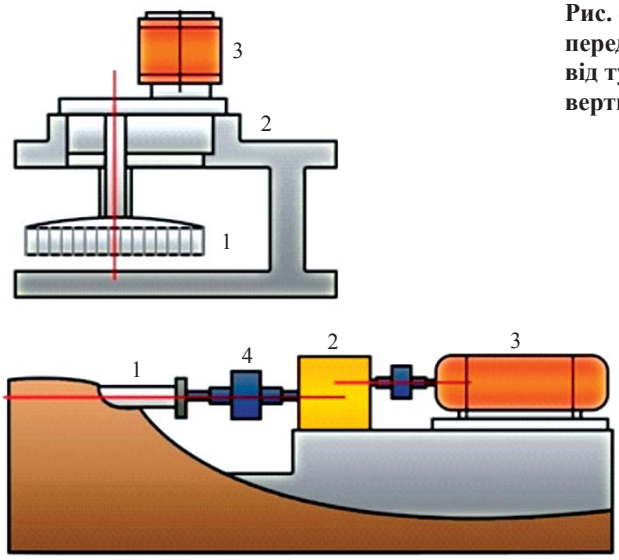


Рис. 4.37. Зубчасті редуктори для передачі обертального моменту від турбіни до електрогенератора: вертикальна, горизонтальна

1. турбіна
2. редуктор
3. генератор
4. з'єднувальна муфта

При доборі редуктора для гідротурбіни потрібно врахувати такі чинники, що впливають на надійність її роботи:

- міцність зубців до передавального моменту;
- стирання зубців через міжзубний тиск і частоту обертання;
- нагрівання передачі в результаті тертя між зубцями та в підшипниках.

Типові передачі підбираються згідно з рекомендаціями виробника. Істотне значення для надійності зубчастої передачі та рівня шуму має якість її виконання.

4.8.4. Допоміжне механічне обладнання

Ґрати на водозаборах та їх очистка

Вхід до камер гідротурбін водосховищ або деріваційних споруд перекривається ґратами, головним завданням яких є захист гідротурбіни від плаваючих на поверхні колод, пливунів, льодових мас і т. ін., що могли б пошкодити обладнання МГЕС. Ґрати виробляються зі сталевих пластин, з'єднаних в окремі модулі за допомогою болтів або зварних з'єднань. Розташовуються ґрати таким чином,

щоб верхній рівень води коливався між нижнім та верхнім закінченням ґрат. Довгі ґрати, відповідно до навантаження, додатково кріплять горизонтальними балками, розміщеними між верхнім і нижнім порогом.

Із метою збільшення поверхні течії, ґрати в МГЕС в їх розрізі розміщуються під кутом 5–20º до вертикалі. Для зменшення втрат напору, швидкість течії води на ґратах не повинна перевищувати 1 м/с. Громіздке сміття, що залишається на ґратах, необхідно час від часу видаляти механічно або вручну.

Для механічного видалення громіздкого сміття застосовують стаціонарні та пересувні очищаючі агрегати. Перші застосовують на 1-2 камерних МГЕС, інші – при більшій їх кількості.

Затвори для регулювання потоку води, що надходить на турбіну

З метою регулювання потоку, безпеки та ремонту, на вході до водних камер гідротурбін установлюються затвори або засувки. Для регулювання потоку води на вході до турбін, турбінам із нерегулюємими лопатями потрібне перекриття спрощеної конструкції, з регулюванням течії води. Ці засувки повинні відкриватися та закриватися при запуску чи зупинці турбіни.

Для аварійного захисту слід передбачити принаймні два незалежних способи перекривання притоку води до турбін: для випадків, коли частота обертів досягає значень, вдвічі вищих від номінальних, та у разі аварійного відключення електрогенератора.

Для проведення ремонтних робіт необхідно перекривати приток води до турбін, як на вході, так і на виході з гідротурбін. Для цього використовують секторні, сегментні, вальцеві затвори.

– щитові затвори, підвішені за допомогою тросів над прямокутними чи спіральними камерами гідротурбін або деріваційних споруд. Перекриття відбувається за рахунок власної ваги, а відкриття – за допомогою лебідок і тросів;
– механічні затвори, що відкриваються під дією напору води, а закриваються гідроприводом. Установлюються на деріваційних трубопроводах перед входами до спіралей турбін.

У більшості МГЕС механічні затвори використовуються в якості ремонтного перекриття. При великих щитових засувах, коли глибина забору висока, їх щільність може бути недостатньою. Перед такими перекриттями, а також на вході до резервуарів гідротурбін, що не потребують перекриттів руху, та аварійних систем, а також на виході з всмоктуючих труб застосовуються перекриття у формі клапанів.

Засуви та клапани найчастіше виготовлені зі сталі з гумовими ущільненнями. Для точного опускання засуви обладнані колесами та рухаються в сталевих пазах, направляючих по шинах, у той час як клапани – по направляючих пазах.

Для підіймання засувів і відкриття заслінок найчастіше застосовуються гідравлічні приводи з огляду на їх функціональність, просту та компактну конструкцію.

Інші приводи, наприклад канатні установки чи гвинтові механізми з електричними приводами, є більш складними та менш надійними.

Для ремонтного перекриття найменших входів і виходів без механізованих засобів (вручну) можуть застосовуватись шандорні дерев'яні перекриття.

4.8.5. Ремонтне обладнання

На гідроелектростанціях для монтажу та демонтажу різних пристроїв, для їх експлуатаційного обслуговування застосовуються мостові чи підвісні крани та лебідки з електричними або ручними приводами.

Крани використовуються в турбінних залах. Крани підбираються згідно вантажопідйомності, висоти підіймання та положення гака, відповідно до габаритів максимального монтажного елементу та розміщення пристроїв у будівлі.

Лебідка найчастіше застосовується для заміни ремонтних клапанів на вході та виході з камер гідротурбін. Вантажопідйомність такого підйомника підбирається відповідно до максимальної ваги клапана.

4.8.6. Електрообладнання МГЕС

Склад електрообладнання МГЕС залежить від багатьох факторів:
- режиму роботи електростанції;
- потужності всієї електростанції й окремих електрогенераторів;
- типу електрогенераторів;
- апаратури та пристроїв;
- виду турбін;
- наявних інвестиційних можливостей.

Під поняттям режими роботи електростанції розуміють:
1) роботу виключно з виділеною мережею, тобто самостійну роботу електростанції на певні зовнішні та власні потреби електростанції;
2) роботу виключно з загальною електромережею;
3) можливість змішаної роботи.

Вихідна потужність електрогенераторів обмежується, у першу чергу, розподільчими, контактними пристроями та лініями передач по 0,4 кВ (з огляду на допустимі падіння напруги). На електростанціях, зважаючи на допустимі умови надійності від короткого замикання типових розподільних пристроїв низької напруги (1280 кВт, 1600 кВА), встановлюються електрогенератори напругою 0,4 кВ, потужністю до 800 кВт (близько 1000 кВА). Якщо електрогенератор працюватиме напряму з трансформатором без застосування розподільника напруги, то потужність визначатиметься максимальною потужністю типового трансформатора з напругою 0,4 кВ – тобто 1600 кВА. З огляду на широкий діапазон потужності МГЕС від 5 кВт до 5 МВт існує багато структурних схем електростанції (напр. рис. 4.38).

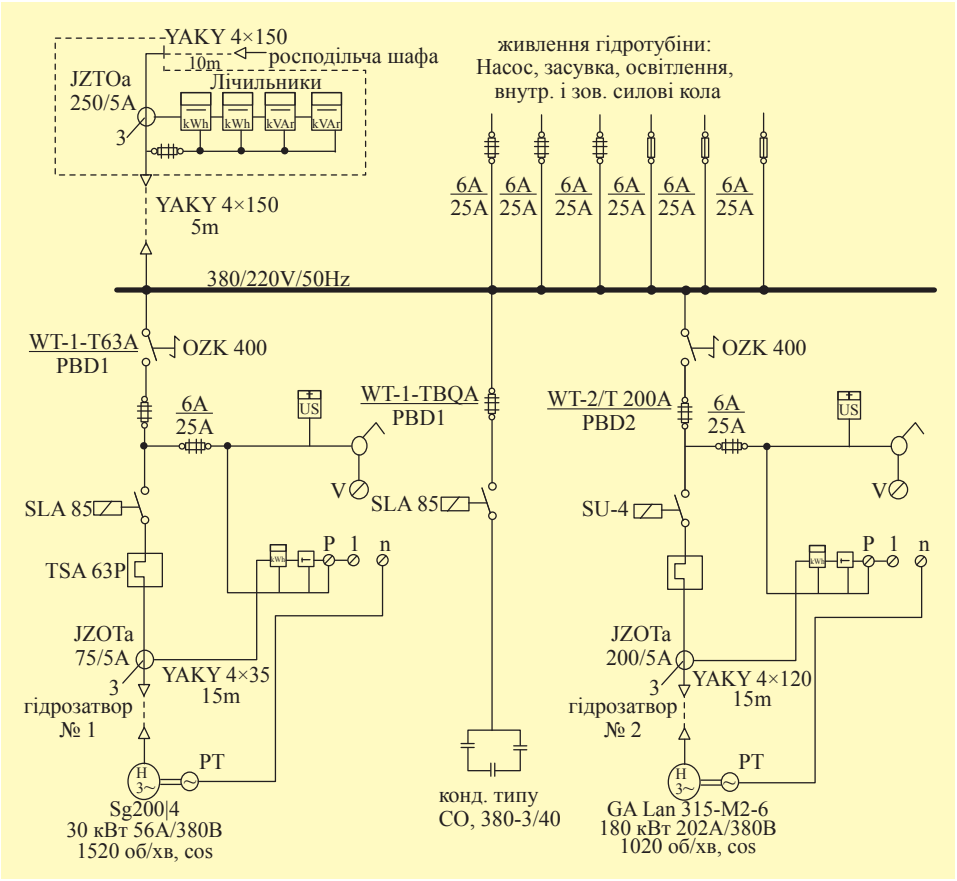


Рис. 4.38. Схема системи живлення МГЕС OLCZA [8]

4.8.7. Заземлення

Найчастіше заземлювачі поділяються на натуральні та штучні. Натуральними заземлювачами на МГЕС можуть виступати металеві водні трубопроводи, металеві підземні частини залізобетонної конструкції, сталеві частини на входах трубопроводів, турбін, всмоктуючих труб тощо.

Штучне заземлення виконуються зі сталевих труб, прутів, дротів або оцинкованих стрічок. Труби та прути (довжиною 2–6 м) забиваються вертикально в землю й створюють так зване вертикальне заземлення. Дроти та стрічки закладаються горизонтально в ґрунті на глибину 0,5–0,8 м, на довжину 8–10 м і забезпечують так зване горизонтальне заземлення.

Опір заземлення залежить від опору ґрунту та геометричних розмірів заземлювача. Необхідне значення опору заземлювача (max – 20 Ω) береться з вимог техніки безпеки.

4.9. Автоматизація технологічних процесів МГЕС

Система управління лопатями турбіни (USW)

Застосування та задачі системи управління лопатями турбіни USW подібні до системи управляння заслінкою турбіни, але виконуються шляхом зміни положення лопатей ротора турбіни.

Автоматичний регулятор кутової швидкості турбіни (ART)

Завданням регулятора кутової швидкості є:
- підтримка встановленої частоти при холостому ході та в процесі синхронізації синхронного електрогенератора;
- забезпечення поступової зміни навантаження турбокомплексу активною потужністю;
- забезпечення стабільної роботи турбіни в усіх режимах, у тому числі й при роботі синхронного генератора на загальну мережу.

Схема управління засувки турбіни (USK)

Завданням USK є забезпечення автоматичного та ручного відкриття і закриття засувки турбіни в усіх режимах роботи (A–B, D). У системі USK можуть застосовуватися гідравлічні або електричні приводи.

Система автоматичного регулювання напруги синхронного генератора (ARN)

Дана система повинна забезпечувати регулювання напруги генератора, працюючого на холостому ході, в процесі синхронізації, а також регулювання напруги та пасивної потужності при роботі на локальну електромережу, або при роботі з іншими генераторами, або з загальною електромережею. Щоб забезпечити безпечну роботу генератора в усьому діапазоні змін його навантажень, на регуляторі напруги налаштовують граничні значення мінімального та максимального струму збудження.

У ході лабораторних занять в технікумах, технічних ВУЗах електротехнічного профілю проводяться заняття з “дослідження синхронного електрогенератора”. Під час практичних занять проводяться виміри параметрів електрогенератора, працюючого на холостому ході, на мережу, здійснюючи регулювання напруги. Робочий стенд з таким електронним регулятором (ARN) для регулювання напруги в різних режимах змонтовано у лабораторії автоматики в ОШЕ №1.

Автоматичний синхронізатор синхронного генератора (ASG)

Функціями ASG є:
- синхронізація частоти турбіни з частотою електромережі за допомогою систем USK, USW або ART й узгодження напруги генератора за допомогою системи ARN;
- вмикання електрогенератора й інтегрування його з іншим електрогенератором або електромережею.

Система автоматичного управління пусковими процесами електротурбіни (USR)

Завданням цієї системи є автоматичний збір інформації щодо стану процесу запуску. На основі цієї інформації, за вибраним алгоритмом роботи формуються управляючі імпульси для систем USZ, USK, USW, ART, ARN, ASG, що реалізують окремі пускові операції від A до C. Система USR може виконуватись за допомогою релейних або напівпровідникових пристроїв, але сучасні системи управління виконуються на базі мікропроцесорів.

Система автоматичного управління процесами зупинки турбокомплексу (USO)

Принцип дії системи USO й алгоритм реалізації подібний до системи USR, але призначена вона для зупинки турбокомплексу.

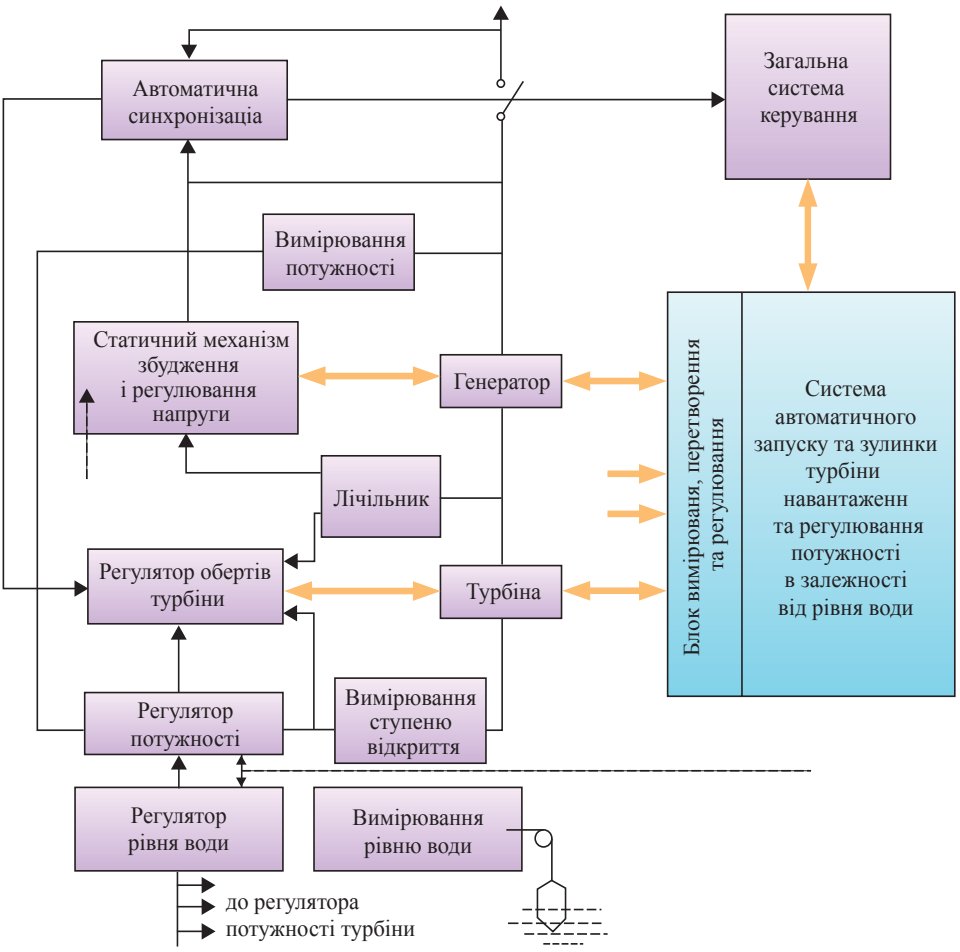


Рис. 4.39. Вибір ступеня та систем автоматизації [61]

Система автоматичного регулювання рівня води (ARP)

Завданням системи ARP є автоматичне управління навантаженням турбокомплесів у МГЕС, що забезпечує підтримування рівня води у верхньому або нижньому резервуарі на визначеному рівні (рис. 4.39).

Автооператор (AOP)

Використовується при більше, ніж одному турбокомплексі в МГЕС і виконує наступні функції:

1) автоматичний вибір часу та турбокомплексу, який має бути введений в дію (зупинений);
2) автоматичний розподіл активної та пасивної потужності навантаження між працюючими турбокомплексами.

Система управління перекриттям впускання води до турбіни (USZ)

Для перекриття впускних каналів води до турбіни можуть застосовуватися дросельні клапани або засуви. Завданням системи USZ є забезпечення автоматичного та ручного відкриття й закриття цих пристроїв у процесі запуску та зупинки гідротурбін. Крім того, система USZ забезпечує автоматичне закриття дросельного клапана або засуву при спрацьовуванні систем аварійного захисту, та при зупинці гідротурбін. Система USZ повинна застосовуватися згідно з інструкцією з експлуатації гідротурбіни.

Програмне управління МГЕС (UPP)

Програматор налагоджується на години перемикання, коли змінюється тариф оплати за енергію й висилає імпульси до систем USR і USO на запуск або зупинку гідротурбіни. Оснащена підсистемою, що блокує запуск або призупиняє МГЕС у разі зменшення рівня води у резервуарі до мінімального рівня.

Управління асинхронними генераторами

Для електростанції з асинхронними генераторами процес автоматичного управління значно спрощується. Немає потреби застосовувати статичну систему збудження, автоматичний синхронізатор – замість регулятора кутової швидкості використовується значно простіший контролер відкриття засувки турбіни [61].

4.9.1. Аварійний захист електрообладнання

Безпека роботи блоків із синхронними електрогенераторами та трансформаторами потужністю до 5000 кВА.

До цієї групи заходів безпеки належать:

1) захист від перевантажень, спричинених зовнішніми короткими замиканнями;
2) захист від підвищення напруги в обмотці статора;

3) захист від перенапруги, при перевищенні обертів електрогенератора;
4) захист від міжфазних замикань у блоці електрогенератор-трансформатор;
5) автоматичний вимикач для електрогенераторів із напругою більше 1000 В;
6) пристрій для контролю ізоляції або сигналізація першого короткого замикання в обмотці збудження;
7) захист від втрати синхронності при роботі з електроенергетичною мережею;
8) двоступеневий іскрогасячий газово-масляний пристрій для трансформаторів потужністю вище 1000 кВА;
9) температурний захист із індикатором максимальної температури для трансформаторів потужністю вище 200 кВА.

Аварійні параметри, вказані в пунктах *а, б, г, д, ж*, ведуть до аварійної зупинки гідроелектротурбіни та вмикання аварійної сигналізації. Параметри, вказані в пунктах *в, з* і *е*, вмикають попереджувальну сигналізацію.

Для електрогенераторів із напругою більше 1000 В, пункти *а, б, г, з* вмикають також систему відключення електрогенератора – пристрій, розглянутий у пункті *д*.

Аварійний захист асинхронних електрогенераторів потужністю до 250 КВА та напругою живлення до 1000 В

Для обладнання цієї групи аварійний захист передбачає:
1) захист від перенапруг, спричинених короткими замиканнями в обмотках електрогенератора, що реалізується при використанні обладнання для електрогенераторів із потужністю менше 100 кВА;
2) захист від зникнення напруги в мережі;
3) захист від асиметрії навантажень, що реагує на реактивну потужність;
4) захист від перенапруги в обмотці статора при перевищенні обертів електрогенератора.

Аварійні параметри, вказані в пунктах *а, б, в*, активують систему зупинки турбокомплексу та систему аварійної сигналізації, а параметр, вказаний в пункті *г*, – систему попереджувальної сигналізації.

Аварійний захист модулю "асинхронний електрогенератор – трансформатор із потужністю до 250 КВА"

Для цього обладнання аварійний захист передбачає:
1) захист від перенапруги, спричиненої зовнішніми короткими замиканнями;
2) захист від міжфазних замикань в обмотках електрогенератора, трансформатора, моментальний захист від перевищення струму на обмотках трансформатора;
3) захист від зникнення напруги в мережі;
4) захист від асиметрії навантажень, що реагує на реактивну потужність;

5) захист від перенапруги в обмотці статора при перевищенні обертів електрогенератора;
6) температурний захист із індикатором максимальної температури для трансформаторів потужністю від 200 кВА.

Аварійні параметри, вказані в пунктах *а, б, в, г*, активують систему зупинки турбокомплексу та систему аварійної сигналізації, а параметр, вказаний в пункті *е*, – систему застережної сигналізації.

4.9.2. Пусковий режим та зупинка МГЕС

Режими роботи МГЕС, оснащених однією турбіною, можна поділити на чотири основні групи:

A. Процеси, пов'язані з пуском турбіни, включають:

A1. Роботи з підготовки турбіни до запуску (підготовчі роботи). Розрізняють такі стани затримки турбокомплексу: рухомий, аварійний, ремонтний.

Залежно від конструкції турбіни та типу її обладнання можна виділити наступні допоміжні процеси:

1) включення масляних насосів, що живлять гідропідсилювачі;
2) включення системи змазки підшипників;
3) розгальмовування турбокомплексу.

A2. Процес запуску турбіни, що закінчується доведенням частоти обертання турбіни до значення, близького до синхронної або надсинхронної швидкості для індуктивних генераторів.

A3. Процес синхронізації генератора має місце лише при синхронних електрогенераторах.

A4. Процес підключення електрогенератора до мережі.

B. Процеси, пов'язані з завантаженням турбіни активною потужністю:

B1. Відкриття засувки або регулювання положення лопатей ротора до значень, при яких турбіна вироблятиме задану потужність.

C. Процеси, пов'язані з навантаженням турбіни пасивною потужністю (ці процеси визначені виключно в синхронних електрогенераторах):

C1. Настройка відповідного струму збудження електрогенератора.

D. Процеси, пов'язані з зупинкою гідротурбіни:

D1. Процес зняття з турбокомплексу активної потужності полягає в зменшенні інтенсивності потоку води через турбіну до потоку холостого ходу.

D2. Процес зняття з гідротурбіни пасивної потужності полягає у зменшенні струму збудження електрогенератора до значення, що відповідає номінальній напрузі на холостому ході (це спостерігається лише для синхронних електрогенераторів).

D3. Виключення головного вимикача електрогенератора. Для синхронних електрогенераторів із номінальною напругою вище 1 кВ (для безпеки) виключення також вимикачів збудження.

D4. Зменшення до нуля протоку води через турбіну шляхом закриття управляючих засувок або дросельного клапану чи лопатей ротора.

D5. Гальмування турбокомплексу та блокування апарату управління (не для всіх турбін).

Розрізняють планову та аварійну зупинки турбіни. Процес планової зупинки проходить у порядку дій від D1 до D5. При аварійній зупинці – процеси D1 і D2 пропускаються.

Автоматизація різних режимів у МГЕС

Ступінь автоматизації визначається кількістю процесів, охоплених автоматизацією. Це може бути часткова автоматизація, що зводиться до автоматизації одного чи кількох окремих процесів (від A1 до A4, B, C, від D1 до D5), або ж повна чи комплексна автоматизація. Розрізняють технічно необхідний ступінь автоматизації та обґрунтований ступінь автоматизації. Останній завжди не вищий за технічно необхідний діапазон автоматизації. Як технічно необхідний, так і обґрунтований діапазон автоматизації залежать, головним чином, від наступних чинників: а) функцій МГЕС, б) виду обслуговування МГЕС. Має значення також кількість гідротурбін і електрогенераторів у МГЕС та їх тип.

Можна виділити наступні режими роботи МГЕС:

E1. МГЕС може працювати виключно при взаємодії з загальною електромережею. Обмін енергією з мережею відбувається згідно з тарифом, незалежним від часу доби. МГЕС працює з постійним навантаженням.

E2. Як E1, але обмін енергією з електромережею відбуваються відповідно до тарифу, в якому ціна енергії залежить від часу доби. МГЕС може працювати на пікових навантаженнях.

E3. Як E1, але МГЕС додатково виконує роль резервного джерела живлення на випадок відключення локальної мережі від загальної електромережі.

E4. Як E2, але МГЕС додатково виконує й роль резервного джерела живлення.

E5. МГЕС працює виключно на локальну мережу.

Мала гідроелектростанція може виконувати функцію E2 або E4 лише тоді, коли матиме водосховище з достатньо великим об'ємом води. Для таких режимів роботи це є обов'язковою умовою.

Види обслуговування МГЕС:

F1. МГЕС із, так званим, чергуванням за викликом. Обслуговуючий персонал мешкає недалеко від МГЕС і викликається у разі потреби через систему сигналізації.

F2. МГЕС, що не обслуговується, з так званим періодичним наглядом, коли немає чергового обслуговуючого персоналу. Обслуговування проводиться періодично з метою виконання необхідних процедур.

F3. МГЕС з постійним обслуговуванням.

Розрізняються такі основні ступені автоматизації:

1) **неавтоматизована МГЕС –** це МГЕС із виключно ручним управлінням процесами від A до D в умовах нормальної роботи, й автоматизованим вимиканням турбіни й електрогенератора (процеси від D3 до D5) при виникненні аварійних ситуацій (вмикаються системи безпеки гідротурбіни);
2) **напівавтоматична МГЕС** – це МГЕС, в яких окрім автоматизації таких процесів, як A1, автоматизують деякі й інші процеси від A до D.
3) **комплексно автоматизована МГЕС –** це МГЕС, в яких автоматизовані всі процеси від A до D [61].

4.9.3. Безпека роботи турбіни

Турбокомплекси оснащуються комплектом механічних систем безпеки, систем регулювання та захисту електрогенератора.

До основних механічних систем безпеки турбокомплексу належать:

1) для кожної турбіни передбачається захист від надмірного зростання частоти обертання. Для цього, зазвичай, встановлюється тахометр з індуктивним датчиком у робочому колесі, що активує систему контролю швидкості. У великих системах встановлюються відцентрові вимикачі, що від'єднують електричні та гідравлічні системи при надмірному зростанні частоти обертання.
   При надмірному зростанні частоти перекривається подача води до турбіни та вимикається електрогенератор;
2) температурний захист підшипників турбіни. Зазвичай, застосовують датчики температури з терморезисторами або манометричні термометри. При двоступеневому захисті, на першому етапі вмикається попереджувальна сигналізація, а на другому – активуються системи вимикання агрегату;
3) захист від аварійного зниження тиску масла в гідросистемі регулювання турбіни. Значення тиску контролюється за допомогою реле тиску або контактного манометра. Захист активізує аварійну зупинку турбіни;
4) захист від мінімального рівня у резервуарі системи масляного гідроприводу. Для контролю рівня служить датчик-реле рівня, що активує попереджувальну сигналі за цію;
5) захист від нестачі води для охолодження турбіни або для змащення підшипника турбіни. Приток води контролюється реле притоку, що задіює системи зупинки турбіни;
6) захист від забруднення ґрат у камерах водозабору турбін. Найчастіше він здійснюється з використанням резистивної мостової схеми, що порівнює рівень води перед і за ґратами. Захист вмикає попереджувальну сигналізацію.

Склад систем безпеки може корегуватися залежно від структури та організації обслуговування МГЕС. Захист електроенергетичних пристроїв МГЕС повинен відповідати технічним умовам, визначеним у будівельно-монтажній технічній документації МГЕС та окремих її агрегатів [61].

4.9.4. Системи сигналізації

При будь-якому порушенні роботи МГЕС повинна вмикатися система звукової та світлової сигналізації. Система сигналізації ділиться на попереджувальну сигналізацію та аварійну. Попереджувальна сигналізація спрацьовує при незначних порушеннях роботи пристроїв, виходу з робочого режиму та ін., що не загрожує безпеці життя людей і виходу з ладу обладнання. Аварійні режими пов'язані з ризиком для життя та виходом із ладу обладнання. При аварійній ситуації крім вмикання світлової та звукової сигналізації спрацьовують пристрої та системи аварійного вимикання пошкодженого обладнання. Світлова сигналізація показує режими роботи кожного з пристрою безпеки чи їх груп.

На гідроелектростанціях великої потужності з постійним чергуванням можуть бути застосовані системи світлової сигналізації з використанням блимаючого та безперервного світла і звукових сигналів: застережного й аварійного.

На малих гідроелектростанціях із чергуванням за викликом можуть використовуватись простіші світлові та звукові системи – з одним сигналом. Світлозвуковий сигнал повинен передаватися до будинку чергового для сповіщення його про виникнення нештатної ситуації та виклику на МГЕС.

Система сигналізації на електростанції повинна давати можливість ідентифікації пристрою, із-за відмови якого виникла аварійна ситуація.

На малих гідроелектростанціях із періодичним чергуванням система сигналізації повинна передавати обслуговуючому персоналу інформацію про автоматичну зупинку турбіни, а система світлової сигналізації – давати можливість чіткого визначення причини вимкнення.

4.9.5. Вимірювальна апаратура

Для асинхронних електрогенераторів передбачена наступна вимірювальна апаратура:

- один амперметр для електрогенераторів до 40 кВт;
- три амперметри для електрогенераторів вище 40 кВт із чотиридротовою системою;
- ватметр, варіометр;
- вимірювач числа обертів, тахометр;
- одно- або двотарифний лічильники активної енергії, лічильники пасивної енергії (одержуваної з мережі).

Для синхронних електрогенераторів потрібна така апаратура:

- три амперметри;
- вольтметр із перемикачем напруги для вимірювання фазної та міжфазної напруги;
- амперметр для вимірювання струму збудження;
- вольтметр для вимірювання напруги збудження;
- ватметр;
- частотомір;

– вимірювач числа обертів, тахометр;
– одно- або двотарифний лічильник активної енергії;
– лічильник енергії, що розраховує віддану енергію.

Головний розподільчий пристрій 0,4 кВ або 15 кВ (20 кВ) – у кожній секції встановлюють вольтметр із перемикачем для вимірювання фазної та міжфазної напруг і, в разі потреби, спільну для розподільчого пристрою колону синхронізації.

У кожній секції розподільчого пристрою постійного струму встановлюється вольтметр постійного струму та амперметр постійного струму на шині збудження.

Трансформатори, що використовуються для живлення потреб МГЕС, мають бути оснащені вольтметром із перемикачем для вимірювання фазної та міжфазної напруги й амперметром.

Кабельні з'єднання між МГЕС і електромережею оснащуються:
– вольтметром із перемикачем для вимірювання фазної та міжфазної напруги;
– амперметром;
– одно- або двотарифним лічильником із зворотним гальмуванням, що розраховує вхідну енергію;
– одно- або двотарифним лічильником із зворотним гальмуванням, що розраховує вихідну енергію.

Місце та тип встановлюваних лічильників погоджується з відповідною енергетичною установою.

На лініях, що постачають енергію до інших споживачів, встановлюються амперметр, лічильники активної та пасивної енергії.

Місце та тип встановлюваних лічильників погоджується зі споживачами енергії.

Вимірювання електроенергії в електроенергетичних пристроях МГЕС повинні відповідати технічним умовам, визначеним в інструкціях цих пристроїв.

Відповідно до вимог замовника, можуть проводитися додаткові вимірювання неелектричних параметрів. Це може бути вимірювання температури обмоток електрогенератора, підшипників, вимірювання кількості відпрацьованих робочих годин, тощо.

Розподільчі щити на МГЕС оснащуються рідкокристалічними екранами для виведення на них додаткової інформації про режими роботи та параметри роботи окремих блоків і агрегатів.

4.10. Забезпечення власних потреб електростанції

МГЕС проектують таким чином, щоб на власні потреби використовувалось якнайменше ресурсів, що обмежуються до технологічно необхідних для програмного виробництва електроенергії та проведення дрібних ремонтів, роботи опалення та вентиляції.

На малих гідроелектростанціях із системами управління, що живляться змінним струмом, власні потреби обмежуються мережею змінного струму 380/220 В і 24 В для мережі безпечного струму.

На малих гідроелектростанціях із електрогенератором номінальною напругою 400 В і головним розподільчим пристроєм 400 В живлення для власних потреб проводять безпосередньо з розподільчого пристрою.

На малих гідроелектростанціях із електрогенератором високої напруги (наприклад, 6,3 кВ) або МГЕС, що працюють у блочних системах на шинах розподільчого пристрою 15 кВ, – живлення змінного струму для власних потреб здійснюють через трансформатор, що знижує напругу до 0,4 кВ.

На малих гідроелектростанціях із синхронними електрогенераторами, що застосовуються для роботи з виділеною мережею, передбачають допоміжне джерело постійного струму у вигляді акумуляторної батареї. Постійний струм цього джерела використовується при необхідності введення в дію чи затримки турбогідрокомплексу за умов відсутності змінної напруги з іншого джерела енергії. Батарея повинна працювати з випрямлячем, передбаченим для буферного й аварійного завантаження. Власні потреби у постійному струмі обмежуються системами управління, безпеки, сигналізації, пускового збудження й аварійного чи евакуаційного освітлення.

На гідроелектростанціях малої потужності застосовуються одиничні батареї акумуляторів із номінальною напругою 24 В. На великих МГЕС застосовують батареї кислотних акумуляторів із постійною напругою 110/220 В. Шафи або приміщення з акумуляторними батареями повинні мати природну вентиляцію, що забезпечує повітрообмін близько двох об'ємів на годину [61].

4.11. Приклади реалізації проектів МГЕС у Польщі

4.11.1. Електростанція Маломіце

Електростанція Маломіце (Małomice) є найвіддаленішою від гирла ріки Бобр гідроелектростанцією (рис. 4.40). Вона розташована на каналі загальною довжиною 1170 м. Будівництво силової станції було завершено в 1920 р., після оснащення її турбінами Френсіса, що через редуктори приводили у дію різні агрегати на сусідньому заводі виробів із металу. Пізніше силову станцію було обладнано дерев'яною зубчастою передачею та генераторами, що виробляли електроенергію. У такому вигляді вона пропрацювала до 1990 року. У цьому році було прийнято рішення щодо її повної перебудови та модернізації обладнання. Замість турбін Френсіса після зміни форми всмоктуючих труб було встановлено сучасні турбіни Каплана виробництва Dozamet Nowa Sól із діаметром ротора 2100 мм і 150 об./хв. Вони безпосередньо під'єднані до синхронних генераторів Dolmel (виробництво у м. Вроцлав). Турбіни обладнано автоматичними електрогідравлічними регуляторами, що дозволяє електростанції працювати без обслуговування. Ці регулятори були розроблені Інститутом Енергетики в Гданську. Пристрій автоматичного чищення решіток також значно полегшує обслуговування цієї електростанції. Всі роботи, пов'язані з перебудовою електро-

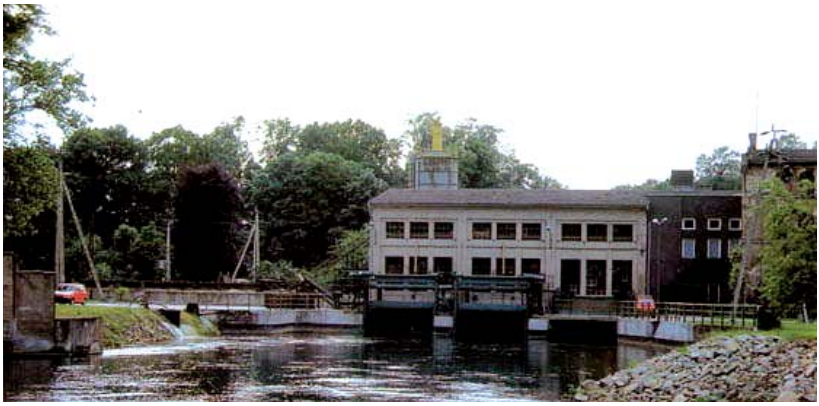


Рис. 4.40. Електростанція Маломіце [59]

станції, виконали працівники Комплексу Гідроелектростанцій Дихів (Dychów), ввівши її в дію в 1992 році.

Технічні характеристики гідроелектростанції Маломіце:

- встановлена потужність 2 · 400 кВт;
- робоча потужність 2 · 225 кВт;
- встановлена пропускна здатність 2 · 15 м^3/с;
- номінальний напір 2,2 м;
- середньорічне виробництво 2 200 МВт · год. [59].

Електростанція Соліна

У 1960–1968 роках було побудовано греблю Соліна (Solina) майбутнього каскаду ріки Сан із водосховищем для річного регулювання рівня води. Нижче греблі, в Мичковцях (Myczkowcy), побудовано резервуар добового вирівнювання (рис. 4.41).



Рис. 4.41. Електростанція Соліна [60]

Агрегати гідроелектростанції Соліна та їх технічні характеристики:

- дві насос-турбіни: відношення потужності роботи у різних режимах: генераторний/насосний $P_г$ / $P_н$ = 22,5 МВт / 20 МВт, обертова швидкість n = 136,5 об./хв., діаметр ротора D = 4,5 м, середній напір H = 57 м; синхронні генератори/двигуни: S = 24,5 МВ·А, $P_г$ / $P_н$ = 21,8 МВт / 20,7 МВт, cos$\varphi_г$ / cos$\varphi_н$ = 0,9 / 0,9 р, U = 10,5 кВ ± 5%;
- дві турбіни Френсіса: потужність турбіни $P_г$ = 46,8 МВт, обертова швидкість n = 136,5 об./хв., діаметр ротора D = 4,1 м, середній напір H = 57 м; турбіни обертають синхронні генератори (зі збуджувачем постійного струму): S = 52 МВ · А, P = 46,8 МВт, cosφ = 0,9, U = 10,5 кВ ± 5%;
- cos$\varphi_г$ / cos$\varphi_н$ = 0,9 / 0,9 р, U = 10,5 кВ ± 5% [60].

4.11.2. Мала гідроелектростанція Закопане – Ольча

МГЕС Ольча Ксьенджи Мисьонажи (Olcza Księży Misjonarzy) побудована на Ольчицькому потоці нижче МГЕС OLCZA, яка є власністю електростанції Кракова (рис. 4.42). Електростанція складається з водозабору, з'єднаного з будинком електростанції бетонним трубопроводом протяжністю 1200 м. **У будівлі електростанції встановлено два гідрокомплекси, що складаються з турбін Френсіса потужністю 30 і 90 кВ, що приводять у дію асинхронні генератори.**

Гідрокомплекс №1

Турбіна Френсіса з горизонтальним валом потужністю близько 30 кВт виробництва Франції.

Генератор: асинхронний трифазний двигун із короткозамкненим ротором типу Sg200L4 виробництва CELMA Cieszyn.

Активна потужність	30 кВт
Номінальний струм	56 А
Напруга	400 В
cosφ	0,89
Частота обертання при номінальному навантаженні	1020 об./хв.



Рис. 4.42. Фото гідрокомплексу на електростанції Ольча [193]

Гідрокомплекс №2

Турбіна Френсіса з горизонтальним валом потужністю 90 кВт виробництва Франції.

Генератор: асинхронний трифазний двигун із клітковим ротором типу GA LAN 315-M2-6 виробництва Франції.

Активна потужність	160 кВт
Номінальний струм	82 А
Напруга	400 В
cosφ	0,86
Частота обертання при номінальному навантаженні	1020 об./хв.

Електростанція оснащена системою електрогідравлічного регулювання турбіни, розробленою Відділом Інституту Енергетики в Гданську, та системою аварійного захисту й сигналізації, що забезпечують безпечну роботу електростанції.

Під'єднання електростанції до електромережі: Ольчицька МГЕС під'єднана до енергетичної мережі електростанції Кракова згідно з умовами приєднання. Кабельна лінія YAKY 4 × 240 мм^2 проведена від розподільчої шафи, розміщеної на зовнішній стіні будівлі електростанції, до трансформаторної станції Ольча – Вєсь (Olcza – Wieś).

Електричне обладнання електростанції розміщене в трьох шафах. У шафі № 1 розміщено пристрої вимірювання та управління гідрокомплексу № 1, в шафі

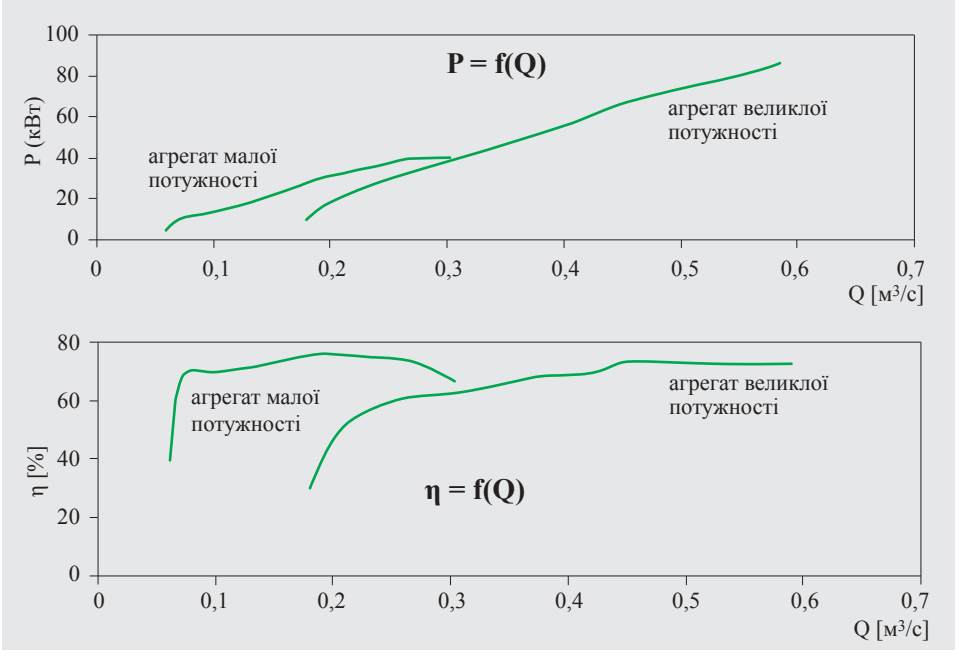


Рис. 4.43. Характеристики роботи генераторів на МГЕС Ольча [8]

№ 2 – гідрокомплексу № 2, а в шафі № 3 розміщено прилади регулятора рівня води, мікропроцесорного контролера та прилади управляння внутрішніми системами електростанції. Лічильники електроенергії розміщено в окремій шафі, що пломбується.

Електропостачання потреб електростанції OLCZA

Живлення змінним струмом власних потреб МГЕС здійснюється з шин шафи № 3 через загальний вимикач і систему захисту від короткого замикання.

До внутрішньої електромережі входять наступні контури:

1) живлення помпи гідравлічного регулятора;
2) трифазні силові розетки;
3) живлення випрямляча 24 В;
4) живлення систем регулювання;
5) живлення блоків управління;
6) внутрішнього та зовнішнього освітлення; однофазні розетки, трифазний резерв [8].

4.12. Етапи реалізації інвестиційного проекту будівництва гідроелектростанцій

Порядок розробки та впровадження у Польщі інвестиційного проекту побудови МГЕС подібний до порядку впровадження проекту вітрової електростанції.

Основні етапи реалізації проекту:

1) Економічні розрахунки щодо доцільності проекту, строків його окупності тощо.
2) Прийняття рішення щодо розміщення запроектованого об'єкту, способу господарювання на території та умов побудови гідроелектростанції. Рішення приймається після погодження з директором Регіональної асоціації управління водними ресурсами.
3) Оцінка впливу на довкілля запланованих інвестицій.
4) Отримання права власності на землю.
5) Отримання дозволу на користування водними ресурсами (водно-юридичного дозволу).
6) Отримання дозволу на під'єднання МГЕС до загальної електромережі.
7) Чотири екземпляри проекту будівництва з пропозиціями та погодженнями.
8) Отримання концесії на ведення господарської діяльності в сфері виробництва електроенергії з відновлюваних джерел енергії в Управлінні регулювання енергетики.

Вищезазначені документи є підставою для видачі дозволу на будівництво гідроелектростанції.

Приблизні економічні розрахунки.

Енергія, вироблена МГЕС розраховується за формулою:

$$E = k \cdot c \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot t \cdot \eta \qquad (4.14)$$

де:
g – прискорення вільного падіння, м/с^2,
Q – витрати води, м^3/с;
H – напір, або різниця між верхнім і нижнім рівнем води, м;
c – швидкість води, м/с;
E – енергія води, кВт/год;
t – робочий час електростанції, год.;
k – поправочний коефіцієнт;
η – коефіцієнт корисної дії [10, С. 215].

ККД (η) МГЕС складає від 30% для простих пристроїв до 85–90% для більш складних. Електростанція може працювати від 5000 до 8000 год/рік.

МГЕС працює без капітального ремонту впродовж 15 років. Амортизація може тривати від 3 до 15 років [61].

Виконаємо приблизні розрахунки щодо інвестицій в МГЕС. Припускаючи, що потужність малої гідроелектростанції становить 200 кВт, робочий час 7000 год., упродовж року вона виробить:

$$200 \cdot 7000 = 1\,400\,000 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Враховуючи, що ціна 1 кВт в Польщі складає 0,45 злотих, то матимемо прибуток

$$1\,400\,000 \cdot 0{,}45 = 63\,000 \text{ злотих/рік.}$$

Загальна вартість 1 кВт у проекті будівництва МГЕС становить від 3 тис. до 4 тис. злотих. Тому вартість всієї потужності МГЕС складе

$$200 \text{ кВт} \cdot 4000 \text{ злотих} = 800\,000 \text{ злотих}$$

Експлуатаційні витрати – близько 5%. Тоді загальні витрати на проект сягатимуть

$$800\,000 + 4000 = 804\,000 \text{ злотих}$$

Час окупності цієї інвестиції складатиме близько 13 років.

Таким чином, без додаткової фінансової допомоги та стимулювання такий проект є нерентабельним.

Річне виробництво електроенергії МГЕС потужністю 200 кВт зменшує викиди в атмосферу таких забруднюючих речовин: CO_2 – 300 тонн, NO_2 – 2 тонни, SO_2 – 2,5 тонни, пил і шлаки – 20 тонн. Тому, при дофінансуванні цієї інвестиції в розмірі близько 40%, продажі дозволів на емісію CO_2 (300 т · 80 злотих/т = 16 000 злотих), а також річного зростання цін на електроенергію приблизно на 20%, час окупності цієї інвестиції склав би близько 4 років.

Проект кожної гідроелектростанції є унікальним, що пов’язано з необхідністю пристосування її до існуючих умов певної місцевості.

4.13. Енергія океану та морів

4.13.1. Енергія припливів і відпливів

Припливи та відпливи – це періодичні коливання рівня моря, обумовлені тяжінням Місяця та Сонця. Припливні хвилі переміщаються по поверхні морів та океанів унаслідок обертання Землі з періодом, рівним 24 години (сонячна доба) для сонячної припливної хвилі. Місячна ж доба, протягом якої проходить приплив, довше сонячної на 50 хвилин. Таким чином, за 24 години 50 хвилин бувають два припливи, так звана повна вода, і два відпливи – мала вода. Основний період припливних хвиль дорівнює половині місячної доби (тобто 12 ч 25 хв.), так що на проходження двох хвиль вимагається трохи більше доби. Швидкість припливо-відпливних течій у відкритому океані мала. Зате у вузьких протоках вона може досягати 22 км/ч. Коли маса води входить в гирла річок або в затоки, вода там високо піднімається. Найбільша висота припливних хвиль спостерігається в затоці Фэнди в Канаді – до 18 м, в затоці Сен-Мало у Франції – до 14 м. Такі хвилі висотою з багатоповерховий будинок несуть велику енергію, яку можна використовувати для вироблення електроенергії. У наш час енергія припливних хвиль перетворюється в електричну на чотирьох припливних електростанціях (ПЕС): промисловій Ране, побудованій у Франції в 1967 р., і на трьох досвідчених (СРСР – Кисло-губська, 1968 р.; КНР – Цзянси, 1981–1983 рр.; Нонада – Аннаполіс, 1984 р.). Загальна потужність їх складає 261 тис. кВт, тоді як можлива до використання потужність припливних електростанцій на усіх узбережжях планети оцінюється цифрою близько 600 млн. кВт.

На сьогоднішній день, з урахуванням технічних можливостей людства, потужності морських припливів в усьому світі оцінюються у 15 млрд. кВт, тоді як енергія всіх річок – у 850 млн. кВт. Перші експериментальні припливні електростанції (ПЕС), булі побудовані ще в 70-х роках XX століття. Принцип роботи припливних електростанцій схожий з роботою вітрогенератора, лише замість вітру рушієм турбін є течія. Особливість таких пристроїв – висока передбачуваність режиму роботи, адже на відміну від вередливого вітру припливи та відпливи постійні. Це дуже важливо для інтеграції таких систем в місцеві мережі, що зазнають значних добових перепадів рівня енергоспоживання. Варто відзначити, що до літа 2009 року подібні електростанції практично не мали комерційної спрямованості.

Класична схема – це гребля, що розділяє море і велике водоймище за нею (озеро, лиман). Приплив заповнює водоймище, при відпливі вода повертається – і в обох випадках вода крутить турбіни, встановлені в дамбі рис. 4.44. Недолік такого принципу очевидний – великі капітальні витрати на будівництво.

Новітні розробки припливних електростанцій не потребують будівництва дамб. Це прості турбіни з генераторами, встановлені прямо на дні, в місці, де існують сильні припливні течії. Будівництво тільки опори для підводних “млинів” замість дамб значно спрощує та здешевлює такі проекти. Існує декілька принципово різних конструкцій турбін, що використовують енергію припливно-відпливних та морських течій.

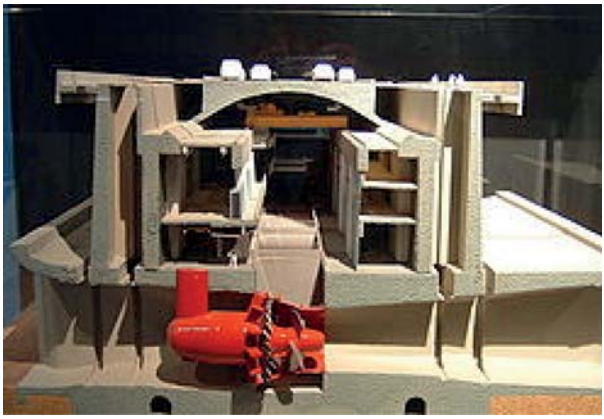


Рис. 4.44. Схема припливної електростанції з використанням греблі [314]

У липні 2010 компанія “Marine Current Technologies” підключила до національних енергомереж Північної Ірландії першу у світі комерційну припливну електростанцію “SeaGen” потужністю 1,2 мегавата. Установка складається з двох підводних турбін, що видобувають електрику з потужних припливно-відпливних течій затоки Стренгфорд Лоу. Ротори турбін “SeaGen” мають 16 м у діаметрі та оптимальну швидкість обертання 14 обертів на хвилину. Ротори закріплені на горизонтальній балці, що встановлена на чотирьохточковій опорі. Опора може змінювати висоту над морським дном, піднімаючи установку для ремонту та обслуговування. Компанія “Marine Current Technologies” не збирається зупинятися на досягнутому і планує збудувати 10,5-мегаватну припливну електростанцію на узбережжі Північного Уельсу в кооперації з однією з німецьких компаній.



Рис. 4.45. SeaGen – перший у світі комерційний генератор електроенергії з енергії припливів [319]

Апарат SeaGen вже включений в національну електромережу, а його потужність еквівалентна середній витраті електроенергії приблизно тисячі британських будинків.

Схожий дизайн ПЕС, тобто класичний гвинт, що обертається в площині, перпендикулярній потоку, розглядався і фахівцям з інших країн. Наприклад, в 2003-у такий підводний «млин» запрацював в Норвегії. Є схожі проекти в інших країнах.

На малюнку 4.46 ще один приклад проекту припливних електростанцій, що базується на такому ж принципі.

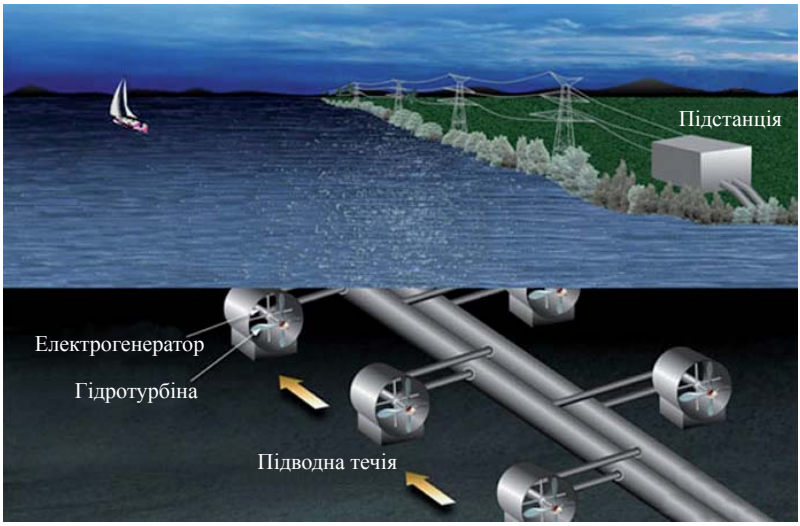


Рис. 4.46. Проект використання енергії припливних течій [320]

Transverse Horizontal Axis Water Turbine. Три професори з Оксфорда – Гай Хоулсбі, Малькольм Маккаллок і Мартін Олдфілд – розробили установку, яка, на їх думку, має значні переваги по співвідношенню віддачі і витрат відносно інших конструкцій. Називається ця система THAWT (Transverse Horizontal Axis Water Turbine), тобто "Поперечна водяна турбіна з горизонтальною віссю". Така конструкція має деякі переваги. Зокрема її не потрібно повертати або якось підстроювати при зміні напряму течії. Горизонтальний "барабан" з косими лезами крутитиметься у будь-якому випадку.

Ще, як порахували автори проекту, витрати на виробництво такої установки будуть на 60% нижчі, а експлуатаційні витрати – приблизно на 40% менше, ніж у морських турбін звичайного зразка. Максимальна потужність цього агрегату складає 1,2 МВт, і британці заявляють, що це – перша у світі турбіна "комерційного масштабу" для припливної течії. Але оксфордські учені говорять: при рівній потужності THAWT виявиться набагато простішим.

Ділянка з сильними припливно-відпливними течіями 20 кілометрів впоперек, заповнена ланцюгом з турбін THAWT, може видавати в електромережу

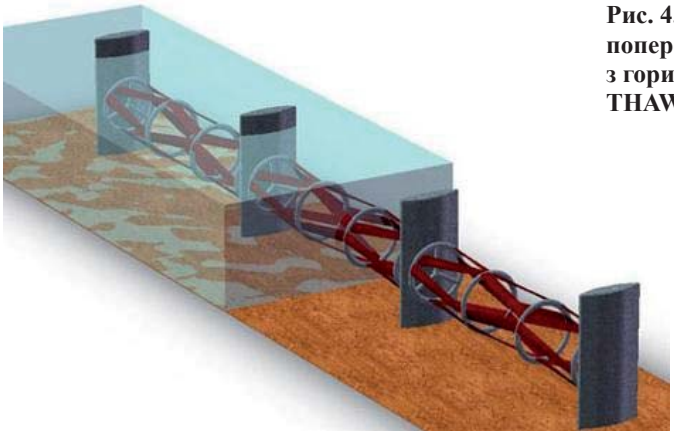


Рис. 4.47. Проект поперечної водяної турбіни з горизонтальною віссю THAWT [320]

більше, ніж гігават електроенергії, а це вже можна порівняти з віддачею невеликої вугільної електростанції. Цікаво, що відправною точкою для оксфордського припливного "млина" послужила вітрова турбіна, а саме давно відомий вітряк Даріуса, тільки британці поклали його на бік, скоректували форму ліз, збільшили їх число і, нарешті, опустили усю цю конструкцію під воду.

Ще одне важливе нововведення – набір лопатей THAWT розташованих трикутником. Така конструкція відрізняється своєю міцністю.

Новатори з університету Оксфорда вже випробували масштабний прототип свого генератора з ротором діаметром півметра. Тести показали здійсненність ідеї. Комерційну версію THAWT її розробники розраховують побачити в 2013 році.

У даної технології є переваги над іншим, адже в THAWT – менше генераторів, менше ущільнень, менше фундаментів на дні.

За словами Маккаллока, повномасштабна установка THAWT коштуватиме 1,7 мільйонів фунтів стерлінгів ($3,13 мільйонів) за мегавати вихідної потужності, тоді як офшорні вітрові ферми коштують 2,3 мільйона фунтів за мегавати, а приливні турбіни типу SeaGen – 3 мільйони (їх вартість, втім, обіцяють понизити при розширенні будівництва).

Ціла низька країн планує створення крупних ПЕС.

4.13.2. Енергія морських течій

Ще одним джерелом електроенергії може слугувати кінетична енергія морських течій. Найбільш потужні течії океану – потенційне джерело енергії. Сучасний рівень техніки дозволяє видобувати енергію з течій при швидкості потоку більше 1 м/с. При цьому потужність від 1 м^2 поперечного перерізу потоку складає близько 1 кВт. Перспективним вважається використання таких потужних течій, як Гольфстрім та Куросіо, що несуть відповідно 83 та 55 млн. м^3 води з швидкістю до 2 м/с, та течії Флориди – 30 млн. м^3 зі швидкістю до 1,8 м/с. Сьогодні для океанічної енергетики також цікавими є течії в протоках Гібралтар, Ла-Манш, а також на Курильських островах. Заразом існує безліч проектів

по видобутку енергії за допомогою океанічних течій, одна з яких – програма "Coriolis", яка передбачає встановлення в протоці Флорида в 30 км на схід від міста Майамі декількох сотень турбін, кожна з яких буде забезпечена двома робочими колесами діаметром 168 м.

Згідно проекту, пари робочих коліс розміщуються всередині порожнистої камери з алюмінію, що забезпечує плавучість турбіни. Уся система "Coriolis", загальною довжиною 60 км, буде орієнтована по основному потоку течії, ширина її при розташуванні турбін в 22 ряди по 11 турбін в кожному складе 30 км. За підрахунками американських інженерів, будівництво такої споруди обійдеться дешевше, ніж зведення теплових електростанцій. Корисна потужність кожної турбіни з урахуванням витрат на експлуатацію і втрат при передачі на берег складе 43 МВт, що задовольнить потреби штату Флорида на 10% [321].

4.13.3. Енергетичний потенціал хвилі

Енергія хвиль виділяється безпосередньо з поверхні хвиль або із змін тиску під поверхнею. Енергія хвиль може вироблятися скрізь. Найкращі місця для розміщення таких електростанцій: західне узбережжя Шотландії, північ Канади, південна Африка, Австралія, північно-західне та північно-східне узбережжя США. Енергія хвиль може бути перетворена в електричну, як за допомогою берегових установок, так і за допомогою установок у морі недалеко від берегу. Останні, зазвичай, розташовуються на глибині, що перевищує 40 м.

Вітрові хвилі бувають на будь-якій акваторії – головне щоб був вітер та простір для розгону. Щоб утилізувати енергію вітрових хвиль не потрібно будувати великих і дорогих дамб. Саме тому в різних країнах ведуться дослідження по вибору найкращих способів перетворення енергії вітрових хвиль.

У Атлантичному океані середня потужність хвиль за рік дорівнює 100 кВт/м фронту, а взимку вона значно вища. Наприклад, на станції "Індія" (у 400 км від узбережжя Великобританії у бік Ісландії) потужність хвиль досягає 600 кВт/м, а в сильні шторми – до 5 МВт/м.

Потужність хвиль помітно падає при їх наближенні до берегів, тобто до місць, зручних для розміщення силових установок. Цікаві результати виміру середньої річної потужності було проведено Національною інженерною лабораторією Великобританки в трьох точках поблизу берега [314].

У електронному Атласі "Клімат Чорного моря", системи ЄСІСО (Єдина державна система інформації про обстановку у світовому океані, Росія), підго-

Таблиця 4.8

Залежність потужності хвиль від відстані до берега і глибини

Контрольна точка	1	2	3
Глибина, м	44	20–25	15
Відстань від берега, км	20	6	4
Потужність хвиль, кВт/м	48	32	17

товленого на підставі цих гідрометеорологічних спостережень, накопичених за багаторічний часовий період містяться зведення про кліматичні характеристики морського середовища Чорного моря [322].

Графіки і таблиці, що характеризують щомісячні і середні дані про параметри хвиль в акваторії в умовах відкритого моря представлені на малюнках 4.48 і 4.49.

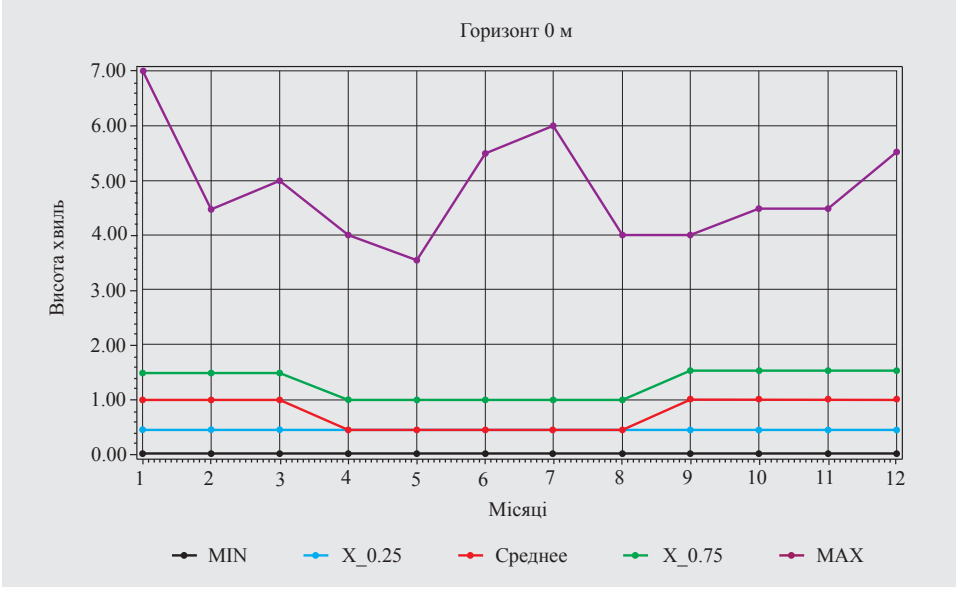


Рис. 4.48. Статистичні дані по висотах хвиль в акваторії [323]

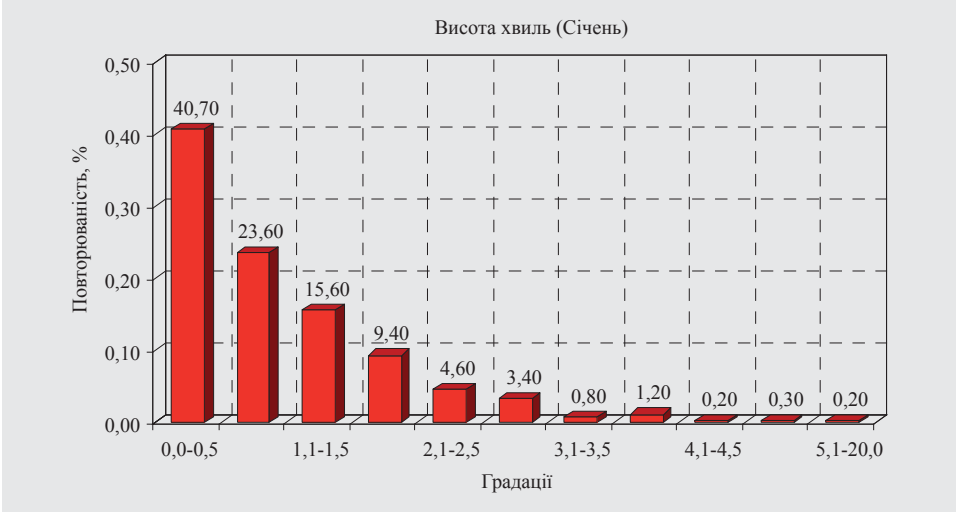


Рис. 4.49. Повторюваність висоти хвилювання (період: 1891-2006, кількість спостережень :115051).

Таблиця 4.9

Повторюваність висоти хвиль у Чорному морі поблизу острова Зміїний

період / висота хвиль	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Рік
0.0–0.5	40.7	41.0	47.7	62.2	71.4	68.9	62.7	58.4	54.7	48.2	43.7	39.2	53.3
0.6–1.0	23.6	23.9	23.6	21.0	17.4	18.9	21.4	22.7	22.7	23.9	24.8	24.9	22.4
1.1–1.5	15.6	15.8	14.1	9.1	6.8	7.4	9.5	11.0	11.9	13.3	14.8	16.3	12.1
1.6–2.0	9.4	9.5	7.3	4.2	2.8	3.0	4.0	4.9	6.3	7.5	8.2	9.4	6.4
2.1–2.5	4.6	4.2	3.2	1.7	0.9	1.0	1.6	1.7	2.1	3.3	4.1	4.5	2.7
2.6–3.0	3.4	2.9	2.0	0.9	0.4	0.4	0.5	0.8	1.2	2.1	2.6	3.0	1.7
3.1–3.5	0.8	1.2	0.6	0.3	0.1	0.1	0.1	0.2	0.4	0.6	0.7	1.0	0.5
3.6–4.0	1.2	0.8	0.7	0.3	0.1	0.2	0.2	0.1	0.4	0.6	0.7	0.9	0.5
4.1–4.5	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.3	0.1
4.6–5.0	0.3	0.3	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.1
5.1–20.0	0.2	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1

Потужність електричної енергії, яку можна отримати від вільної енергії хвиль, залежить від коефіцієнта корисної дії перетворювача. Теоретично ККД може бути дуже високий – до 100%. Проте в процесі перетворення може втрачатися до 60–80% вільної енергії. ККД, рівний 40%, вважається дуже високим і важко досяжним, реальніше отримання ККД, рівного 20–25%. Хороший перетворювач, встановлений у вдалому місці з достатньою глибиною, здатний забезпечити дещо більше 15 кВт/м, а ближче до берега 5–10 кВт/м

Позитивна особливість хвилевої енергетики полягає в тому, що в осінньо-зимовий період (шість місяців за рік), коли підвищується потреба у енергії, середня потужність збільшується і може за сприятливих умов досягати 25 кВт/м.

Вартість електроенергії подібних потужних установок повинна складати 5,15 пенса за 1 кВт · год.. Є і оптимістичніші оцінки – 3–4 пенси за 1 кВт · год., що відповідає сучасній ціні на електричну енергію, вироблювану атомними і вугільними станціями в Англії.

За підрахунками фахівців з Європейської асоціації енергії океану, метровий відрізок хвилі несе від 40 до 100 кВт енергії, що придатна до практичного використання [321].

Створені хвильоенергетичні установки різних потужностей, що використовують різні фізичні принципи для перетворення енергії хвиль. Можна виділити три основні напрями, за якими йшла конструкторська думка у вирішенні проблеми використання енергії поверхневих хвиль.

Качка Солтера. До перетворювачів, що відстежують профіль хвилі, відносяться передусім розробка професора Эдинбурнского університету Солтера

і названа в його честь – “качка Солтера” (рис. 4.50). Технічна назва проекту – коливальне крило. Хвилі, що набігають на “качку” примушують її коливатися. Потужність знімається з осі коливальної системи. Гірлянда з двадцятиметрових “качок” загальною вагою 16 тонн випробовувалася протягом чотирьох місяців у різних хвилевих умовах озера Лох-Нес і показала ККД 0,5%.

Якщо врахувати, що поплавець може мати масу в сотні тонн, а розмах коливального руху прийняти близько декількох метрів, то, очевидно, таким шляхом можна отримувати дуже значну потужність.

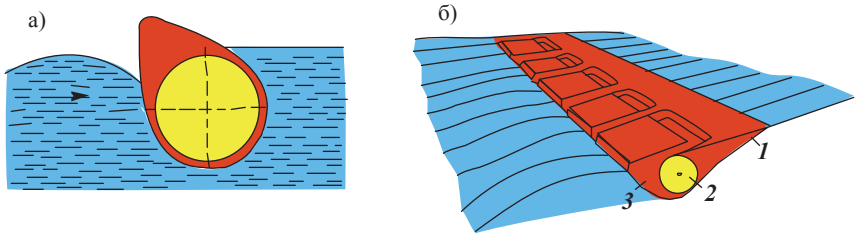


Рис. 4.50 “Качка” Солтера

Основні недоліки – складність виготовлення і монтажу, великі ударні навантаження від дії максимальних хвиль.

Контурний пліт Коккереля (рис. 4.51). Був випробуваний в протоці Солент поблизу р. Саутгемптон.

Варіант побудови ВЕС за принципом плоту Коккереля реалізований в проекті “Хвилева ферма” (WaveFarm) шотландською фірмою Pelamis Wave Power (колишньою Ocean Power Delivery). Чотири секції, сполучені шарнірно, під впливом хвиль згинаються. Рух плоту примушує поршні, рухаючись вперед і назад,

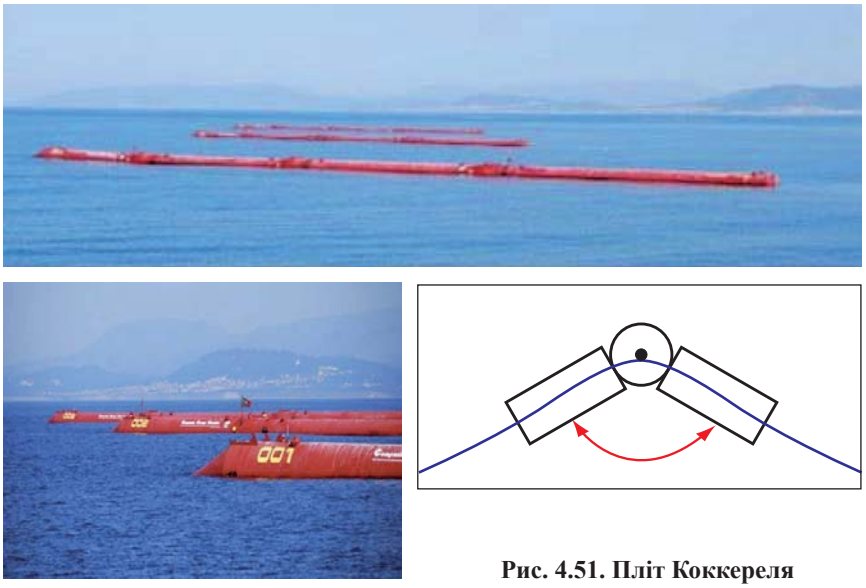


Рис. 4.51. Пліт Коккереля

перекачувати рідину в ізольованій замкнутій системі. Протікаючи по трубі, вона потрапляє на гідравлічний мотор. Свою енергію він (мотор) передає генератору, що виробляє електрику. Електроенергія по кабелю, опущеному на дно, що виробляється, передається на берег. На рис. 4.51 показано три перетворювачі, побудовані біля берегів Португалії. Кожен перетворювач (званий Pelamis Wave Energy Converter) можна порівняти по довжині і перерізу з невеликим залізничним складом завдовжки 120м і вагою 700 тонн. Потужність одного такого перетворювача – 700 кВт.

Це тільки перша фаза проекту, надалі передбачено додавання до цієї ж хвилевої ферми біля берега Агусадори ще 25 "змій", що підніме сумарну потужність станції до 21 мегавата.

У планах Pelamis Wave Power – розгортання аналогічних комплексів біля Оркнейских островів і біля берегів Корнуолла, де повинно бути встановлено чотири і сім перетворювачів Pelamis відповідно.

Основні недоліки таких перетворювачів :
- висока матеріаломісткість;
- середньорічний коефіцієнт використання потужності не більше 0,4;
- високий рівень питомих капітальних витрат, близько 6000 $/кВт.

Перетворювачі енергії водного стовпа. За таким принципом працюють перетворювачі "стовп Масуди" (Японія), "турбіна Уельсу" (Англія).

Відомі також перетворювачі, що використовують енергію водного стовпа, що коливається. При набіганні хвилі на частково занурену порожнину відкриту під водою, стовп рідини в порожнині коливається, викликаючи зміну тиску в газі над рідиною. Порожнина зв'язується з атмосферою через турбіну. Потік може регулюватися так, що б проходити через турбіну в одному напрямі.

Верхня частина хвилевої станція показаної на рис. 4.52, знаходяться на глибині шістьох метрів, нижня – сорока. Її головний елемент – порожнистий циліндр заввишки 30 метрів. Хвиля натискає на верхню рухливу частину, яка зрушується вниз, стискуючи газ усередині порожнини циліндра. Хвилева енергія слабшає, і тиск газу повертає турбіну у початковий стан. Човниковий механічний рух ротора перетворюється на електрику за допомогою генератора. Одна така турбіна



Рис. 4.52. Хвильова станція нового проекту Archimedes Wave Swing [321].

вагою 800 тонн та вартістю 4 млн. євро може освітити до 500 будинків. Правда, коштувати отримана на ній електрика буде немало – пів долара за кВт/рік, це на порядок дорожче за теплову електрику. Але перспективи захоплюючі – за допомогою таких станцій можна отримувати 150 мегават з квадратного кілометра, і розробники сподіваються зменшити ціну за рахунок потокового виробництва її конструкційних модулів і потокового ж будівництва.

Wavegen – світовий лідер у перетворенні хвилевої енергії, що використовує хвилі прибою, що накочують на берег. Глибина води на вході в пристрій приблизно сім метрів. Повітряна камера розробляється з розрахунком максимального перетворення хвилевої енергії в тиск повітря в пневматичній камері. Проект розрахований на хвилі середньорічної потужності 15–25 кВт/м. Повітря під тиском створеним від хвиль розкручує 2 електрогенератори потужністю 250 кВт.

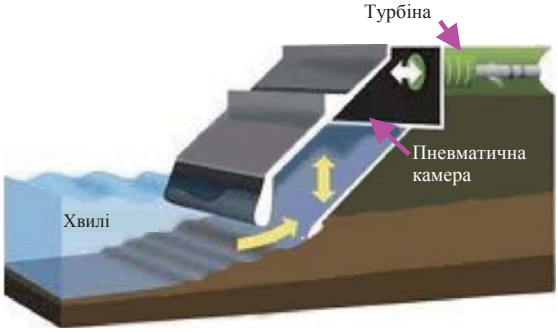


Рис. 4.53. Перетворювачі, що використовують енергію водяного стовпа, що коливається [324]

Archimedes Wave Swing – перетворювач хвилевої енергії, встановлюється на дні біля поверхні (рис. 4.54). Нижній циліндр з обмотками розташований нерухомо на ґрунті, а верхній циліндр з постійними магнітами під впливом хвиль рухається вгору-вниз. Таким чином хвилевий перетворювач є лінійним генератором. [325].

Перетворювач Oyster. [326] Одній з новітніх розробок здійснених Європейським морським Енергетичним центром (EMEC – European Marine Energy Centre) в листопаді 2009 в морі поблизу узбережжя Оркли є хвилевий перетво-



Рис. 4.54. Перетворювач хвильової енергії Archimedes Wave Swing

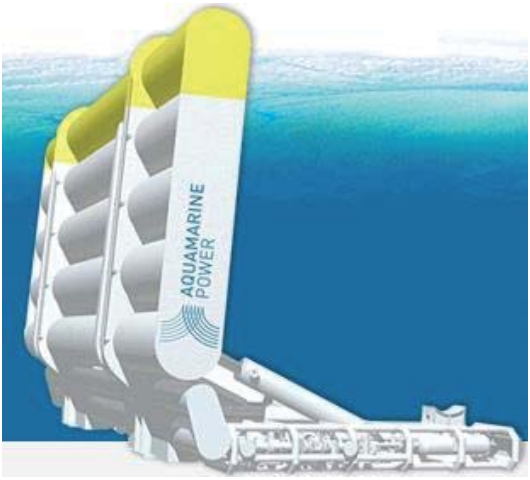
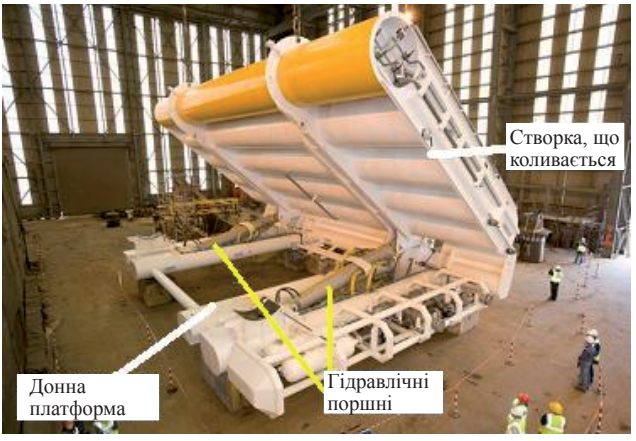


Рис. 4.55. Перетворювач Oyster.

Рис. 4.56. Виготовлення перетворювача Oyster



рювач Oyster (Устриця). Енергія, що виробляється перетворювачем подається в центральну систему електрозабезпечення головної Шотландської електрокомпанії.

Агрегат "Устриця" запроектований для використання на глибині близько 10 метрів приблизно в 500 метрах від берегової лінії. Принцип дії був описаний ще К.Е. Ціолковським в 1935 р. Уявимо собі щось на зразок дверної петлі величезних розмірів встановлених на морському дні. Під впливом хвилювання вона періодично згинається навколо своєї осі. Ці пристрої приводять в коливальний рух парі гідравлічних поршнів, які під високим тиском подають воду на гідроелектричну турбіну.

До кінця 2012 року планується досягти загальної потужності хвилевої станції, оснащеною агрегатами потужністю в 2 МВт кожен до 10 МВт. У майбутньому планується під'єднувати такий агрегати до загального трубопроводу високого тиску, вода з якого розкручуватиме турбіну потужністю в 100 МВт.

Данська компанія Wave Star Energy завершила монтаж експериментальної установки, яка генерує електрику з енергії хвиль, у Північному морі біля мису Ханстхольм на північному заході країни.



Рис. 4.57. Хвильова станція Wave Star Energy у Північному морі біля мису Ханстхольм (Данія)

Установка розташована в морі у 300 метрах від берега. З одного боку платформи, на якій змонтований експериментальний генератор, виступають два важелі, до кінців яких прикріплені округлі поплавці діаметром 5 метрів [321]. Поплавці виготовлені зі скловолокна. У робочому положенні вони опущені на воду і розгойдуються хвилями, що змушує важелі переміщатися вгорувниз. Кожен з важелів з' єднаний з гідравлічним циліндром, і через них рух поплавців передається, в кінцевому рахунку, на вал електрогенератора».

Оптимальна висота хвилі для цієї станції – 2,5 метри, але якщо хвилювання на морі посилюється настільки, що висота хвилі перевищує 3 метри, щоб уникнути пошкодження установки, поплавці з води піднімаються. А на випадок шторму є можливість підняти усю платформу на висоту до 10 метрів. Це велика перевага системи у порівнянні з іншими хвильовими установками, повністю зануреними у воду».

У конструкції, розробленій компанією Wave Star Energy Marquis, є й інші переваги. Наприклад, практично всі найбільш важливі компоненти обладнання знаходяться усередині платформи, тобто захищені від руйнівного впливу такого агресивного середовища як морська вода. Доступність платформи з суші істотно спрощує техобслуговування і ремонт. Окрім того, її встановлення дозволяє виробляти електроенергію і в умовах дуже слабкого хвилювання на морі, майже штилю.

Втім, у цієї концепції є, звичайно, і недоліки. Один з них полягає в тому, що вона непридатна для експлуатації у відкритому морі: у місці встановлення платформи глибина не повинна перевищувати 15 метрів. Там, де стоїть сьогодні прототип, глибина складає 7 метрів. Щоправда, за словами Лорана Маркіза, в одній тільки Європі місць, придатних для розміщення таких систем, чимало – крім Данії, вони є в Ірландії, Шотландії, Португалії і Франції.

Що ж стосується експериментальної установки біля мису Ханстхольм, то вона є, по суті, однією секцією великої хвильової електростанції, яку планується звести тут у 2011-2012 роках, попередньо демонтувавши прототип. Ця електростанція буде відрізнятися від нинішньої експериментальної установки тільки довжиною (70 метрів замість 40), кількістю поплавців (20 замість 2) і потужністю (500 кіловат замість 50).

4.13.4. Перетворення термальної енергії океану (Системи Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC))

У серпні 1979 р. поблизу Гавайських островів почала працювати теплоенергетична установка міні-OTEC для перетворенням термальної енергії океану (ПТЕО). ПТЕО є найбільш дієвим у випадку, коли різниця температур між теплішим поверхневим рівнем океану та холоднішою водою на глибині складає приблизно 20°С. Ці умови існують в прибережних тропічних водах. Принцип роботи такої установки наступний: насоси накачують воду з поверхні моря, де вона має температуру біля +27°С, у випарник. У випарнику з частковим вакуумуванням утворюється знижений тиск, внаслідок чого вода перетворюється на пару при температурі всього близько 30°С. Отримана пара обертає лопаті турбін, які сполучені з генераторами. Відпрацьована пари потрапляє в конденсатор, для охолоджування якого подається вода з глибини з температурою 14°С. Подібні станції з успіхом функціонують на Кубі, а також біля міста Абіджана (Берег Слонової Кістки). Тепла вода тут поступає в турбіни Абіджанської ГТС з лагуни, що добре прогрівається сонцем, а холодна вода накачується з моря з глибини 500 м.

Повна потужність Гавайської установки складала в середньому 48,7 кВт, максимальна – 53 кВт; 12 кВт (максимум 15) установка віддавала в зовнішню мережу на корисне навантаження, точніше – на зарядку акумуляторів. Рештки потужності, що виробляється, витрачалися на власні потреби установки. До їх числа входять витрати енергії на роботу трьох насосів, втрати в двох теплообмінниках, турбіні і в генераторі електричної енергії. Три насоси були потрібні



Рис. 4.58. Проект станції OTEC

з наступного розрахунку: один – для подачі теплої води з океану, другий – для підкочування холодної води з глибини близько 700 м, третій – для перекачування вторинної робочої рідини усередині самої системи, тобто з конденсатора у випарник. Як вторинна робоча рідина застосовується аміак.

Освоєння теплової енергії океану за програмою OTEC входить в національні програми таких країн як США, Франція, Японія, Швеція, Індія.

4.13.5. Енергія солоної води

У таких місцях, як гирла річок, де існує стала наявність як прісної, так і морської води, при їх змішанні виділяється досить велика кількість енергії. Впадання річок в моря або океани можна використовувати для витягнення значної енергії, яка розсіюється унаслідок змішування прісної та солоної води. Виникаючий градієнт солоності проводить приблизно 2,2 кДж енергії на літр прісної води, що потрапляє потім у солону воду. У 70-ті роки минулого століття була запропонована ідея використовувати цю енергію, створюючи спеціальні електростанції. Принцип їх роботи повинний був базуватися на явищі осмосу із застосуванням напівпроникної мембрани або ж зворотного електродіалізу, що використовує іоноселективні мембрани. Згідно з розрахунками, такі енерговиробляючі пристрої здатні виробляти близько 1 кВт. при швидкості потоку прісної води 1 л/с.

Перспективи технологій

Звичайно, не всі вищеописані технології з перетворення енергії океану на електроенергію знаходяться на однаковому етапі розвитку. Деякі з них досить нові або знаходяться в зародковому стані в порівнянні з іншими. Сьогодні у світі працює декілька комерційних електростанцій, які використовують енергію хвиль і припливів з продуктивністю до 500 кВт та підключені до електричних ятерів. Декілька десятків комерційних проектів з потужностями від 1 до 3 МВт сьогодні вже проходять процес встановлення. У той же час технології по використанню теплової енергії океану, а також енергії солоної води усе ще знаходяться на етапі досліджень і розробок. Сьогодні ціла низька країн проявляє чималий інтерес до розвитку перетворення теплової енергії океану, а Індія та Японія мають експериментальні установки з потужністю до 15 МВт. Що стосується енергії солоної води, декілька провідних дослідницьких інститутів Норвегії та Нідерландів займаються розробкою технологій для використання енергії з використанням технології осмосу. Прототип, як очікується, почне функціонувати в 2011 році. А вихід на повну потужність та комерційний запуск електростанції очікується протягом 5-7 років.

4.14. Перспективи гідроенергетики України

4.14.1. Перспективи розвитку малої гідроенергетики України

Міністерство палива та енергетики України вивчає питання будівництва 58 малих гідро- і гідроакумулювальних станцій (ГЕС і ГАЕС) у басейнах річок Дністер, Прут та Сірет.Відповідно до звіту Мінпаливенерго про виконану робо-

ту за дев`ять місяців 2010 року,відповідні пропозиції вже підготовлені в рамках виконання Державної програми протипаводкових заходів у Карпатському регіоні.

Попередні дослідження, проведені департаментом стратегічної політики і перспективного розвитку ПЕК Мінпаливенерго спільно з ВАТ "Укргідроенерго", визначили можливість створення на базі сухих гірських ємностей 50 першочергових протипаводкового-енергетичних комплексів, у складі яких будуть побудовані 58 енергетичних вузлів, в тому числі 45 ГЕС і 13 ГАЕС, що дозволить збільшити енергетичну потужність цього регіону на 1635 мегават установленої потужності, в тому числі за рахунок ГЕС – 55 мегават і за рахунок ГАЕС 1580 мегават. Термін окупності ГЕС з урахуванням діючого "зеленого тарифу" становитиме п`ять-шість років. Термін окупності ГАЕС – три-чотири роки. Проект будівництва енерговузла на гірських річках вже схвалений на засіданні науково-технічної ради «Укргідроенерго»[327].

Відновленню та будівництву малих ГЕС сприятимуть законодавчі акти прийняті у рамках «Енергетичної стратегії України на період до 2030 року» прийнятої розпорядженням Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 р. N 145-р. Наприклад, зміни, внесені постановою Уряду від 14 березня 2007 р. № 447 до Механізму справляння збору у вигляді цільової надбавки до діючого тарифу на електричну і теплову енергію (затверджений постановою Уряду від 24 грудня 2003 р. № 2002) [2, 3]. Цим рішенням малі ГЕС потужністю до 20 МВт звільнені від сплати названого збору, завдяки якому формуються додаткові джерела коштів на фінансування програм розвитку енергетичної галузі. Разом з тим, суми коштів, звільнених від сплати збору мають спрямовуватися виключно на будівництво нових, реконструкцію або модернізацію діючих малих гідроелектростанцій потужністю до 20 МВт.

Нині сума коштів названого збору від цільової надбавки до тарифу на електроенергію малих ГЕС становить майже 3 млн. грн., тобто 0,1% від загальної суми, яку підприємства енергетики перераховують до спеціального фонду державного бюджету [7].

Слід зазначити, що сплата збору у вигляді цільової надбавки малими ГЕС збільшувала терміни окупності відновлених ГЕС, спричиняла подвійні витрати на інвестування розвитку малої гідроенергетики. Це унеможливлювало вкладання коштів у відбудову малих ГЕС та їх доцільність.

Перевагами малих ГЕС є наступні:

- покращення протипаводкової охорони;
- енергозабезпечення віддалених споживачів;
- мінімальний вплив на навколишнє природне середовище: екологічно безпечна та не створює значних змін у ландшафті;
- простота і надійність виробництва електроенергії, тривалий термін експлуатації;
- вимагає нечисленного персоналу (може також бути керована дистанційно).

Використання гідроенергетичного потенціалу малих річок в Україні сприятиме збільшенню виробництва електроенергії на ГЕС, зменшенню обсягів ви-

користання та імпорту органічного палива, покращенню соціального та екологічного стану регіонів, а також зниженню енергоємності валового внутрішнього продукту (ВВП).

4.14.2. Перспективи розвитку великих гідроелектростанцій України

У період з 1996-го до червня 2002 року проведено перший етап реконструкції всіх ГЕС "Дніпрогідроенерго" за рахунок кредиту Світового Банку, Гранту Уряду Швейцарії та власних коштів. Встановлена потужність ГЕС "Дніпрогідроенерго" після завершення цього етапу реконструкції становить 3938 МВт., у тому числі встановлена потужність Дніпровської ГЕС – 1538,2 МВт.

За цей час виконано повну реконструкцію 16 гідроагрегатів (турбіна і генератор), одержано приріст потужності 88,1 МВт і приріст вироблення електроенергії 95 млн. кВт · год. на рік, в тому числі:

- досягнуто збільшення коефіцієнту корисної дії гідроагрегатів понад 4%. Вперше серед країн СНД впроваджено "Автоматизовану систему контролю безпеки гідротехнічних споруд Київської ГЕС";
- на гідроагрегатах проведено заміна робочих коліс, валів турбін, спрямовуючих апаратів, підшипників, підп'ятників, систем гальмування, охолоджувачів та інших вузлів. На двох агрегатах замінені кришки турбін.
- на Дніпрогесі вперше в гідроенергетиці України введено у дію сучасна система контролю, моніторингу і захисту на агрегатному і станційному рівні.

Успішне виконання програми першого етапу реконструкції сприяє переговорному процесу із Світовим банком у частині одержання коштів для проведення другого етапу реконструкції Дніпровського каскаду ГЕС [260].

На другому етапі реконструкції (2002–2012 роки) заплановано:

– реабілітація 63 гідроагрегатів з відповідною кількістю систем збудження,
– регулювання та управління;
– завершення реабілітації електротехнічного устаткування;
– реабілітація гідромеханічного обладнання всіх ГЕС;
– впровадження на всіх ГЕС компанії автоматизованих систем забезпечення безпеки гребель;
– вирішення питань екології;
– модернізація засобів зв'язку.

Вартість цих робіт орієнтовно складає 350 млн. дол., з яких від Світового банку планується отримати 80 млн. дол.

Після завершення цього етапу реконструкції загальне підвищення потужності ГЕС "Дніпрогідроенерго" складатиме понад 300 МВт, вироблення електроенергії – 330 млн. кВт · год.

У стратегії розвитку гідроенергетики на найближчі два десятиліття заплановано наступні пріоритетні заходи:

– проведення другої черги реконструкції Дніпровського каскаду із завершенням її до 2012 року;

– введення в експлуатацію незавершених об'єктів Дністровської та Ташлицької ГАЕС, які мають високу ступінь будівельної готовності;
– будівництво нових ГЕС у басейнах рік Тиси і Верхнього Дністра в комплексі з протиповеневими заходами.

15. Висновки

Переваги та недоліки гідроенергетики

Починаючи з 2000 р., в Європі спостерігається систематичне зростання кількості електричної енергії, що виробляється МГЕС. Планується, що в 2009–2013 роках у країнах ЄС відзначатиметься двадцятивідсоткове зростання електроенергії, виробленої за допомогою ГЕС.

Економічний та екологічний аналіз потенціалу водних ресурсів України, світового досвіду та досвіду нашого найближчого сусіда – Польщі показує доцільність відродження та розвитку малої гідроенергетики й на Україні. За оцінками Світової енергетичної ради, економія органічного палива за рахунок малої гідроенергетики в загальному виробництві енергії на 2020 р. становитиме 69 та 99 млн. т. у. п. для відповідно «мінімального» та «максимального» варіантів розвитку.

На сьогодні в Україні збереглося лише 48 МГЕС загальною потужністю 9,3 МВт, а близько 420 перебувають у непридатному для експлуатації стані.

Спорудження нових і введення в дію вже існуючих малих ГЕС сприятиме вирішенню таких питань як:
– зменшення рівня техногенного навантаження на довкілля;
– диверсифікація джерел постачання електроенергії.

Переваги малих гідроелектростанцій перед іншими способами виробництва енергії:
– не споживають традиційні види палива;
– не забруднюють навколишнього середовища;
– експлуатаційні витрати помітно менші порівняно з іншими видами електростанцій;
– вартість електроенергії нижча, ніж у інших видів електростанцій;
– менша експлуатаційна вартість;
– високий ККД;
– гребля, на якій розміщено електростанцію виконує ще й функцію захисту від повеней.

У Польщі планується до 2013 року збільшити кількість малих гідроелектростанцій приблизно на 130, а збільшення виробленої ними енергії збільшиться з 156,9 ГВт · год. до 188,3 ГВт · год [73]. Згідно з розрахунками, виробництво близько 190 ГВт · год. електроенергії в МГЕС дозволить зменшити викиди CO_2 приблизно на 418 000 тонн, SO_x – на 20 тонн, NO_x – на7 тонн, золи та шлаку – приблизно на 200 тонн упродовж року. Ці розрахунки виконано за умов, що 1 кВт · год. виробленої МГЕС енергії зменшує викиди в атмосферу приблизно на 2,2 кг CO_2, 20 г – SO_x, 7 г – NO_x, 200 г шлаку та золи [173].

В межах Полтавської області наявний значний потенціал малої гідроенергетики. Потужність тільки виведених з експлуатації 9 малих ГЕС Полтавської області становить 3231 кВт. Крім того існує ще багато інших гідротехнічних об'єктів придатних для використання в енергетичних цілях.

До основних напрямків розвитку малої гідроенергетики в Україні можна віднести: відновлення недіючих МГЕС та будівництво малих ГЕС й мікроГЕС нових типів на новостворюваних та діючих водогосподарських об'єктах. Відновлення МГЕС та технічне переоснащення окремих станцій (із заміною основного гідросилового обладнання або без неї) не потребує значних інвестицій на спорудження не тільки гідротехнічних споруд, але й машинного залу, турбінних камер та всмоктувальних труб, що значно здешевлює енергетичні проекти.

МГЕС можуть виробляти електроенергію не лише для потреб місцевого населення. На випадок надлишкового виробництва доцільно передавати електроенергію у мережу. Досвід Польщі свідчить про ефективність запровадження двосторонніх лічильників, що фіксують як споживання із електроенергетичної мережі, так і передачу електроенергії в мережу. Баланс споживання та постачання енергії з МГЕС повинен забезпечувати повернення коштів за передану в мережу електроенергію.

Окрім того, в Україні необхідна державна підтримка малої гідроенергетики, що проявлятиметься у видачі так званих «зелених сертифікатів» – аналогічних до існуючих у країнах ЄС. Такі сертифікати передбачають дотації виробникам екологічно чистої енергії. Введення в дію існуючих на території області МГЕС загальною потужністю, згідно з нашими розрахунками, забезпечить зменшення викидів у атмосферу 7,1 т CO_2, 64,6 кг SO_2, 22,6 кг NO_2, 6,5 ц шлаку і золи щорічно.

Отже, розвиток малої гідроенергетики є реальним для впровадження в Україні, де наявні відповідні ландшафтні та технічні передумови. Використання потенціалу малих гідроелектростанцій має позитивний енергетичний, економічний, соціальний та екологічний ефект.

Крім розвитку малої гідроенергетики, необхідно звернути увагу на розвиток технологій отримання енергії від Чорного та Азовського морів. Найбільш перспективними для України в цьому плані є побудова хвильових електростанцій.

Для досягнення поставлених завдань необхідно прийняти законодавчі акти, що спрощують процедури отримання дозволів на будівництво та сприяють отриманню інвестицій із боку ЄС.

16. Запитання та контрольні завдання до розділу

1. Охарактеризуйте загальний потенціал малої гідроенергетики України.
2. Назвіть основні параметри, що характеризують гідроелектростанцію.
3. Від яких параметрів залежить загальна потужність гідроелектростанції.
4. Назвіть основні системи та елементи гідроелектростанції та дайте їх коротку характеристику.

5. Назвіть задачі та принцип дії гідроакумулюючої електростанції.
6. Розкрийте принцип дії проточних гідроелектростанцій.
7. Опишіть конструкцію гідротурбін та принцип їх дії.
8. Опишіть схему малої гідроелектростанції з турбіною Каплана.
9. Розкрийте принцип дії електрогенераторів, що працюють на гідроелектростанціях.
10. Опишіть будову і принцип дії асинхронних (індуктивних) генераторів.
11. Опишіть будову і принцип дії синхронних генераторів.
12. Які існують способи передачі обертального моменту з турбіни на електрогенератор?
13. На які параметри потрібно звернути увагу при підборі асинхронного електрогенератора для гідроелектростанції з потужністю близько 100 кВт?
14. За власними спостереженнями вкажіть малу річку, на якій можна було б побудувати гідроелектростанцію потужністю близько 300 кВт. Користуючись Інтернетом, підберіть для неї тип турбіни й електрогенератора. Оцініть приблизну вартість проекту та строки його окупності.
15. Наведіть переваги та недоліки гідроенергетики.
16. Які параметри контролює система безпеки гідроелектростанції?
17. Які системи та пристрої відносяться до допоміжного обладнання гідроелектростанції?
18. Які системи автоматичного управління технологічних процесів встановлюють на гідроелектростанціях?
19. Яким чином регулюється робота гідроелектростанції?
20. Яким чином відбуваються процеси запуску та зупинки МГЕС?
21. Електрогідравлічний регулятор обертової швидкості турбіни або її потужності.
22. Опишіть динамічні характеристики асинхронної машини.

V ЕНЕРГІЯ БІОМАСИ

5.1. Поняття біомаси

Біомаса є органічною речовиною рослинного або тваринного походження, яка може використовуватися в якості альтернативного джерела енергії. Звичайні форми біомаси – це деревина, солома, осад стічних вод, комунальні відходи і т. ін. Значна кількість біомаси утворюється при виробництві і переробці продукції рослинництва (солома зернових, лузга, качани кукурудзи, відходи лісової, деревообробної та паперової промисловості). До біомаси відносять також рослинний матеріал, який спеціально вирощується в енергетичних цілях, наприклад, плантації тополі та верби. На сьогоднішній день світові ресурси біомаси є джерелом приблизно 44 ЕДж енергії на рік, що становить близько 10% енергії, що використовується у світі. Офіційно підтверджені ресурси біомаси у світі складають близько 276 ЕДж/рік [142].

Біомасу можна поділити на дві основні групи.

Первинна енергетична сировина. До неї можна віднести деревину та відходи лісозаготівельної, деревообробної та целюлозно-паперової промисловості, солому та інші відходи сільськогосподарського виробництва, біомасу енергетичних культур, тверді побутові відходи звалищ, осад очисних споруд (аналог торфу).

Перетворена енергетична сировина. До цієї групи відноситься біогаз, який отримують шляхом ферментації тваринного гною, посліду, рослинної біомаси, відстоїв органічних стоків, органічних відходів зі сміттєзвалищ і т. ін. та деревний (піролізний) газ, що виділяється в процесі газифікації біомаси. Ще однією з форм біомаси є рідка форма. Найчастіше використовуються ефіри жирних кислот ріпакової олії (так званий біодизель), метанол або етанол, які ще називають біоетанолом і використовують, між іншим, у якості складової бензину.

Значна різноманітність існуючих видів і способів отримання біомаси дозволяє задовольнити енергетичні потреби у різних видах так званої «чистої енергії» на місцевому рівні. Крім екологічних переваг використання біомаси як носія енергії, слід враховувати й економічні та суспільні аспекти розвитку місцевих громад.

Енергетичні аргументи на користь використання біомаси:

– накопичена у біомасі енергія є найменш капіталомістким джерелом відновлюваної енергії;

– зазвичай біомаса, яку можна використовувати в енергетичних цілях є супутнім продуктом аграрного виробництва, деревообробної промисловості тощо, й отже як сировина вона не тільки практично безкоштовна, але й її використання дозволяє зменшити витрати на утилізацію цих відходів;
– різноманітність й відносна простота методів отримання енергії з біомаси;
– біомаса може вироблятися і використовуватися без значних технологічних інвестицій;
– виробництво біопалив з біомаси надає додаткові робочі місця, що особливо важливо для сільських територій;
– використання біомаси поліпшує паливно-енергетичний баланс регіону;
– відбувається децентралізація виробництва енергії;
– переорієнтація частини сільськогосподарських площ на отримання біомаси зменшує негативні наслідки від перевиробництва продовольства.

Екологічні аргументи:
– у традиційній енергетиці очистка викидів, що утворюються у процесі спалювання, від шкідливих елементів коштує досить дорого;
– у порівнянні з викопними видами палива, при спалюванні біомаси значно зменшується емісія SO_2 та CO_2, крім того зольні залишки після спалювання також значно менші.

Крім цілої низки екологічних, економічних і суспільних переваг, використання біомаси з енергетичною метою, нажаль, створює певні технічні проблеми. Найбільші з них випливають з фізико-хімічних властивостей біомаси [74]:
– дуже мала щільність біомаси ускладнює транспортування, складання і дозування;
– порівняно низька теплотворна здатність на одиницю маси, що тягне за собою значні витрати на доставку біомаси;
– висока вологість сировини (від кількох до 60%) вимагає додаткової підготовки біопалива для спалювання;
– неоднорідність технологій перетворення біомаси у енергоносій;
– складність автоматизації та механізації процесів завантаження сировини.

З технічних проблем виникають економічні та інші обмеження у використанні біомаси в макро- і мікромасштабах:
– невпевненість енерговиробників у забезпеченні достатньою кількістю біомаси, необхідність її транспортування на великі відстані значно зменшує рентабельність виробництва енергії;
– невідповідність якісних параметрів біомаси технологіям спалювання та переробки, а також потреба застосування різних підходів та технологій спалювання біомаси в пристроях, конструктивно непідготовлених до цього, що значно зменшує ефективність спалювання;
– значні капіталовкладення та експлуатаційні витрати на отримання і переробку біомаси;
– обмеження в наданні преференцій за зменшення емісії CO_2 для малих установок, ігнорування в розрахунках виплат за зниження забруднення повітря завдяки застосуванню біомаси.

У польських умовах традиційним напрямком розвитку використання біопалив є і буде виробництво теплової енергії у твердопаливних котлах й виробництво теплової та електричної енергії у когенераційних установках. Деяких проблем, пов'язаних з енергетичним використанням біомаси, можна уникнути за рахунок збільшення щільності біомаси на стадії пресування у тюки, брикети або пелети, а також використання інших видів біомаси, в тому числі спеціально вирощених рослин таких як міскантус, тополя, енергетична верба. Біомаса є одним з найбільш перспективних джерел відновлюваної енергії в Польщі. Після перетворення на тверді біопалива, біомаса спалюється безпосередньо або перетворюється далі в хімічних процесах на рідкі і газоподібні палива. У цьому випадку отримується газ, який може бути спалений у газовій турбіні чи двигуні внутрішнього згоряння або бути використаним як паливо на котельнях. Наукові центри Польщі вбачають велику перспективу для регіонального розвитку у використанні зеленої маси, як бродильної сировини, з якої вироблятиметься біогаз (близько 54% CH_4 – метану).

Оцінюється, що з 1 гектара кукурудзи збирають близько 50 тонн зеленої маси, з якої в біогазовій установці можна отримати, після додавання рідкого гною, близько 5000 м^3 біогазу (50 МВт · год./га), що при площі 3 млн. га дає 15 млрд. м^3 біогазу [24].

Для виконання Польщею задекларованих цілей Енергетичного Пакету Євросоюзу по забезпеченню 15% енергії з ВДЕ до 2020 року, загальна поверхня ґрунтів для отримання біомаси повинна скласти близько 4 млн. га, що становить близько 20% всіх сільськогосподарських угідь. Але, зважаючи на біотехнологічний розвиток до 2020 року, поверхня енергетичних обробітків напевно буде меншою, що докладно висвітлено у працях проф., інж. Яна Попчика (Jan Popczyk) з Сілезького політехнічного університету [24]. Виконання цієї програми підвищить енергетичну безпеку країни.

Багатообіцяючими виглядають дії консорціуму Grupa Prater, до складу якого входить, між іншим, спілка "Bio-energia", в сфері вирощування міскантуса і тополі на декількох тисячах гектарів та спалювання їх разом з соломою в теплоелектроцентралях потужністю 18 МВт$_e$ [24].

При реалізації проектів у Польщі передбачається, що допомога із загальнодержавних ресурсів буде становити близько 50% коштів, пов'язаних із закладкою плантації та річних доплат в розмірі 45 євро/га.

Оцінюється, що для потреб електростанції і котельні потреба в біомасі наублизчими роками буде становити від 2,5 до 3,5 млн. тонн щороку [24].

Кількість енергії, утвореної з біомаси.

У 2010 році у Польщі обсяги виробництва електроенергії із застосуванням технологій, що використовують біомасу і біогаз, складали близько 3720 ГВт · год. (разом із сумісним спалюванням) [29]. У 2010 році в країнах ЄС з біомаси було отримано 80,123 Мт н. е. енергії – приріст у порівнянні з 2008 склав 6,65 Мт н. е. (приблизно 11%) (табл. 5.1). Вироблено 68,4 ТВт.год. електроенергії (приріст у порівнянні з 2008 р. близько 13,6) [29].

На основі вищезгаданих даних необхідно зазначити, що близько 95,5% загальної енергії, отриманої з біомаси, перетворюється безпосередньо у теплову

та механічну енергію (біопаливо), й лише 4,5% – в електроенергію. Передбачається, що у 2012-2015 роках значно зросте частка біомаси, використовуваної для установок комбінованого виробництва електро- і теплової енергії. Відбувається поступова заміна вугілля біомасою для спалювання на електростанціях і теплоелектроцентралях (в 2009 році Польща збільшила частку біомаси в балансі палив до 8,5%). Легко порахувати, що потреба електростанцій у відходах деревини, сільськогосподарського і переробного виробництва, деревини з плантацій енергетичної тополі та верби зросте на декілька мільйонів кубічних метрів. У балансі теплової енергії визначну роль відіграє також й солома. Згідно з розробленою до 2025 стратегією розвитку Польщі передбачається збільшення кількості біогазових установок та широке використання біопалива в транспорті. Цілі, поставлені урядом Польщі, амбіційні, але цілком реальні.

Таблиця 5.1

Виробництво енергії з біомаси в країнах ЄС в 2009-2010 рр, млн. т н. е. [29]

Країна	2009	2010
Франція	9,795	10,471
Швеція	8,608	9,911
Німеччина	11,217	12,230
Фінляндія	6,473	7,753
Іспанія	4,315	4,571
Польща	5,191	5,856
Австрія	3,917	4,529
ЄС	73,472	80,123

Зазвичай 2 тонни сухої деревини або соломи за енергетичним балансом дорівнюють одній тонні вугілля, а 1 м^3 біогазу дорівнює 1 кг вугілля. Польське вугілля має в цілому параметри 25/22/0,8 (тепло згорання 25 МДж/кг, 22% попелу, 0,8% сірки), натомість рослинна біомаса (деревина або солома) – 13/3/0,03. Сухий стічний осад має параметри 14/45/0,8, які наближаються до показників мулу, що утворюється при вимиванні вугілля, або параметрів пилу коричневого вугілля [97]. Це не найкращі енергетичні показники для сировини, але в разі потреби вона також може бути використана.

Понад 90% енергії з відновлюваних джерел в 2008 р. в Польщі походило з біомаси [78].

5.2. Енергетичний потенціал біомаси в Україні

Енергетичний потенціал біомаси в Україні складає 33 млн. т умовного палива, з яких 19 млн. т – це відходи та 14 млн. т – та біомаса, яку можливо вирощувати на землях, які не використовуються. За загальними оцінками, Україна наразі виробляє близького 1 млн. т у.п. біомаси, що складає 0,5% від загально-

го споживання енергії в Україні. Тим не менш, за останні роки спостерігається швидкий ріст обсягів виробництва гранул, брикетів, пелетів. Якщо в 2010 році виробництво сягало 640 тис. т у.п., то вже в 2011 році Україна може похвалитися майже 1 млн. т у.п. [337].

Згідно експертних оцінок, отриманих згідно офіційних статистичних даних, теоретичний потенціал біопалива в Україні становить 50 млн. т у.п., технічний – 30,23 млн. т у.п., а економічно доцільний – 27,27 млн. т у.п. тобто, виходячи з теперішнього рівня загального споживання первинних енергоносіїв в Україні (230 млн. т у.п.).

За еколого-біоенергетичним потенціалом біомаси Україна набагато випереджає усі країни ЄС (рис. 5.1) за рахунок якого може задовольнити близько 13% загальної потреби України в енергії.

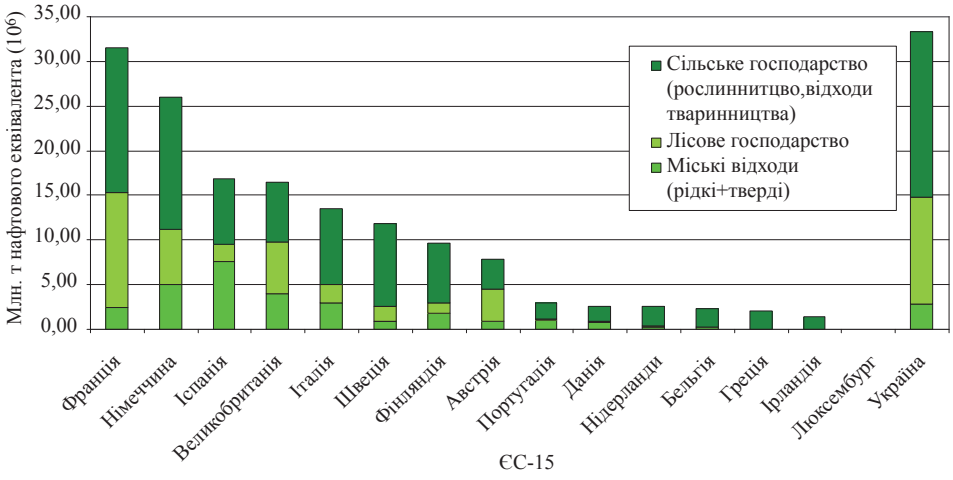


Рис. 5.1. Еколого-біоенергетичний потенціал країн членів ЄС, його частка млн. т.н.е. (10^6 т) у порівнянні з Україною [266]

Для України одним з найбільш привабливих джерел енергії є біомаса. Це переважно сільськогосподарські відходи та відходи деревообробної промисловості. У таблиці 5.2 представлені дані міністерства агропромислової політики щодо розрахунків енергетичного потенціалу біомаси України за різними видами біомаси [266]. Потенціали біомаси по областях в Україні розраховувались у цьому звіті на основі доступних статистичних даних лісового та сільського господарств. Розрахунки було проведені для кожної з 25 областей України. Такий спосіб детального розрахунку дає можливість оцінити кожну область з точки зору наявного в ній потенціалу біомаси.

Відходи сільського господарства, для яких виконувався розрахунок, включають солому озимих та ярових культур, стовбури і початки кукурудзи, лушпиння та стовбури соняшника. Якщо говорити про солому, то вона використовується для таких цілей, як корм та підстилка для тварин. З тієї кількості соломи, що залишається, від 30% до 50% можна заощадити для використання у якості палива.

Крім того, до 50% решток стебел кукурудзи, до 80% стебел соняшника і 100% соняшникового лушпиння можуть бути використані для виробництва енергії.

Треба підкреслити також нерівномірність розподілу біомаси по території України. Північно-західні області України переважають за наявністю деревною біомаси, але значно поступаються за відходами сільського господарства. Південно-східні та центральні регіони з розвиненим сільським господарством, навпаки, мають значний потенціал біомаси з його відходів.

5.2.1. Деревина як біопаливо

Деревина здавна використовувалася у якості палива. Зараз на енергетичні потреби використовують деревину лісосічних відходів, а також відходів, що утворюються у деревообробній, картонажній промисловості, при пакуванні та на будівництві. Все більшу частку займає деревина спеціально вирощуваних енергетичних культур.

Україна має енергетичний потенціал деревини 2,13 млн. т у.п., з яких 1,48 доцільно використовувати для опалення (табл. 5.2) [266]. Відходи деревини, які оцінюються у розрахунку, є відходами кінцевої вирубки лісу і проріджування. Загальна кількість лісосічних відходів, відходів лісообробної промисловості отримана з статистичних даних. У лісових відвалах накопичилось більш ніж 14 млн. м^3 відходів, у лісах – ще 7 млн. м^3. При цьому цей процес триває. У регіонах Західної України відходи деревопереробки та заготівлі становлять серйозну соціальну та екологічну проблему [274].

Вважається, що 50% загальної кількості лісосічних відходів в Україні можуть бути зібраними для використання у якості палива. Усі відходи лісової промисловості оцінюються як такі, що можуть бути використаними у якості палива. Державний комітет лісового господарства України здійснює управління приблизно 68,3% території, зайнятої лісом. У розрахунку також враховано потенціал решти зайнятої лісами території (31,7%). Ми припустили, що ця частка лісів має такий же розподіл лісових ресурсів, як й територія під лісом, підпорядкована Держав-

Таблиця 5.2

Потенціал виробництва пелет і брикетів з відходів деревини, 2009 р.

Сировина	Наявність біомаси, млн.		Потенціал отримання енергії, млн. т у.п.
	т	м^3	
Відходи деревообробної промисловості	0,5	х	0,37
Деревина (Агро ліс)	х	0,036710	0,26
Деревина (Держкомлісгосп України)	х	7,9	2,10
Торф			0,77
Енергетичні культури: тополя, міскантус, акація, вільха, верба			12,39
Всього			15,89

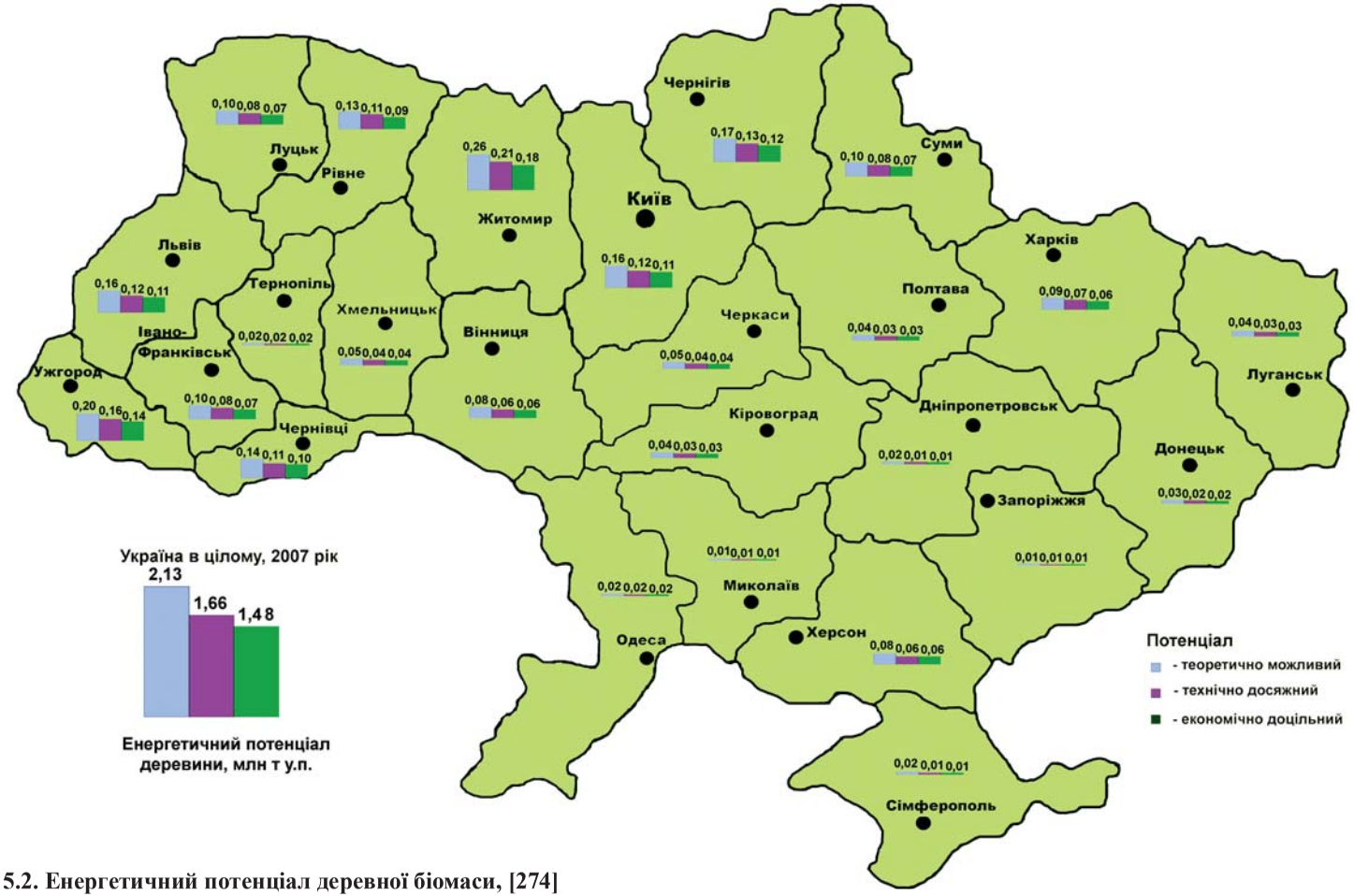


Рис. 5.2. Енергетичний потенціал деревної біомаси, [274]

ному комітету лісового господарства. Припускається, що запас енергії палива з деревини дорівнює 9,0 МДж/кг. У той час як теоретично та економічно доцільний потенціал енергетичних культур: тополі міскантусу, акації, вільхи, верби становить відповідно 14,58 та 12,39.

Значним є потенціал відходів деревини (лісова, деревообробна промисловість) у Житомирській (0,12 Мт н.е.), Закарпатській (0,09 Мт н.е.), Київській (0,073 Мт н.е.), Львівській (0,062 Мт н.е.), Харківській (0,058 Мт н.е.) та Сумській (0,048 Мт н.е.) областях (рис. 5.1) [247]. Ці області складають 46,7% загального потенціалу біомаси в Україні. Вони розташовані переважно у західній і північній Україні, де є ліси і підприємства лісової промисловості. Частка деревини від загального потенціалу біомаси в цих областях становить від 58,7 до 14,3%. У центральних, а особливо південних регіонах цей показник дуже низький.

Розрахунок потенціалів біомаси по областях базується на статистичних даних по АПК та лісовому господарстві.

На сьогоднішній день Україна споживає біомасу переважно у вигляді деревинного палива – приблизно 1 млн. т у.п. на рік при традиційному спалюванні для опалення приватних будинків, та використовує більше 1000 твердопаливних котлів у деревопереробній та лісовій промисловості. Але це крапля в морі порівняно з існуючим потенціалом.

У Польщі ж щороку на переробку відправляється близько 27 млн. м^3 деревини, з яких близько 3,5 млн. м^3 походять з лісу і використовуються безпосередньо для опалення. Лише 1/5 частина обробленої деревини потрапляє на ринок у якості кінцевого продукту (меблі, вікна, двері, підлога тощо), а близько 4/5 стає відходами виробництва у формі тирси, щепи, гілля, обрізків та ін. [97]. Ціна деревини для опалення у Польщі становить ≈200 зл./м^3 (2009 рік). Польща не має можливості отримання більшої кількості паливної деревини, хіба що за рахунок розширення плантацій швидкозростаючих дерев, як то тополя і чагарникова верба. Якщо зі щорічно отримуваних 23 млн. м^3 деревини вирахувати 4/5 на відходи, то отримаємо щороку 19 млн. м^3 деревини, яку можна використовувати у якості палива. Середня щільність деревини для опалення становить 450 кг в 1 м^3. Це приблизно 7,2 млн. тонн деревини щороку, що дорівнює 4 млн. тонн кам'яного вугілля. Кількість деревини, що використовується на енергетичні цілі в Польщі, складає понад 1,5 млн. тонн [118]. Деревина, на жаль, часто спалюється у малих котлах, пристосованих для спалювання вугілля або вугільного пилу (близько 100 000 шт.), що мають дуже низький ККД й загальну потужністю близько 5000 МВт [97].

У таблиці 5.3 згідно «Плану дій по біомасі» заплановано введення в дію твердопаливних котлів різної потужності пристосованих для спалювання деревини [266].

У Польщі в 2010 році кількість установок, опалюваних деревиною, оцінювалась приблизно у 320 тис., а їх загальна теплова потужність складала 1040 МВт [97]. До найбільших котелень, опалюваних біомасою, можна віднести: котельню в Пішу (Piszu) потужністю 21 МВт, Новій Денбі (Nowej Dębie) – 8 МВт [97]. Останніми роками спостерігається стійка тенденція з підвищення продажу

котлів для спалення біомаси на ≈20% щорічно. Вартість котла потужністю 20–80 кВт складає 130–150 зл./кВт [118]. Все більш поширеним стає пелетування дерев'яних відходів, тирси, лузги, соломи тощо, які пресуються у біомасу у формі гранул або пелет. Такі вироби фасуються у паперові мішки різної величини, так щоб вони вміщувалися у дверцята печі.

Згідно з прогнозами експертів з Агентства з відновлюваної енергетики та НТЦ «Біомаса» в Україні у 2030 р. споживання деревини та її відходів для виробництва енергії становитиме близько 13 ТВт. год., а через десять років може досягнути 16,3 ТВт · год./рік. В Україні є достатньо можливостей для нарощування енергетичного потенціалу деревини. Уже зараз надходять реальні пропозиції щодо підвищення продуктивності наших лісів до рівня сусідніх країн. Тому можна прогнозувати, що у 2050 році використання деревини зросте до 25 ТВт. год./рік.

5.2.2. Солома як біопаливо

Україна завжди була країною з розвиненим сільським господарством. У часи коли ціни на енергоносії були низькими, а проблеми екології практично не піднімались, над можливостями використання відходів сільського господарства в якості паливних ресурсів особливо не замислювались. Останніми роками проблема енергоносіїв стала досить гостро і особливо для сільгоспвиробників, що відчувають гостру нестачу коштів. Тому використання рослинних решток у якості палива дуже привабливе (табл. 5.4). Велике різноманіття рослинних решток з біоенергетичної точки зору можна розбити на дві групи. Перша група – це рослинні рештки, що супроводжують технологічні процеси отримання основної сільськогосподарської продукції і одразу утилізуються, як то: виноградна лоза і гілки після обрізання плодових дерев, рисова солома й лузга, тощо. Енергетичний еквівалент 150 тис. т виноградної лози, що обрізається щорічно на 80 тис. га виноградників України, дорівнює майже 200 тис. т вугілля. Ще така ж кількість енергії накопичена у 150–170 тис. т рисової соломи і 25–30 тис. т рисової лузги, що спалюється щорічно через неможливість їх використання як органічного добрива через високий вміст кремнію. З 1,9 млн. т деревини, що щорічно вирізається у садах України, можна отримати 4,6 МВт. год. електроенергії або 0,6 млн. Гкал тепла. Що стосується таких видів решток, то вони, безумовно, повинні бути перероблені у прийнятні форми палива і використані як дешеве джерело енергії.

За сучасних валових зборів зерна на рівні 50 млн. т для енергетичних цілей може бути використано до 24 млн. т соломи. При зростанні валового збору до 80 млн. т ця цифра зросте до 40 млн. т. Якщо врахувати, що така кількість рослинної маси еквівалентна 5 і 8 млн. т.у.п, відповідно, значення такого виду біопалива важко переоцінити. Так, енергія, що може бути отримана при використанні такої кількості палива, перевищує потужності усіх опалювальних котелень, що експлуатуються у сільській місцевості. Використання соломи в таких обсягах дозволило б зекономити від 4,5 до 14 млрд. м^3 природного газу та зменшити викиди CO_2 до атмосфери приблизно на 12–16 млн. тонн [262].

Таблиця 5.3

Потенціал українського ринку котлів на деревині

Тип обладнання	Приблизна ємність ринку України, од.	Встановлена потужність, МВт	Період експлуатації, год./рік	Заміщення паливно-енергетичних ресурсів, млн. т у.п./рік	Заміщення природного газу, млрд. $м^3$/рік	Зниження викидів CO^2, млн. т/рік	Інвестиційні витрати, млн. грн.
Опалювальні котельні на деревині, 1–10 МВт	250	500	4400	0,30	0,26	0,51	100
Промислові котли на деревині, 0.1–5 МВт	1000	250	8360	0,27	0,24	0,46	50
Побутові котли на деревині, 10–50 кВт	53 000	1590	4400	0,96	0,84	1,65	318

Таблиця 5.4

Кількість рослинних решток у 2009 році

Група культур	Площа вирощування, млн. га	Кількість рослинних решток, млн. т.
Зернові колосові	13,7	42,8
Кукурудза	2,2	12,5
Сонячник	4,1	7,9
Ріпак	1,1	3,9
Інші культури	1,1	2,9
Всього	22,8*	70

* Враховано площі культур, після збирання яких на полі залишаються стебла і солома

Що стосується використання соломи і стебел культурних рослин для виробництва біогазу або спалювання в якості твердого палива, то при визначенні допустимих обсягів використання їх як біоенергетичної сировини необхідно враховувати і традиційні напрями їх застосування: для утримання і годівлі тварин, заорювання задля відтворення родючості ґрунту.

Найбільшим потенціалом біомаси володіють Одеська (0,64 Мт н.е.), Дніпропетровська (0,56 Мт н.е.), Полтавська (0,51 Мт н.е.), Кіровоградська (0,49 Мт н.е.), Запорізька (0,44 Мт н.е.), Донецька (0,43 Мт н.е.), Харківська (0,41 Мт н.е.) області (рис. 5.4). Ці області покривають 47,8% загальних ресурсів біомаси. Вони розташовані у західній і південній Україні, для яких характерною є інтенсивна сільськогосподарська діяльність. У цих областях відходи сільського господарства становлять більше 79% загальних ресурсів біомаси.

Також великі ресурси біомаси є у Миколаївській (0,40 Мт н.е.), Київській (0,38 Мт н.е.), Херсонській (0,32 Мт н.е.), Чернігівській (0,31 Мт н.е.) та Вінницькій (0,29 Мт н.е.) областях. Ці області складають 23,4% загального потенціалу біомаси. Згадані області є також важливими сільськогосподарським зонами. Частка відходів сільського господарства в цих областях більше ніж 71% від загальної кількості ресурсів біомаси.

Зараз для виробництва енергії використовується солома в обсязі, еквівалентному 2 ГВт · год./рік. Прогноз розвитку біоенергетики показує, що споживання соломи та стебел для виробництва енергії в 2030 р. буде еквівалентним 23 ТВт · год./рік, можна припустити, що в 2050-му році цей показник зросте до 50 ТВт · год./рік, що потребуватиме використання до 60% технічно доступних ресурсів.

Теплова енергія 1 кг соломи з вологістю 15% становить біля 14,3 МДж, що відповідає запасам теплової енергії 0,81 кг деревини для опалення, 0,75 грубого вугілля або 0,41 м^3 природного газу.

Перед використанням соломи в енергетичних цілях її слід зібрати, за необхідності досушити, транспортувати та зберігати. Тому, важливою характерис-

Таблиця 5.5

Характеристика енергомісткості соломи в залежності від технологій її приготування до спалювання [338]

Солома як біопаливо	Об'ємна маса, кг/м^3	Питомий об'єм, м^3/ т	Питома енергомісткість, МВт/м^3
Солома			
насипна	20–50	20–50	0,7–0,16
подрібнена (січка)	40–60	16–25	0,13–0,19
прямокутні тюки	70–130	7,7–14	0,23–0,43
круглі тюки	60–90	11–16	0,19–0,29
в'язанки	50–110	9–20	0,16–0,36
брикети, гранули	300–450	2,2–3,3	0,99–1,48

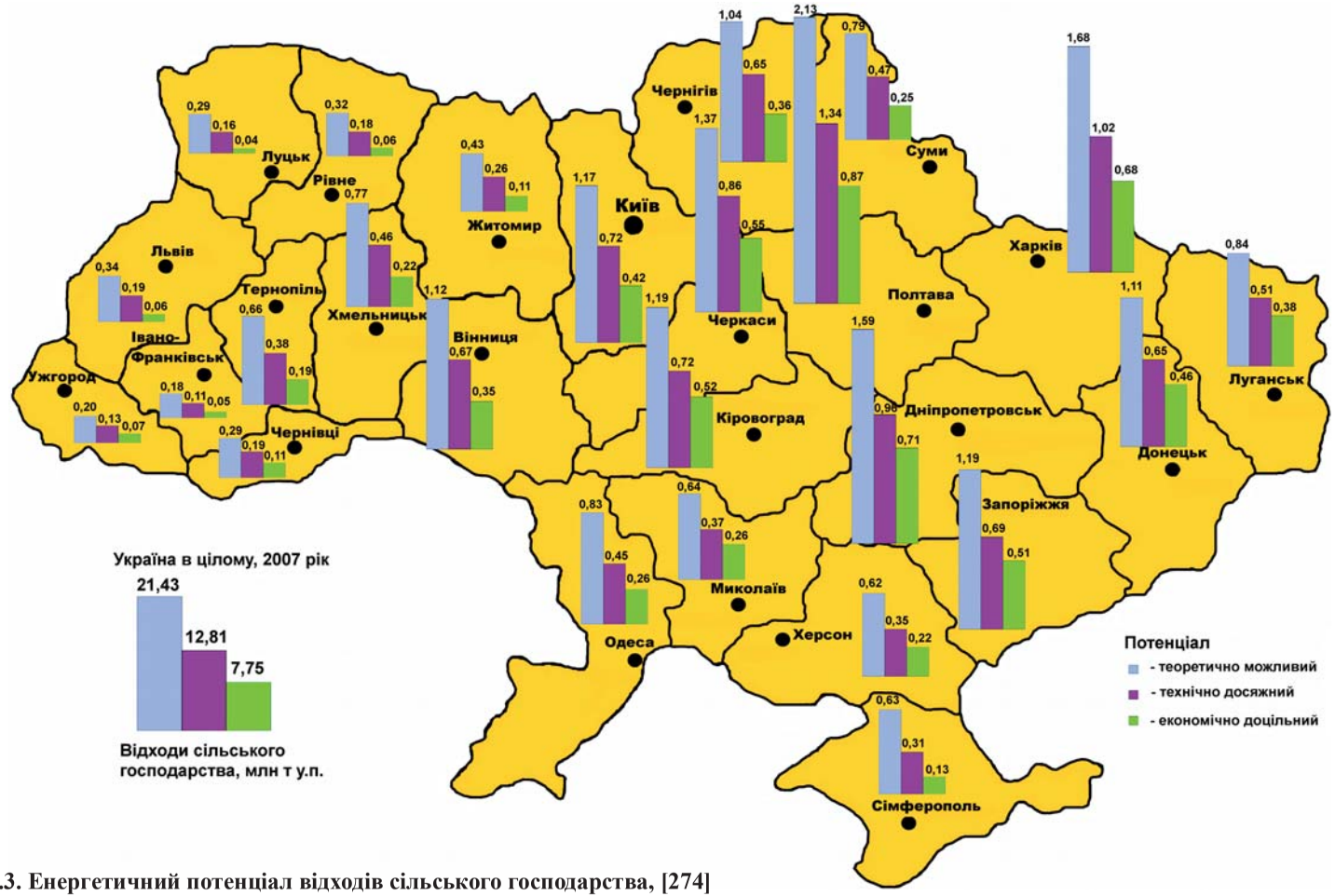


Рис. 5.3. Енергетичний потенціал відходів сільського господарства, [274]

тикою відходів рослинництва є щільність. За різної технології збирання соломи вона може пресуватись в малі, середні і великі тюки циліндричної і прямокутної форми, вага яких складає від 15–25 кг до 200–450 кг. Тюки соломи, які використовують як паливо, зберігають просто неба або під накриттям.

У таблиці 5.6 представлені розрахункові показники економічної ефективності використання соломи в якості палива у розсипному вигляді, ущільненої у рулони або пресованої у брикети.

У Польщі щороку виробляється близько 25 млн. т соломи (еквівалентних 11,5 млн. т вугілля) [20]. Оцінюється, що для енергетичних цілей можна використати близько 8–10 млн. т. Це дозволить зменшити використання вугілля приблизно на 4–5 млн. т, а також зменшити викиди CO_2 до атмосфери приблизно на 8–10 млн. т. Ціна тонни соломи складає 80–100 злотих. Спалювання соломи супроводжує залишкова емісія SO_2, а значення емісії NO_x такі ж, як з вугільних котелень. Зольні залишки становлять 3–5% від маси спалюваної соломи. Головною складовою попелу є калій, що може використовуватись у якості добрив.

Таблиця 5.6

Показники економічної ефективності використання соломи як альтернативного джерела палива

Тип обробки соломи	Витрати на заготівлю, грн/т	Витрати на спалювання, грн/т	Собівартість транспортування автотранспортом на 10 км, грн/т	Середня собівартість виробництва тепла, грн./ГДж	Економічна ефективність виробництва тепла із соломи у порівнянні із газовим опаленням, грн	
					на 1 т соломи	на 1 ГДж
Подрібнення	108	407	72	43	600	50
Ущільнення у рулони	112	415	68	47	526	47
Брикетування	467	382	22	72	451	38

У Польщі солома використовується як паливо для обігріву житлових будинків, господарських будівель на аграрних підприємствах, комунальних котельнях, теплоелектроцентралях.

Переваги використання соломи для енергетичних цілей:

- зменшення викидів CO_2, SO_2, NO_x;
- зменшення кількості спалюваної на полях соломи – уникнення деградації навколишнього середовища;
- високий рівень ККД обладнання;
- зменшення витрат робочої сили при обслуговуванні котлів (накладення палива лише на подавальний стіл, запас на 6-8 годин);

– збільшення періоду між чистками котла (наприклад, котел 1 МВт вимагає очистки раз на тиждень);
– робочий режим котла від 20% до 100% від номінальної потужності;
– значне зменшення коштів на вироблення 1 ГДж теплової енергії;
– використання локального відновлюваного джерела енергії;
– підвищення конкурентоспроможності сільськогосподарської продукції;
– створення додаткових робочих місць для місцевого населення при доставці палива;
– підвищення енергетичної безпеки;
– приток на місцевий ринок грошей за виробництво "зеленої енергії".

Недоліки:
– низька теплотворна здатність – близько 15 ГДж/т;
– значна залежність теплотворної здатності від вологості соломи;
– великі витрати на отримання, переробку, транспортування та зберігання;
– недостатня кількість печей для спалювання соломи;
– недостатня кількість агрегатів для пелетування;
– недостатньо розвинений та насичений ринок біопалива не дає гарантій на забезпечення великих теплоелектроцентралей достатньою кількістю соломи;
– існуючі законодавчі акти не передбачають фінансових преференцій за тепло, отримане з соломи в теплових установках малої потужності;
– під час спалювання виділяються: сполуки хлору, калію, які спричинюють корозію, а також велика кількість лужних металів, що призводять до виникнення шлаків.

ДОСВІД ПОЛЬЩІ

Польща отримує біля 6,6 млн. тонн соломи, використання якої у якості палива могло б дати додатково близько 237 ПДж теплової енергії, що складає до 5% необхідної енергії. На сьогодні в Польщі отримують 1,5–2% енергії з соломи і вважають цю ситуацію незадовільною [92].

Програмні документи уряду Польщі передбачають значне збільшення використання біомаси в енергетичному балансі країни і тому теплова енергія з соломи застосовується у народному господарстві Польщі значно активніше ніж в Україні. Закон про групи аграрних виробників, прийнятий 15 вересня 2000 р. польським Сеймом, дозволяє об'єднання виробників конкретної галузі (наприклад виробників пелетів з соломи). Групу можна утворити в секторі "сільськогосподарські продукти для технічного використання або отримання енергії".

Велике значення для розвитку теплової енергетики з використанням соломи має організація Воєводських Фондів Охорони Довкілля і Водного Господарства Польщі. У регіонах країни, де ці фонди підтримують ініціативи зменшення пилових і газових забруднень атмосферного повітря від низьких димарів, спостерігається збільшення кількості проектів із заміни котлів для спалювання вугілля, забруднюючих навколишнє середовище, на соломоспалювальне обладнання. Чинником, обмежуючим широке застосування соломи як палива, є високі інвестиційні кошти за нижчих експлуатаційних витрат. Ціна однієї тонни соломи

для енергетичних цілей базується на вартості підготовки соломи до спалювання (прямокутні і круглі тюки) і становить від 80 до 100 злотих за тонну. Істотною умовою економічної ефективності є ступінь використання потужності котла. Проведені в аграрних господарствах дослідження котлів потужністю близько 50 кВт показали економічність такої інвестиції при річному використанні, еквівалентному 10 тоннам вугілля [92].

Заміна вугільних котелень котельнями для опалення деревиною і соломою відповідає положенням Закону про підтримку термомодернізації і дає можливість отримання кредиту і премії за термомодернізацію, прийняті в Польщі. Головною умовою кредитування та отримання 25% термомодернізаційної премії є удосконалення, в результаті якого наступає зменшення річних втрат первинної енергії в локальному джерелі тепла і в локальній тепловій мережі щонайменше на 25%. Вимагається також, щоб кредит в розмірі до 80% коштів інвестиції міг бути погашений у період до 7 років із заощаджень експлуатаційних витрат, а дисконтна вартість проекту (нетто), отримана з енергетичного аудиту, була додатною.

Беручи до уваги можливість отримання вигідного кредиту на освоєння відновлюваних джерел енергії з Банку Охорони Середовища або з Банку Загальнодержавного Господарства Польщі на підставі закону про підтримку термомодернізаційної інвестиції окупність котельні, опалюваної біомасою, у Польщі становить приблизно 4-5 років.

5.2.3. Енергетичні культури

Згідно з прогнозами змін інтенсивності використання сільськогосподарських угідь польське землеробство все більше буде орієнтуватись на вирощування енергетичних культур в якості сировини для промисловості і місцевої енергетики.

Грунтово-кліматичні умови більшості регіонів України також є сприятливими для вирощування енергетичних культур з високим рівнем накопичення енергії біомаси під час вегетації (рис. 5.4). Сучасний стан земельно-ресурсного потенціалу сільського господарства України дає змогу на спеціально відведених низькопродуктивних або деградованих сільськогосподарських угіддях, непридатних для вирощування сільськогосподарської продукції закладати енергетичні плантації швидкого обороту, здатні накопичувати велику біомасу, зокрема за рахунок того, що у них фотосинтез відбувається впродовж тривалого періоду – від ранньої весни до пізньої осені.

Маючи майже удвічі більший щорічний приріст біомаси у порівнянні з деревиною і у півтора рази більшу теплотворну спроможність, їх можна вважати одним їх важливих видів відновлювального твердого палива. Собівартість отримання сухої речовини таких культур у межах 150–200 грн./т і питома теплота згорання більше 12 мДж/кг роблять паливо з цих культур конкурентоздатним в порівнянні з іншими видами твердого палива. З точки зору отримання етанолу та біогазу, енергетичні рослини також дають один з найбільших результатів. Крім того, біомаса швидко зростаючих енергетичних культур може бути використана як сировина у хімічній промисловості для виготовлення целюлози і метанолу.

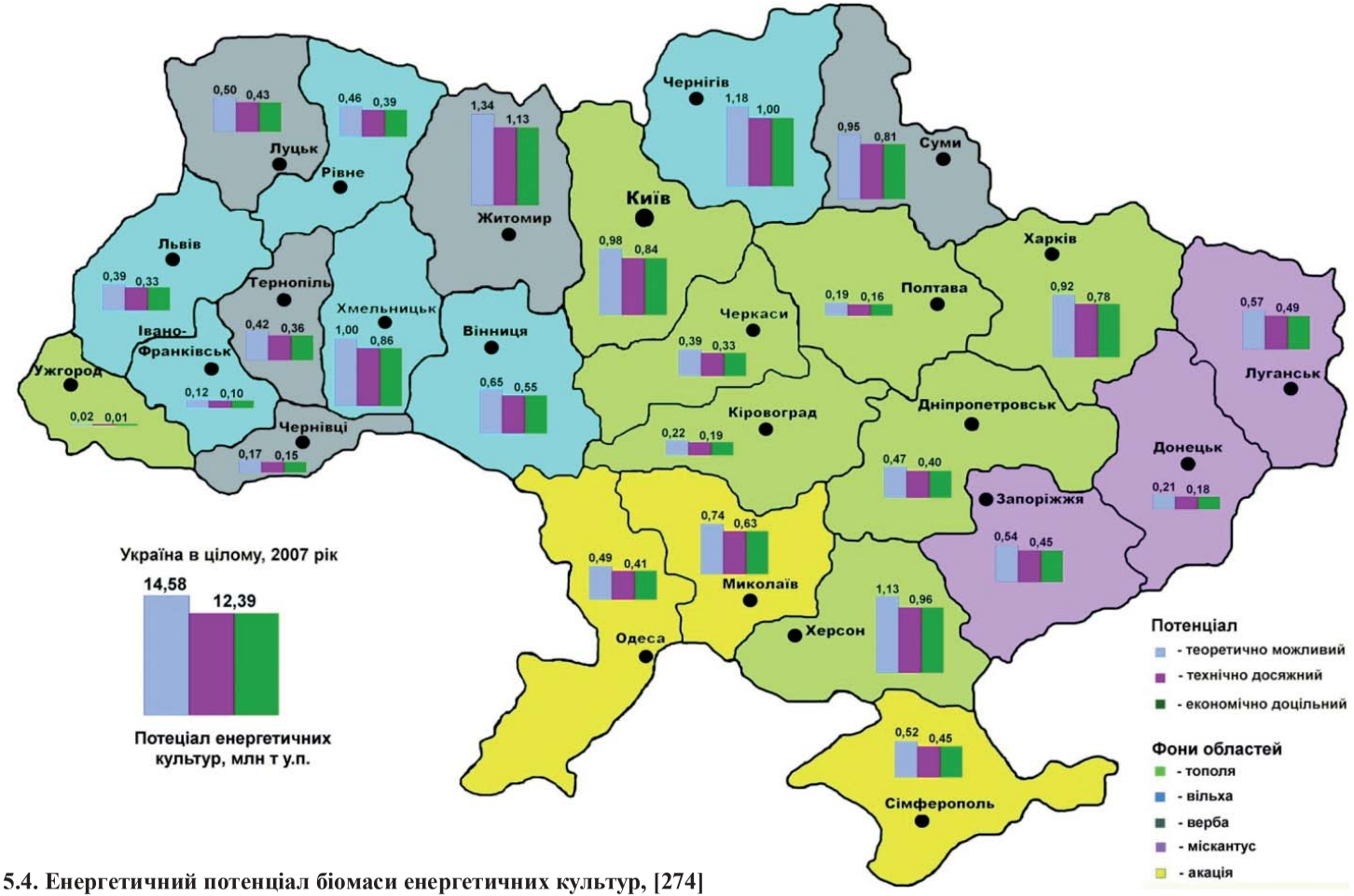


Рис. 5.4. Енергетичний потенціал біомаси енергетичних культур, [274]

Для вирощування культур, які формують потужну вегетативну фітомасу доцільно використовувати наступні рослини:

- дерев'янисті плантації швидкого обороту (енергетична верба, тополя), акація;
- дводольні рослини (артишок, топінамбур, сида);
- багаторічні злаки (міскантус гігантський, світчграс);
- однорічні злаки (сорго суданське та інші) та ін. [339].

Вибір конкретної енергетичної культури для вирощування, залежить від ряду чинників, таких як: тип ґрунтів, водний баланс, вид ландшафту, транспортні зв'язки, місцезнаходження потенційного споживача (котельна або електростанція), конкуренція з іншими культурами і соціальна думка з приводу цього питання. Як правило, відстань, на яку доцільно транспортувати біомасу як паливо, не повинна перевищувати 50 км. Крім того, економічні та енергетичні показники потенціалу біомаси різних видів енергетичних культур відрізняються за вмістом сухих речовин, рівнем розміщення в різних грунтово-кліматичних зонах України, за кількістю цукру, лігніну та целюлози, що суттєво впливає на ціну біопалива в цілому. Закордонний досвід свідчить про необхідність заключення довгострокових контрактів між постачальником і замовником; при цьому транспортні витрати лягають на плечі постачальника. Тому при вирощуванні енергетичних культур необхідно:

- обрати культуру для вирощування, яка більше всього підходить до даного типу ґрунту і кліматичних умов;
- визначити, чи буде ефективним вирощування вибраної культури, збір урожаю, його зберігання;
- визначити переробки і транспортування економічно доцільним в існуючих ринкових умовах способом;
- вибрати систему культивування відповідно до прийнятої в сьогоднішній сільськогосподарській практиці з найменшими негативними наслідками впливу на навколишнє середовище.

Характеристика деяких енергетичних культур [340].

Перспективною культурою для виробництва біопалива є ***цукрове сорго*** – високорослa рослина, висотою 3,0–3,5 метра, що відноситься до групи (С4) з підвищеним вмістом цукрів (з одного гектара можна збирати 90–100 т цукроносної біомаси). До кінця вегетації в соці стебел накопичується до 16–18% цукрів. З одного гектара можна забезпечити отримання 40–50 тонн соку, що використовується для виробництва етанолу, бутанолу і до 25–30 тонн сухої маси (бегаси), яку можна переробити в біогаз або брикети і пелети. Враховуючи невелику вимогливість до родючості ґрунту, низьку чутливість до засухи і засоленості ґрунту, вітчизняні сорти і гібриди цукрового сорго здатні забезпечити значну кількість дешевої біомаси.

Світчграс – це прямостояча, теплолюбна, багаторічна трава (С4), різновидність проса, в природних умовах росте в Північній Америці вздовж 45–55 Північної довготи аж до Мексики. Рослина має червонуваті прямостоячі стебла, які досягають 0,5–2,7 м у висоту розмножується насінням і кореневищем. Світчграс не шкодить родючості ґрунту, використовується для виробництва кормів та як біомаса для виробництва біогазу і етанолу. Внаслідок високої урожайності світч-

грас можна вирощування на ґрунтах різної якості, він не вимогливий до вмісту вологи та поживних речовин. Перевагами вирощування біомаси світчграсу для навколишнього середовища є: незначне використання пестицидів, боротьба з ерозією, сприяння збереженню природних умов та поліпшенню якості ґрунту. Порівняно з однорічними трав'яними культурами світчграс зменшує ерозію та рівень використання пестицидів відповідно на 95% і 90%. Продуктивність коливається в межах від 6 т сухої речовини на ґрунтах з низькою родючістю до 25 т на ґрунтах з високою родючістю. За умови гарного догляду можна збирати урожай протягом 15 років. Зі збільшенням використання біомаси в Україні, світчграс може відігравати важливу роль у постійному забезпеченні необхідної кількості виробленої лігноцелюлозної біомаси, основними привабливими особливостями якої є низька собівартість вирощування.

Міскантус (Слонова трава) – багаторічна енергетична культура. Кліматичні умови територій походження міскантусу пристосували його до умов високої температури й інтенсивності сонячного випромінювання. Ріст рослин з механізмом фотосинтезу *C4* обмежений низькими температурами, але міскантус – одна з не багатьох подібних рослин, яка здатна рости в умовах клімату Центральної та Східної Європи і досягати високих урожаїв біомаси. З засіяного одного разу поля через три роки можна збирати врожаї біомаси кожного року протягом двох десятиліть по 20-25 т/га сухої речовини. Особливо швидким ростом і високою якістю характеризується різновид міскантусу – M. sinensis. У натуральному середовищі ці рослини виростають висотою до 6 м, діаметр стебел сягає до 6 см, а вегетація може тривати близько 30 років. На відміну від інших фітоенергетичних рослин, наприклад, ріпаку та соняшнику не виснажує землю, а накопичує вуглець.

Цукрові буряки є економічно обґрунтованою біосировиною для виробництва біопалива в зоні помірного клімату, що забезпечує найбільший вихід енергії (від 135 до 150 ГДж) з гектара площі в порівнянні з іншими фітоенергетичними культурами. Частину отриманого соку можна переробляти за існуючою технологічною схемою на цукор, а решту – для отримання біоетанолу та біогазу. З однієї тонни коренеплодів цукрових буряків у середньому можливо отримати до 500 м^3 біогазу, а з тонни гички – 400 м.



Рис. 5.5. Плантація енергетичної верби в Лучицях [313]

Неабияку енергетичну цінність мають ***луб'яні культури*** [292].

Видами, найбільш пристосованими до обробітку в Україні та Польщі, є різні форми ***дикої верби виду Salix viminalis*** (рис. 5.5). Вербу розмножують вегетативним способом за допомогою саджанців, які після посадки до ґрунту укорінюються, утворюючи нові рослини. Посадковим матеріалом є від-

ростки довжиною 20-25 см, товщиною від 5 до 15 мм. Саджанці виготовляються з однорічних або дворічних відростків.

У наших природних умовах на 1 га висаджується від 20 до 60 тис. саджанців. Висота трирічних відростків на чотирирічних кореневищах коливаєся від 5,5 до 6,0 м, а середня товщина відростка становить 30 мм. Урожай сухої маси деревини верби в одному з досліджень склав у середньому 17,5 т/га на рік [20]. У 2007 році у Польщі з енергетичних плантацій отримано близько 270 тис. т біомаси, при цьому доплати від ЄС в 2007 році становили 416 злотих на один гектар плантації [24].

Зазвичай, заготовка деревини розпочинається після двох років вирощування і може відбуватися в однорічних, дворічних або трирічних циклах. Загальний період користування одним кореневищем становить близько 30 років. Після цього періоду ґрунт необхідно рекультивувати. Насадження чагарникової верби доцільно використовувати у межах рекультивації промислових територій і захисних зон навколо заводів не тільки з огляду на їх витривалість до забруднення, але й з причини їх здатності до освоєння територій, що характеризуються підвищеною кислотністю, нестачею води і органічних речовин. Подібне застосування верби можуть знайти на високо токсичних звалищах сміття і відходів.

Вербові насадження, поза споживчими якостями, позитивно впливають на мікроклімат оточуючого середовища:

– стримують ерозію ґрунтів;
– покращують краєвид.

Останнім часом *Salix viminalis* рекомендується для охорони середовища на промислових територіях, забруднених важкими металами, при рекультивації ґрунтів, вздовж транспортних магістралей з інтенсивним рухом, біля житлових будинків і промислових будівель. Плантації вербняків виконують також функцію біологічної очистки стоків, що при надходженні на поля вербняку біологічно розкладаються й очищуються. Все більшу увагу зараз привертає й енергетичний аспект вирощування верби, як новий прибутковий напрямок сільськогосподарської продукції. Енергетична сировина з верболозу у принципі є невичерпним і швидко відтворюваним джерелом енергії. Спалювана деревина значно менш шкідлива для навколишнього середовища, ніж продукти спалювання вугілля. 1 кг брикету із зрубів чагарникової верби за калорійністю відповідає 0,7 кг кам'яного вугілля, а коштує вполовину дешевше [20].

Переваги вирощування енергетичних культур для селян:

– низькі витрати праці забезпечують швидку окупність інвестиції;
– низькі енергетичні витрати на обробіток при вирощуванні (мала потреба в гною та пестицидах);
– висока продуктивність;
– можливість вирощування на значних площах;
– можливість застосування стандартних машин, як для передпосівного обробітку ґрунту, так і для посадки, а з незначними пристосуваннями – й для збору біомаси;
– в перспективі – необмежений ринок;
– безпечність для довкілля (поєднання суспільних цілей: екологічних й сільськогосподарських).

Плантації енергетичної верби можуть розташовуватись у районах з достатньою вологістю ґрунту.

Діяльність польської фірми Vetenfall Heat Poland направлена на закладку плантацій енергетичної верби та міскантуса на площі близько 15 тис. га, головним чином, на лугах і непристосованих для сільського господарства землях. Важливою є також заготовка та впровадження логістичної системи. Впродовж найближчих шести років вищеназвана фірма має намір спалювати щороку в теплоелектроцентралях до 400 тис. тонн біомаси (наприклад, Прушків (Pruszków) – 50 МВт, Варшава). Для селян, що мають ґрунти низьких класів, це реальний шанс для отримання прибутку [24].

5.2.4. Енергетичний потенціал біогазу

Виробництво і енергетичне використання сільськогосподарського біогазу – це один з найвигідніших методів отримання відновлюваної енергії, потенціал якої в Україні використовується не в повній мірі.

За розрахунками вчених УААН для забезпечення побутових потреб села в електричній і тепловій енергії необхідно продукувати 10 млрд м^3 біогазу на рік. Таку його кількість можна отримати із відходів рослинництва і тваринництва, відходів молокозаводів, м'ясокомбінатів ті інших переробних підприємств, а також за рахунок використання біомаси спеціальних енергетичних культур (рис. 5.6) [265]. Потреба в інвестиціях тут становитиме біля 7 млрд. грн. крім того впровадження біоенергетичних технологій сприятиме поліпшенню екологічного стану, так і створенню близько 400 тис. нових робочих місць в Україні, радикальному прискоренню інтенсифікації та підвищенню прибутковості сільського господарства [270].

Дані технології вже багато років поширені в таких країнах, як Данія, Австрія, Німеччина і Швеція. Польща також намагається застосовувати досвід цих держав. До 2020 року відповідно до програми "Інноваційна енергетика – енергетичне сільське господарство", що відповідає положенням Енергетичної Політики Польщі до 2030 року, Польща повинна запровадити у сільському господарстві до 2500 біогазових установок. У 2009 р. фірмою Poldanor S.A було введено в дію 5 таких об'єктів у західно-поморському воєводстві. Передбачається, що найближчим часом буде побудовано ще кількасот нових [80].

За деякими оцінками Польща може отримувати близько 3 млрд. м^3 біогазу, при цьому середня теплотворна здатність становитиме 20 МДж/м^3 [80].

Щодо України, то на самих лише свинокомплексах та птахівничих підприємствах утворюється понад 3 млн. т органічних відходів у вигляді сухої речовини, а їх переробка дала б змогу одержати близько 1 млн. т у.п. у вигляді біогазу, що еквівалентно 8 млрд. кВт · год. електроенергії [272]. Крім того існує майже 2 млн. негазифікованих приватних домогосподарств.

За даними міністерства агроромислової политики потенційне виробництво біогазу в Україні може складати до 30–40 млрд. м^3 біогазу (табл. 5.7).

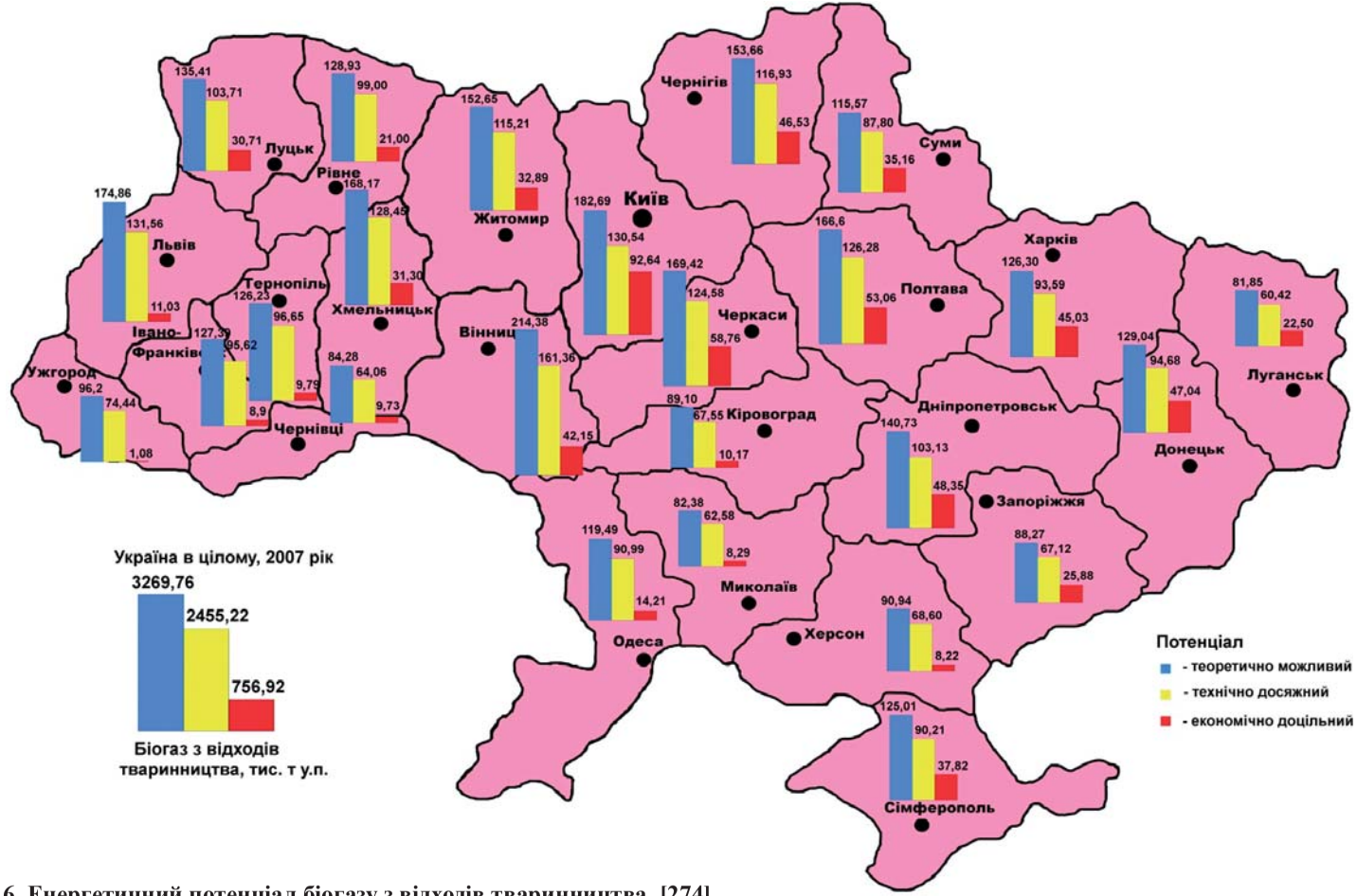


Рис. 5.6. Енергетичний потенціал біогазу з відходів тваринництва, [274].

Таблиця 5.7

Потенціал виробництва біогазу

Сировина	Наявність біомаси у 2009 р.			Максимально допустимий потенціал біомаси		
	Площі, млн га	Кількість відходів, млн.т	Отримана енергія млн.т. у. п.	Площі, млн. га	Очікувана кількість отриманої сировини, млн т	Отримання біогазу, млрд м³
Гній тварин і птахів	х	21,0	5,63	х		1,2
Зброджування осаду очисних споруд стічних вод	х		0,21	х		
На полігонах ТПВ			0,77			
З кукурудзи на силос (200ц/га)	0,357	1000	2,00	5		30
З початків гички (цукрових буряків)	0,3	10067		Брак даних	25	
Всього						30–40

Таблиця 5.8

Розрахунок ефективності виробництва біогазу з гною тварин та посліду птиці

Вид сировини	Обсяг переробки, тонн	Вихід біогазу з 1 т, м³	Валовий вихід біогазу, тис. м³	Собівартість одержаного біогазу, тис. грн.	Валовий прибуток, тис. грн.	Чистий прибуток, тис. грн.
Гній свиней	1000	60	60	13,2	150	136,8
Гній ВРХ	1000	50	50	11,0	130	119
Пташиний послід	1000	130	130	28,6	338	309,4

* за даними Євросоюзу собівартість біогазу становить 20 Євро або 220 грн. за 1000 м3, реалізаційна вартість прирівняна до природного газу (2600 грн. за 1000 м³)

Економічний аналіз показує ефективність виробництва біогазу (табл. 5.8). Чистий прибуток переробки 1 т гною у сьогоднішніх цінах коливається від 119 до 309 грн. в залежності від виду сировини [262].

Оптимальною концепцією в умовах Польщі є побудова однієї біогазової установки потужністю біля 1 МВт на одну сільраду, з розрахунку, що на потреби такої установки будуть використовуватись кукурудза або трава, вирощена на 50-100 га непридатних земель. У якості субстрату для біогазової установки буде завозитися також гній, підстилочний гній, біомаса з вигрібних ям, осад стоків з очисних споруд навколишніх селищ. Передбачається, що з установок такого типу можна буде щороку отримувати від 0,5 до 1 млн. м^3 біогазу. Після очищення газ може транспортуватись до місцевих газоспалювальних систем або буде спалюватися в когенераційній установці, виробляючи електроенергію і теплову енергію для великих споживачів енергії, підпорядкованих цій сільраді. Крім економічних переваг виконання таких проектів, у певній мірі, веде до підвищення енергетичної безпеки країни в сфері диверсифікації поставок і розосередження постачальників енергоносіїв. Таким чином, вирішується також питання утилізації відходів, що має значний екологічний ефект.

5.2.5. Енергетичний потенціал сировини для виробництва біодизелю

Основною вихідною сировиною для виробництва біодизеля є насіння ріпаку. Україна має значний потенціал для вирощування цієї культури (рис. 5.7–5.8). Особливо привабливим вирощування енергетичного ріпаку є на землях, забруднених радіацією (особливо на Поліссі) та непридатних для вирощування харчової продукції. Це зумовлене властивостями ріпаку очищати ґрунт від радіонуклідів, не накопичуючи їх у насінні. Експеримент щодо очищення ґрунту від цезію за допомогою ріпаку започатковано 2007 року в Житомирській області [279].

Міністерством аграрної політики України за останні роки було забезпечено проведення наукових досліджень щодо відпрацювання технологій вирощування ріпаку для різних кліматичних зон України, технологій виробництва біодизелю; впроваджуються нові технології вирощування та збільшуються площі вирощування сировини. Завдяки цим заходам обсяги збирання ріпаку за період 2003-2007 роки зросли в 5 разів (рис. 5.9) і продовжує динамічно збільшуватись (табл. 5.9).

Україна увійшла у п’ятірку найбільших країн-виробників і експортерів ріпаку, хоча цей факт мало тішить національну економіку, тому що ми стали сировинним джерелом для європейської біоенергетики, що потужно розвивається. За 2007, 2008 та 2009 роки було експортовано відповідно 80, 87 та 95% вирощеного ріпаку.

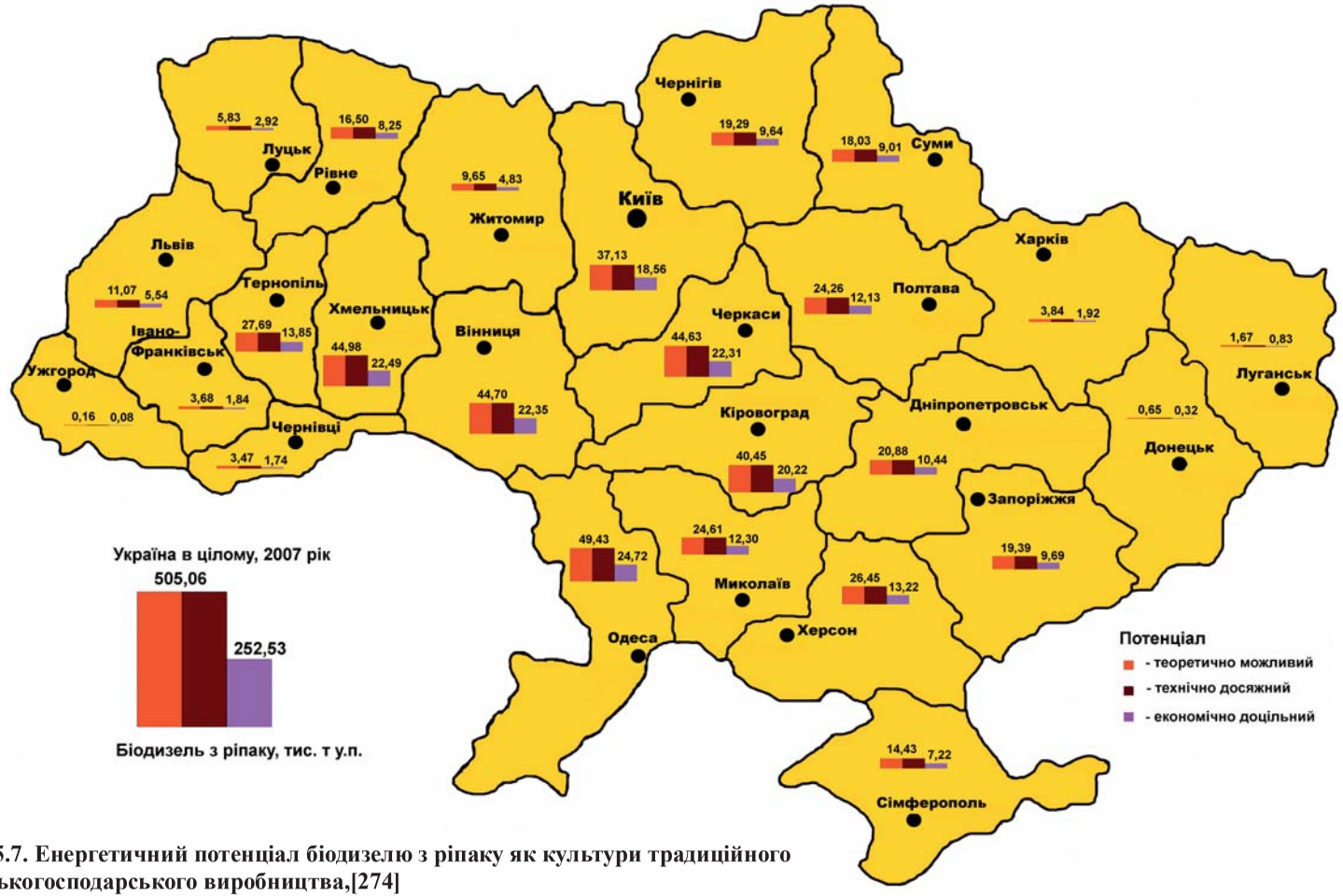


Рис. 5.7. Енергетичний потенціал біодизелю з ріпаку як культури традиційного сільськогосподарського виробництва,[274]

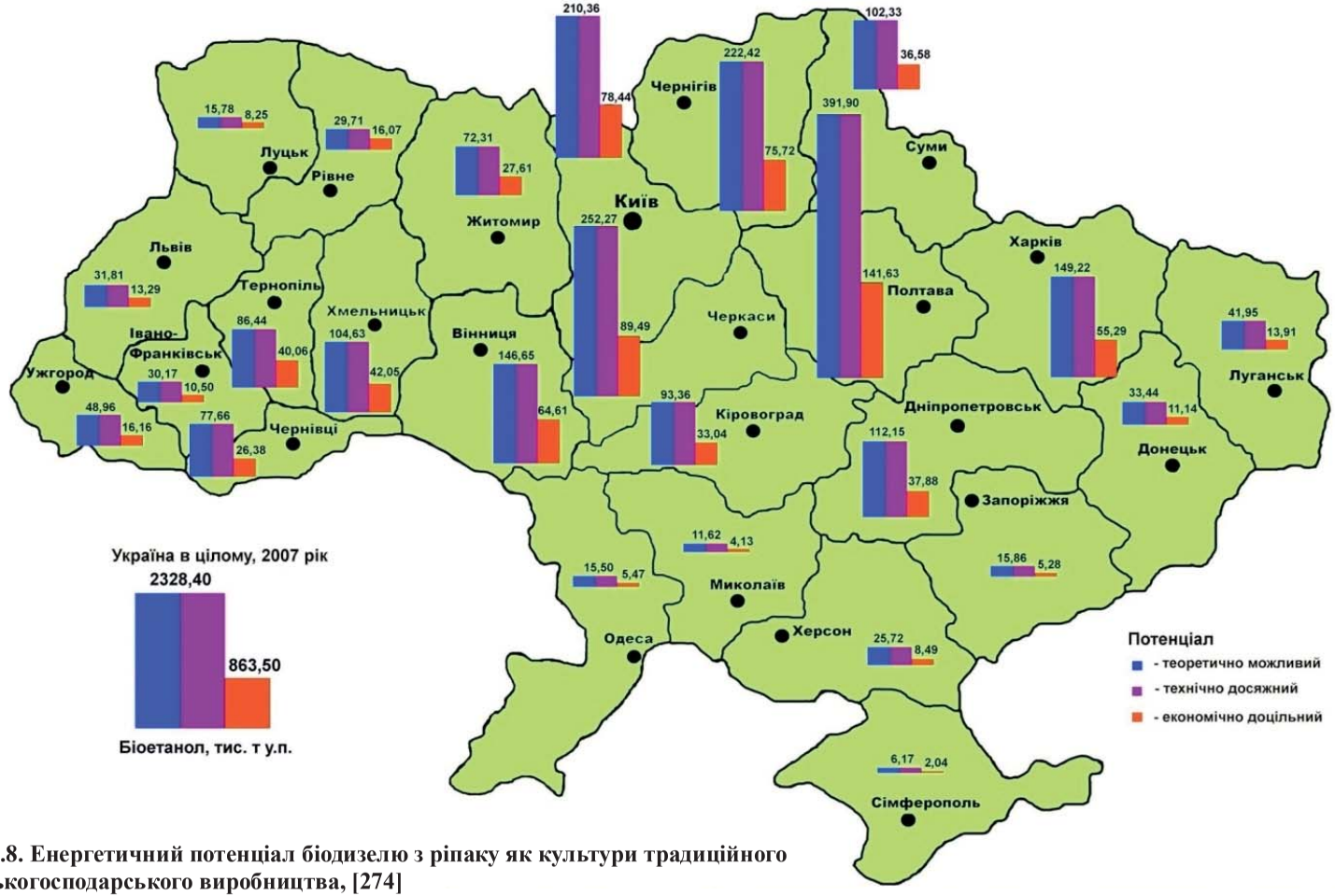


Рис. 5.8. Енергетичний потенціал біодизелю з ріпаку як культури традиційного сільськогосподарського виробництва, [274]

Потенціал виробництва біодизельного палива (олійні культури) *Таблиця 5.9*

Сировина	Наявність біомаси у 2009 р.			Потенціал генерування ОСВ, тон CO_{2e}	Максимально допустимий потенціал біомаси			Потенціал генерування ОСВ, тон CO_{2e}
	Наявні посівні площі, тис га	Валовий збір, тис т	Отримана енергія, млн. т.у.п.		Науково-обгрунтовані посівні площі, тис га	Валовий збір, тис т	Можливий потенціал отриманої енергії, млн. т у п	
Ріпак	1013	1873	0,78	1 300 000	2500	6000	1,2	1 900 000
Соняшник	4192	6363			2500–-2700	4500		
Соя	622	1043			1500	3000		
Всього	5827	9279	0,78	1 300 000	6600	13500	1,2	1 900 000

Потенціал виробництва біоетанолу (цукрово та крохмалевмісткі культури) *Таблиця 5.10*

Сировина	Наявність біомаси у 2009 р.			Максимально допустимий потенціал біомаси		
	Посівні площі, тис га	Кількість отриманої сировини, тис т	Отримана енергія, млн т у.п	Науково-обгрунтовані посівні площі, тис га	Очікувана кількість отриманої сировини, млн т	Можливий потенціал отриманої енергії, млн т у.п.
Кукурудза	2089	10 486	2,33	2000-2200	11	
Пшениця продовольча	7716	22 342				
фуражна	7853	23 681				
Сорго	15,4	335				
Цукровий буряк	319,7	10 067		800	25	
Гичка цукрового буряка	х	10 067		х	25	
Меляса	х	380		х	0,6–0,8	
Всього						2,6

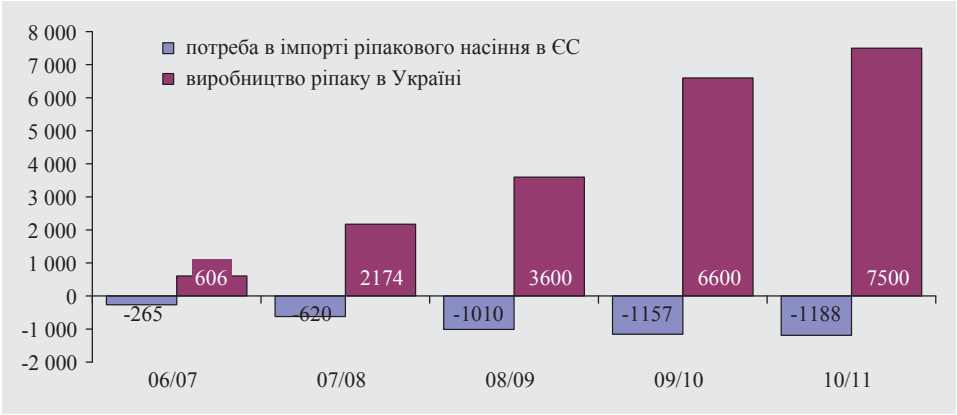


Рис. 5.9. Обсяги виробництва ріпакового насіння в Україні і потреби ЄС в імпорті, млн. тонн

5.2.6. Енергетичний потенціал сировини для виробництва біоетанолу

Основною сировиною для виробництва біоетанолу, який належить до групи так званих спиртових палив, є збіжжя, картопля, цукрові буряки та меляса.

В Україні близько 70 спиртозаводів, і майже половина з них – збиткові. Сьогодні спиртозаводи можуть виробляти 65 мільйонів декалітрів спирту щорічно. В середньому потужності підприємств концерну "Укрспирт" використовуються на 51%. Переорієнтація цих заводів на виробництво біобензину могла б не лише зменшити залежність країни від імпорту нафтопродуктів, але і підвищити рентабельність спиртозаводів. Щонайменше 20% від загального споживання бензину у країні можна отримати саме за рахунок невикористаних спиртових потужностей [275].

Згідно з Постановою Кабінету Міністрів від 5 грудня 2007 року № 1375 передбачено виробництво біоетанолу на 12 державних спиртових заводах, підпорядкованих Мінагрополітики. На 4-х підприємствах вже проведено технічне переоснащення, а на решті воно триває. За рахунок наявних ресурсів сировини Україна здатна виробити більше 1 млн. т біоетанолу, із них 218 тис. т за рахунок меляси, а решту 782 тис. т з кукурудзи в обсязі 3,2 млн. тонн. Для нормативного забезпечення виробництва біопалива здійснюється розробка проектів національних стандартів. Розроблено технічні умови на біоетанол та галузевий стандарт України на бензини. Довідково: ТУ "Біоетанол" ТУ 24.6-30219014-010.2007 "Бензини моторні сумішеві..» [277].

У таблиці 5.10 представлені дані Міністерства агропромислової політики щодо виробництва цієї групи культур.

5.3. Технології отримання енергії з біомаси

Термін “біомаса” стосується цілого ряду енергетичних технологій, що включають:

1. Спалювання рослинної біомаси:
   a) у безпосередній спосіб – у відкритих (вогнища) або закритих топках (печі, котли);
   b) при попередній газифікації в спеціальних газифікаторах;
   c) спалювання комунального сміття.
2. Виробництво паливної олії з олійних рослин (напр. ріпак).
3. Спиртову ферментацію цукрової тростини, картоплі або довільного органічного матеріалу, що піддається такій ферментації.
4. Анаеробну метанову ферментацію органічної маси відходів.
5. Енергетичне використання біогазу сміттєзвалищ.

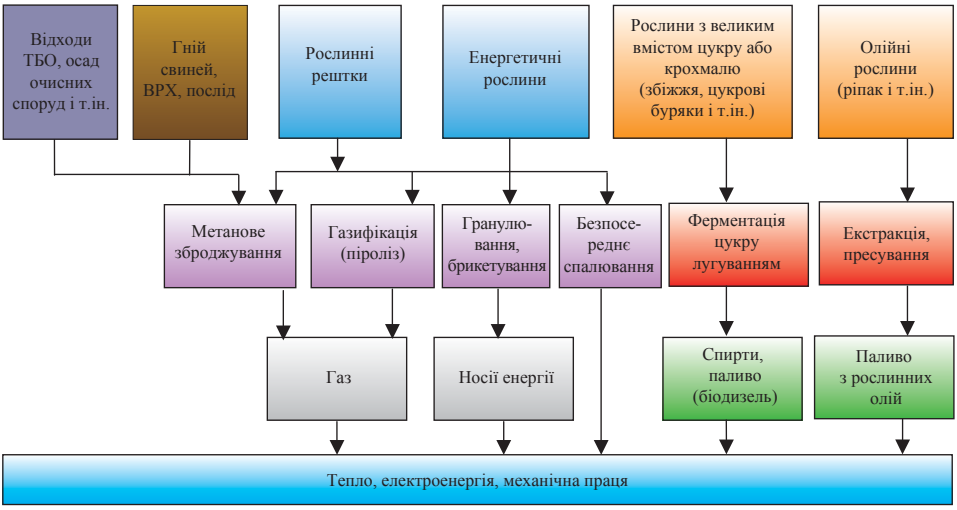


Рис. 5.10. Можливості виробництва енергії з рослинної сировини [77]

5.3.1. Технології виробництва твердого біопалива

Є декілька проблемних моментів, що стримують розповсюдження енергетичних технологій використання твердої біомаси. Це можливість автоматизації процесів завантаження палива та спалювання, логістичні та транспортні витрати, площі для зберігання палива і його якість.

Розробка таких сучасних технологій підготовки біомаси, як пелетування, брикетування, дозволяють вирішувати більшість з цих проблем та підвищити

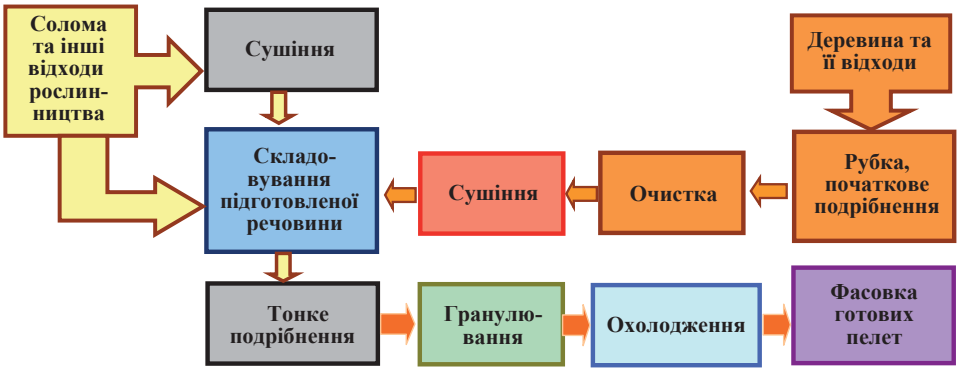


Рис. 5.11. Універсальна блок-схема виробництва пелет або брикетів з різних видів сировини [341]

ефективність отримання енергії з твердого палива. Крім того, пелети та брикети мають визначені параметри якості, що робить процес спалювання більш стабільним та ефективним. Вони не набирають вологу, не гниють і не втрачають своїх паливних властивостей під час зберігання. Завдяки зменшенню об'ємної маси матеріалу, полегшується та значно здешевлюється весь процес транспортування пелет від виробника до споживача та їх зберігання.

В основному технологія виготовлення не відрізняється в залежності від типів сировини і є однаковою як для соломи, так і для тирси різних порід дерев (рис. 5.12).

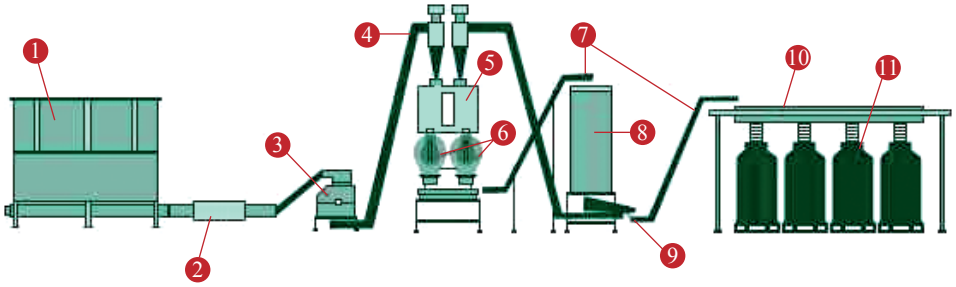


Рис. 5.12. Типова схема заводу по виробництву пелет: 1 – склад сировини; 2 – сепаратор; 3 – молотковий млин; 4 – пневмотранспорт; 5 – бункер-накопичувач прес-гранулятору; 6 – прес-гранулятор; 7 – транспортер; 8 – колона-охолоджувач; 9 – вібросито; 10 – лінія пакування; 11 – мішки типу «біг-бег» [342]

5.3.1.1. Технологія пелетування

Пелети – це високопродуктивне паливо, вироблене в результаті переробки біомаси методом пресування під великим тиском у спеціальну форму, яка залежить від форми пелетуючих насадок. Завдяки цьому процесу енергія, накопичена у первинній сировині, значно ущільнюється, даючи паливо з дуже високими енергетичними показниками та мінімальним показником зольності. В якості сировини для пелетування можна застосовувати будь-які відходи деревини та біомасу енергетичних рослин, відходи рослинництва (солома різних злаків, лузга сонячника, качани кукурудзи і т. ін.), торф. Теплотворна здатність пелетів, в залежності від матеріалу з якого вони виготовлялись, становить від 16,8 до 21,0 МДж/кг для деревини і 16,5–18,8 МДж/кг для соломи.

Типова схема заводу для виробництва пелет наведена на рис. 5.12.

Процес виробництва пелет складається з ділянок підготовки, сушки, гранулювання, охолодження та упаковки.

Ділянка підготовки – нерівномірні по фракціях відходи деревини, у тому числі кускові відходи, гілки, друзки дробляться до стану тирси. Весь процес направлений на зменшення фракції вихідної сировини, з метою «полегшення» роботи прес-гранулятора.

Спочатку крупнокускові відходи деревини подрібнюються до розміру тріски в рубильних або валкових машинах. Тріска, як правило, подається в молоткову дробарку і вже залежно від діаметру отворів сит набуває остаточного розміру.

Технологічний процес заводу передбачає виробництво гранул з круглого лісу, у тому числі (з можливістю подачі сировини інших видів – тирси, сирі кускові відходи, сира тріска, тирса, стружка, суха сировина).

Подрібнення соломи, лушпиння соняшнику, залишків зернових та кукурудзи також виконують на молоткових дробарках. Але подрібнення соломи є найбільш складним та енергоємним процесом. Молоткова дробарка не дає достатньої якості подрібнення соломи для ефективного пресування (гранулювання).

Сушка. Суха солома (<15% вологості) не потребує додаткового сушіння. Подрібнена деревна тирса, або солома з надлишковою вологістю, залишки відходів аграрного виробництва подаються в сушильний барабан. Відбір зайвої вологи здійснюється гарячим повітрям, виробленим теплогенератором. Температура повітря на вході в сушильний барабан становить близько 400°С, на виході – близько 100°С. Завданням цієї ділянки є зменшення вологості сировини з природної (40–60% відн. вологості) до вологості, необхідної для гранулювання (8–14%). Прес-гранулятори обладнані системою зволоження, що дозволяє пересушувати сировину (вологість менше 10%) і доводити його до потрібної вологості вже безпосередньо перед самим гранулюванням.

Етап сушки є найбільш енергоємним та пожежонебезпечним етапом в виробництві пелет та брикетів.

Гранулювання. Ділянка гранулювання – де висушений опилки, солома, залишки відходів аграрного виробництва в спеціальних прес-грануляторах, перетворюється на гранули 6 або 8 мм, або брикети діаметром більше 28 мм. Безпосередньо формування пелет відбувається після попадання сировини між

матрицею, що обертається, і роликами. Формування брикетів відбувається на шнекових пресах.

При пресуванні деревної маси, в результаті тертя об стінки робочого каналу матриці йде розігрів до температури вище 110°С. При такій температурі відбувається плавлення лігніну, що міститься в деревній масі, який і виконує роль «клею» або єднальної речовини, що дозволяє отримувати міцні деревні гранули.

Пресування соломи найбільш ефективно проводити на шнекових пресах. Солома добре пресується при вологості 17–18% з додаванням зв'язуючої речовини (рисового або кукурудзяного борошна у кількості декількох відсотків на тонну, яке отримують з молоткового млина). У процесі пелетування соломи використовують електроенергії у два рази більше, ніж при її брикетуванні.

Охолодження. Пелети, що сформувалися, набувають потрібної твердості лише в процесі охолодження.

Упаковка. Гранули фасуються у великі мішки – «біг-беги» ємкістю 620–1000 кг, маленькі пакети ПЕ ємкістю 15–25 кг і насипом в різні контейнери та ємкості (10–20 т). Для фасування у великі мішки використовуються керовані затвори на виході з бункера. Для фасування в дрібну тару використовується напівавтоматична фасувальна лінія.

З набранням чинності в 2010 р. нових європейських стандартів на тверде біопаливо національні стандарти втрачають свою дієвість. На основі стандарту EN 14961-2 вводиться нова система сертифікації під символом EN-plus. При цьому основна ідея полягає в тому, що для досягнення продукції високої якості, окрім якості сировини важливим є весь виробничий ланцюг, тобто, виготовлення, зберігання та транспортування. Новий Сертифікат повинен не тільки принести на продукцію європейські норми, але і підключити також до процесу сертифікації ланку продажу пелет. Завдяки цьому споживач може висувати до гранул, сертифікованим згідно EN-plus, більш високі вимоги. У зв'язку з тим, що торгівельні потоки вже більше не обмежуються національними ринками, постає необхідність в перехідних через кордони єдиних нормах і системах управління якістю. Тому, з самого початку прагнули до впровадження на міжнародному рівні нової системи сертифікації.

У зв'язку з тим, що для задоволення споживача важливим є не якість пелет при продажу, а якість їх на складі кінцевого споживача, в систему сертифікації увійшов весь ланцюг поставки пелет.

Три категорії якості пелет, визначені в рамках системи сертифікації EN-plus, орієнтуються на величини, регламентовані стандартом к якості деревних пелет EN 14961-2, але основною умовою нового стандарту є те, що в будь-якому класі EN-plus при виробництві пелет не може використовуватись деревина, оброблена хімічно.

При виробництві пелет або брикетів велике значення на вартість та якість отримання кінцевої продукції впливає вологість сировини.

Аналіз витрат показує, що сушка сировини займає значну частку – 34,2% в загальних витратах. Крім того, як показує аналіз закордонних публікацій, сушка ефективна для подрібненої сировини. Водночас, подрібнена суха сировина



Рис. 5.13. Установка для виготовлення пелет з соломи [125]



Рис. 5.14. Фотографія пелет з соломи [203]

пожежонебезпечна. Дуже часто (до 60%) ділянка сушки є джерелом виникнення пожежі на підприємстві.

Застосування такого високопродуктивного палива, як пелети, дає додаткові можливості для автоматизації процесів спалювання біопалива у котельнях.

У переважній більшості виробники пакують пелети у мішки масою 25 кг для ручного завантаження бункеру котла або у мішки масою до 1000 кг для завантажування силосних ям і складів. При ціні сировинної соломи близько від 50 грн/т ціна пелетів Складає до 800 грн/т. Основне обладнання для пелетування: подрібнювач, млин молотковий, гранулятор з пелетуючими насадками.

Найбільший на світі виробник пелет KOGE Dania у 2008 році виробив 180 000 тонн пелет з деревини і 130 000 тонн з соломи [80]. Виробничі підприємства пропонують для продукції пелет з соломи технологічні лінії різної продуктивності. Наприклад, лінія продуктивністю 1 т/год. при потужності 100 кВт коштує близько 900 000 грн [125].

5.3.1.2. Технологія виготовлення брикетів

Значною перевагою цієї технології є те, що воно не потребує значного попереднього подрібнення соломи до фракції у 1 см. На ньому без проблем можна фракціонувати солому до 3 см довжиною (рис. 5.15–5.16). На рис. 5.17 представлено схему, що описує процес виробництва опалювальних брикетів з соломи, яка складена в круглі тюки. Якщо виробник має солому в пресованих тюках, то в цьому випадку машина №1 непотрібна.

Тюки з соломою розгортають за допомогою розгортального агрегату. Розгорнута солома потрапляє до барабану подрібнювача, після чого подається до проміжного збірника, що виконує функцію накопичувача подрібненої соломи на випадок перерв та затримок у її подрібненні.



Рис. 5.15. Фото, що демонструє виробництво брикетів із соломи [200]



Рис. 5.16. Брикет з соломи [205]

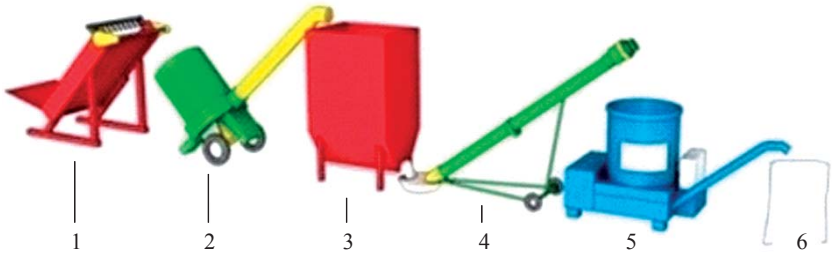


Рис. 5.17. Схема основного комплекту машин для виробництва брикетів із соломи [201]

1. Розгортальний агрегат для тюків з соломою
2. Подрібнювач соломи
3. Буферний збірник для подрібненої соломи
4. Черв'ячний конвеєр (норія)
5. Брикетувальна машина
6. Мішок

З буферного збірника подрібнена солома транспортується до брикету вального агрегату за допомогою черв'ячного конвеєра. Брикетувальна машина подає готовий продукт (брикети) до мішків.

Досить цікавим у технічному і бізнесовому розумінні є досвід Польщі з введення в дію пунктів з послугами брикетування соломи. Такі пункти організовуються у місцевостях, де селянські господарства мають великі надлишки соломи, для їх переробки та брикетування. Селяни самі доставляють до пункту солому та забирають готові брикети, а надлишки брикетів викуповують теплоелектроцентралі. Строк окупності комплексу такого обладнання становить приблизно 4 роки. Але в той же час виробники пристроїв для брикетування і пелетування біомаси та безпосередні виробники брикетів і пелетів наголошують, що на даний час існує ще багато бар'єрів та перешкод: технічних, організаційно-юридичних, фінансових, які блокують динамічний розвиток використання біомаси з соломи.

5.3.1.3. Технологія брикетування з мікроподрібненням сировини

Ця новітня технологія знаходиться на стадії розробки та налагодження, хоча дослідні зразки вже досить успішно працюють на базі дослідного виробництва науково-дослідноно технологічного інституту у складі Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Василенка.

Колективом вчених під керівництвом Бунецького В.О. запропоновано новий підхід, що дозволяє одержати високу якість твердого палива з відходів сільськогосподарського виробництва та деревообробної промисловості при малих енерговитратах. Пресуваня біомаси відбувається лише за наявності таких складових факторів, як мікроподрібнення, збір мікропилу, тиск та температура (значно нижчі за традиційні технології пресування), наявність необхідної кількості вологи.

При поєднанні всіх цих факторів відбувається структурне перетворення матеріалу на нанорівні і, як наслідок, більш якісне і просте пресування різних матеріалів біомаси. Це призводить до різкого збільшення якості палива, при цьому енерговитрати при його виробництві істотно знижуються.

Особливістю технології є те, що велику увага приділяється питанням мікроподрібнення та збору мікропилу в технологічному процесі (рис. 5.18а).

Було розроблено принципово новий механізм мікроподрібнення на основі дезінтегратору. Сучасні дезінтегратори є високоефективним обладнанням для надтонкого помелу матеріалів різного складу, вологості, міцності. Висока помольне потужність, низька собівартість помолу дозволяють використовувати дезінтегратори там, де застосування інших видів подрібнюючого обладнання економічно не доцільно. При подрібненні біомаси, відбуваються руйнування молекулярних зв'язків і матеріал отримує якісно нові показники.

Використовуючи нові методики розрахунків, для кожного матеріалу окремо необхідно оптимізувати процеси подрібнення. Для кожної сировини використовуються різні робочі органи (насадки) дезінтегратора, розраховується швидкість їх обертання та зазори. Тільки при цій умові можливо якісне подрібнення.



Рис. 5.18. Мікрофотографії подрібненої тріски вільхи: а) за традиційною технологією, б) на дезінтеграторі Бунецького.

Виходячи з наукових робіт Акіма Е.Л. про поведінку целюлози та лігніну і впливу на ці процеси води, пресування отриманої в результаті мікроподрібнення біомаси необхідно робити в обов'язковій присутності води, тому що вода виступає в ролі каталізатора і модифікатора хімічних процесів, перетворень целюлоз і лігніну [343]. Для якісного процесу склування найбільш підходить шнековий прес-гранулятор. Технологія ґрунтується на розумінні молекулярної будови перероблюваної біомаси. Не зруйнувавши кліткову структуру матеріалу неможливо досягти якісного пресування матеріалу. Отже, основні енергетичні витрати направляються на мікроподрібнення матеріалу, а не на пресування.

У результаті такого підходу різко зменшуються енерговитрати та відпадає необхідність у хімічних наповнювачах-склеювачах. При цьому є можливість на більш дешевому обладнанні здійснювати повну переробку будь-якої сировини: торф, солома різних видів, відходи деревообробної та лісозаготівельної промисловості, лузга соняшника, качани кукурудзи тощо.

Використання цієї технології дозволяє значно підвищити якість одержуваного матеріалу, що значно відрізняється від матеріалів сухого пресування. Калорійність підвищується на 10–15%, щільність 1100–1200 кг/м^3, твердість 100–110 кг/см^2. (Дані отримані для лушпиння насіння соняшника). Це все отримано на пресі потужністю 15 кВт, розвиваючому зусилля 15 тонн.

В результаті було розроблено новий, як технологічний ланцюжок для цієї технології (рис. 5.19), так і окреме обладнання для його реалізації.

Отже нова технологія дозволяє значно зменшити енерговитрати при виробництві, при цьому підвищити якість отриманого продукту. Зменшення енерговитрат відбувається завдяки виключенню з технологічного ланцюга процесу сушки, що є самим енергоємним етапом технологічного процесу та займає 34,2% загальних енерговитрат. Дезінтегратор виконує подрібнення сировини з рівнем

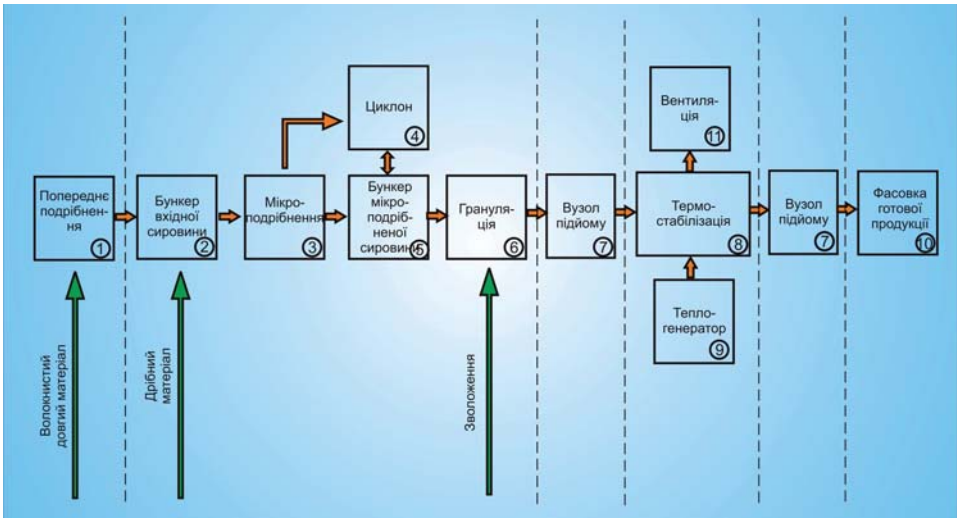


Рис. 5.19. Технологічна схема переробки біосировини в тверде паливо на основі мікроподрібнення

Таблиця 5.11

Перевага методу зволоженого пресування твердого палива (На прикладі пресування лушпиння соняшника)

Метод пресування	Сухий (традиційний)	Зволожений
Сировина	монокультура	універсальність
Вологість матеріалу перед гранулюванням	не більше 14%	не більше 30%
Енергоспоживання	75+30+30=135 кВт (70 кВт – гранулятор 30+30 кВт – ДКУ)	15+11+11=37 кВт (11+11 кВт «Ураган» 15 кВт – гранулятор)
Витрати енергії (на виробництво 500 кг)	486 000 кДж	133 200 кДж
Теплотворна здатність палива	до 18 000 кДж/кг	до 21000 кДж/кг
Співвідношення витраченої енергії до отриманої у вигляді палива	18,52	78,83
Зносостійкість шнеків і матриць	200–230 годин	1000–10 000 годин
Можливість виробництва гранул різної форми Зносостійкість шнеків і матриць. Співвідношення витраченої енергії до отриманої у вигляді палива	немає	існує
Необхідність сушіння	1 – сушка вх. сировини, 2 – охолодження та стабілізація на виході	Досушка на виході
Вартість сушіння	понад 50% від вартості обладнання	не вище 10% від вартості обладнання
Пожежобезпечність	низька	висока
Продуктивність	600–700 кг	500–1000 кг (в залежності від щільності вхідної сировини)
Можливість мобільної установки	немає	існує

вологості до 40%. Крім того, сушка подрібненої біомаси є пожежонебезпечною ділянкою технологічного процесу.

Оновлений технологічний процес також виключає з етапу подрібнення молоткову дробарку, замість якої застосовується дезінтегратор, що забезпечує наноподрібнення до рівня 5…10 мкм. Подрібнення до нанорівня викликає руйнування клітин, що призводить до зниження енерговитрат до 20 разів на пресуванні. Кінцевий продукт у вигляді пелет або брикетів має фізико-механічні характеристики на рівні деревного вугілля, що буде відповідати міжнародним стандартам.

5.3.2. Технології безпосереднього спалювання

Наразі на ринку обладнання існують різни види твердопаливних котлів, які відрізняються поміж собою видом палива, технологією спалювання, ступенем автоматизації тощо. Виходячи з особливостей технологій спалювання біомаси їх можна розділити на традиційні твердопаливні котли та каміни, котли з пролізним спалюванням деревини, твердопаливні котли тривалого горіння та універсальні котли для декількох видів палива. Процес горіння у всіх типів котлів сучасної конструкції контролюються автоматикою. Але повністю автоматизувати процес, включаючи і систему завантаження палива можна лише у котлах, що використовують у якості палива пелети.

5.3.2.1. Котли для спалювання деревини

У Польщі є багато виробників котлів для спалювання деревини. Найбільш відомими є котли типу MODERATOR фірми KUBACKI, що в Хайновці (Hajnówce), підприємство WUSP-MET, фірма FUWI в Ельбльонгу (Elblągu). За приблизними оцінками на ринок за останні роки потрапило 16000 твердопаливних котлів загальною потужністю більше 600 МВт. Зараз розробляється кілька цікавих пілотних проектів з використанням твердопаливних котлів. Наприклад в Клинисках (Kliniskach) біля Щецина (0,8 МВт), Рихліках (Rychlikach) біля Ельблонгу (3 МВт), Вейхерові (Wejherowie) (2 MW). Останніми роками спостерігається значна позитивна динаміка у застосуванні для енергетичних цілей деревини та її відходів шляхом спалювання у високоефективних котлах новітньої конструкції.

Відрадно, що українські підприємства зокрема «Житомирремхарчомаш», «Роєк – Львів», «Київ автоматика», лубенський «Комсомолець», “ATON”, “63-й КСЗ”, ЧПФ “Ретра”, “ТЕРМО”, ТД “Кригер”, “РОСС”, “АНТОЛ”, “Гранула МС” розпочали серійний випуск промислових і побутових котлів різної потужності для спалювання деревини, які успішно працюють на лісопромислових, деревообробних підприємствах і в котельнях соціальної сфери [268].

Котли серії “Берізка” та “Житомир-2”, виробництва «Житомирремхарчомаш» завдяки можливості роботи на твердому паливі є найбільш оптимальним вибором для встановлення на дачах, і в селах де існують проблеми з газопостачанням (табл. 5.12). Коефіцієнт корисної дії котлів (ККД) – 90%. На всю серію встановлюється автоматика SIT італійського виробництва, що значно спрощує перехід з твердого палива на газ та навпаки.

Будова котла для спалювання деревини

Котел є двокамерною конструкцією (рис. 5.20). Перша камера призначена для спалювання, а друга – для допалювання і теплообміну. Велика камера спалювання дає можливості горіння з номінальною потужністю протягом 6–8 год. При гарній теплоізоляції будинку за температури зовнішнього повітря близько 0°С повної загрузки котла вистачає до 12 год. Твердопаливні котли мають велику поверхню теплообміну: водні стіни, водна решітка, дві камери спалювання, розділені водною стіною, у другій камері трубчастий теплообмінник, пристосований для роботи з вихідними газами нижчої температури. Проходження води

Таблиця 5.12

Технічні характеристики деяких вітчизняних твердопаливних котлів [268]

Модель	Потужність, (тверде паливо) кВт	Площа опалюваного приміщення, м²,	Витрата гарячої води (другий контур), л⁄ч	Габаритні розміри, см, не більше	Маса, кг, не більше
Березка	12,5	125	280	90×55×39	120
Житомир-2	12,5	220	500	115×55×39	145
Данко	16,3 – 39,5	до 450	*	*	*
Ретра – 2М	22 – 400	*	*	*	*

* – залежить від потужності котла

через котел розраховується таким чином, аби не допустити явища ”гарчання” котлів, що наступає при локальному їх закипанні.

Конструкція камери спалювання і верхнього загрузочного люка полегшує завантаження великих кусків деревини, які можна пересипати стружками або тирсою для отримання більшої маси при одноразовій загрузці. З огляду на великий ККД (понад 85%) котел використовує від двох до трьох разів менше деревини, ніж звичайні вугільні котли при спалюванні у них деревини. Система допалювання димових газів з дозованою подачею вторинного повітря дозволяє зменшити емісію оксиду вуглецю (CO), вуглеводнів і сажі та збільшити ефек-

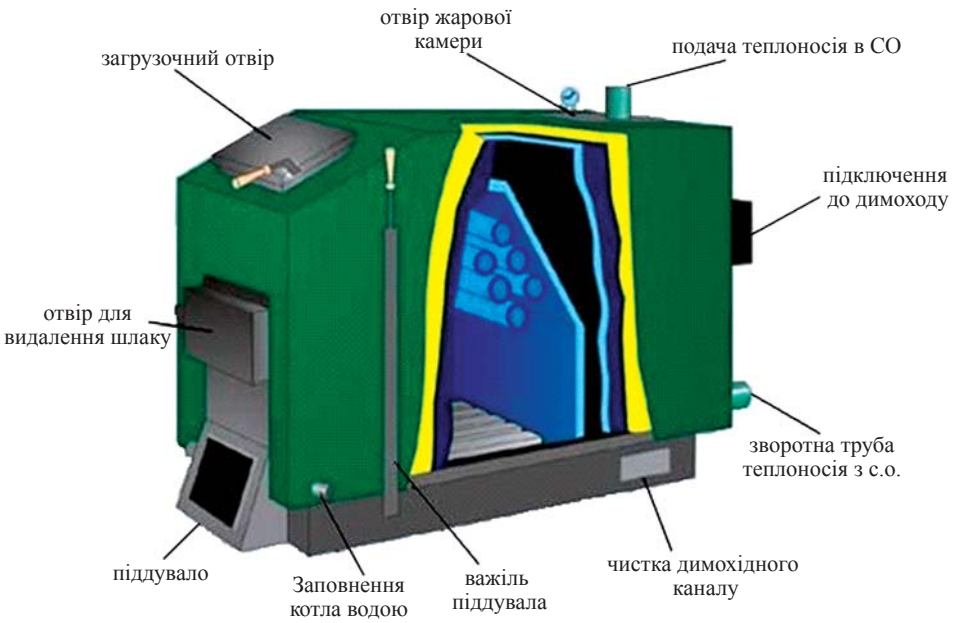


Рис. 5.20. Сучасний котел для спалювання біопалива деревинного походження [41]

тивність приблизно на 5%. Це також обмежує до мінімуму явище ”заростання” внутрішньої поверхні котла і димаря сажею та смолами [41].

Котли малої потужності



Рис. 5.21. Твердопаливний котел [44]

- сталевий твердопаливний котел (рис. 5.21) призначений для спалювання листкової та хвойної деревини, дерев’яних друзок, тирси та енергетичної верби;
- шар біомаси спалюється з низхідним, висхідним та поперечним рухом димових газів при температурі 800–950°C;
- плавне регулювання усієї опалювальної системи забезпечує частотний регулятор, що управляє припливним вентилятором. Це дозволяє забезпечити високоефективне спалювання деревини з максимальним використанням накопиченої у деревині теплової енергії;
- котли мають трубчастий теплообмінник з підвищеною площею обігріву, що гарантує дуже малі теплові втрати (низька вихідна температура до димоходу 130–200°C);
- котел може працювати в двох видах теплових установок: як котел безперервної роботи, як котел циклічної дії, працюючий в системі з тепловим акумулятором.

Піч MS

Унікальні можливості використання біомаси при опаленні приміщень надає піч MS (рис. 5.22). Вона значно відрізняється від звичайних печей за багатьма ознаками, і, у першу чергу, тим, що будується зі спеціально підібраного і обробленого каміння. Внутрішня конструкція печі гарантує максимальне використання накопиченого в повітрі і димі тепла, що дає теплову економію до 80% в порівнянні з традиційними печами. В результаті подвійного спалювання дим, що виходить з димаря, набагато чистіший.



Рис. 5.22. Піч MS [62]

Завдяки своїй значній вазі (близько 3 тонн) і екстенсивній системі розподілу тепла піч MS є найбільш ефективним, екологічним, економічним і безпечним методом використання енергії деревини для опалення. Спалюючи 12–15 кг дров на добу, можна обігріти 100–125 м^2 житлової площі, розпалюючи вогонь тільки раз на добу. Екстенсивне і постійне розповсюдження тепла з температурою 35–50°C не несе загрози для розміщених біля печі меблів та інших предметів. Піч MS можна використовувати також задля виконання інших функцій: обігрів води, системи підлогового обігріву, можливість використання верхньої топки у якості духовки або для сушки плодів [62].

Котли великої потужності

Одним із сучасних рішень для опалення підприємства, готелю або школи є водонагріваючі котли, опалювані деревиною та похідними від неї матеріалами (рис. 5.23). Вони можуть застосовуватись для підігріву води у системі гарячого водопостачання та системі опалення. Можуть працювати як у системах з примусовою циркуляцією теплоносія так і з природною. Для котлів потужністю від 300 кВт до декількох МВт виробляються системи автоматичного завантаження дров'яними друзками [202].

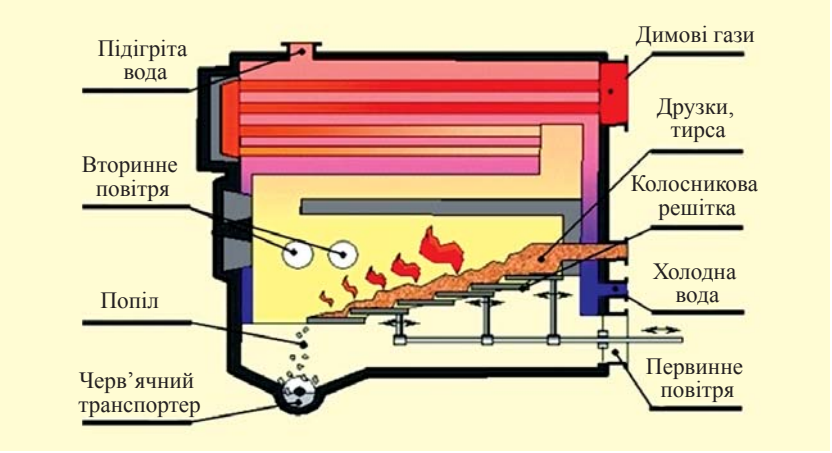


Рис. 5.23. Схема котла для спалення тирси та дров'яних друзок [202]

Система котла складається з наступних елементів:

- водонагріваючий котел разом з решіткою, камерою спалювання, системою видалення попелу, системою запальника, водяним контуром;
- система подачі тріски, оснащена гідравлічним траспортером;
- система шнекових, стрічкових або шкребкових транспортерів для подачі біомаси;
- система димоходів, оснащена витяжним вентилятором;
- система управління і контролю.

Головним елементом котельні є котел, який є водним триконтурним котлом низького тиску з інтегрованою камерою спалювання, викладеною спеціальним вогнестійким матеріалом.

Камера та ступінчаста рухома решітка системи подачі деревного палива повинні витримувати високі температури та забезпечувати оптимальний ступеневий процес спалювання деревини: сушіння, газифікацію, допалювання.

Система управління і контролю дозволяє за рахунок контрольованого датчиком (зондом Лямбда) нагнітання вторинного повітря максимально підвищити ККД котла при спаленні широкої гамми палив: від сухих дров'яних друзок вологістю 20%, брикетів або пелетів вологістю нижче 12% до свіжих дров'яних друзок вологістю до 55%.

Паливо у вигляді дерев'яних друзок та тирси найчастіше складається під навісом на площі біля котельні, звідки переміщується за допомогою гідравлічних транспортерів і далі транспортується комплексом шнекових, стрічкових або шкребкових транспортерів до котельного агрегату. Весь процес завантаження котельного контейнера відбувається автоматично. У менших котельнях паливо може бути складене в контейнерах або приміщеннях, оснащених транспортером.

Вихлопи, що виходять з котлів, очищаються в циклонних збирачах пилу і далі через витяжний вентилятор скеровуються до димаря.

5.3.2.2. Каміни з водяним контуром

Камін може замінити котел центрального обігріву, а обігрів дому при його використанні може бути навіть вполовину дешевшим, ніж газовий обігрів.

Останнім часом значна кількість приватних будинків була обладнана сучасними камінами (рис. 5.24). Зростання ціни на газ, дизельне паливо і електроенергію, екологічні й естетичні переваги все частіше схиляють населення до їх використання. Дим, виникаючий під час спалювання деревини та брикетів з соломи, містить менше викидів, ніж димові гази з вугільних котлів. Закриті каміни відрізняються від традиційних відкритих тим, що переважна більшість виробленого ними тепла залишається у приміщенні, а не виходить через димові отвори.



Рис. 5.24. Загальний вигляд каміну [63]

Каміни з водним контуром (КзВК) – це сучасні пристрої, обладнані зовнішніми або внутрішніми теплообмінниками (рис. 5.25), циркуляційними насосами, управління яких здійснюється цифровим регулятором та триходовими кранами. Завдяки дуже низьким експлуатаційним витратам вони останнім часом набули у Польщі великої популярності. Інвестори, які будують нові будинки, та власники житлових будинків монтують каміни паралельно з запроектованим або існуючим газовим чи масляним котлам. І якщо донедавна камін встановлювався, головним чином, для створення настрою чи милої сімейної атмосфери при відкритому вогні, то сьогодні акценти зміщуються у сторону зниження коштів для опалення будинку і підігріву гарячої води.



РРис. 5.25. Змійовик на камені [63]

Підбір турбокаміну – складне технічне завдання, яке слід проводити ретельно, зважаючи

на потреби будинку у тепловій енергії для опалення та підігріву гарячої води. Завелика потужність каміну веде до значної перевитрати палива. Крім того зниження температури спалювання до мінімуму, призводить до відкладання сажі у топці котла та у димоході, що призводить до зменшення тяги, що в свою чергу тягне за собою ефект «задухи котла» та вихід чадного газу в приміщення. З іншого боку недостатньо потужний камін не в змозі забезпечити отримання необхідної теплової енергії. Треба зазначити, що вказана у паспортних даних потужність котла зазвичай показує номінальну потужність котла під час коли паливо вже розгорілося і паливна камера завантажена повністю. Якщо ж врахувати циклічність загрузки: періоди розпалу або часткового вигоряння дров, то потужність каміну необхідно брати на 20–25% більше за паспортні дані.

За приблизними розрахунками для нової будівлі з площею від 100 м^2 до 240 м^2 можна запропонувати камін потужністю 18 кВт, камін на 24 кВт – для площі від 230 м^2 до 280 м^2, а камін потужністю 32 кВт – для площі від 290 м^2 до 400 м^2. Але ці розрахунки можуть коректуватись в залежності від тепловіддачі конструкцій будинку, наявності додаткових джерел живлення і т. ін.

Камін пристосований до спалювання усілякого виду деревини, проте опалення хвойною деревиною з високим вмістом смоли і смолистих сполук спричиняє швидке забруднення опалювального обладнання сажею. У каміні слід спалювати сухі колоди довжиною близько 50 см і діаметром до 50 см листяних видів дерев: буку, вільхи, ясена, граба. Для спалювання в каміні не бажано застосовувати вугілля і кокс. Забороняється спалювання усілякого виду штучних матеріалів, рідких палив і відходів палив не тільки з екологічних міркувань, але й з міркувань безпеки.

Останнім часом у якості палива все більше застосовують брикети з соломи та інших відходів рослинництва.

Основні вимоги при монтажі та експлуатації:
- КзВК необхідно опалювати лише сухою деревиною з листкових дерев;
- димохід каміна повинен мати керамічну або кислотостійку вкладку;
- димова труба повинна виступати не менше, ніж на 0,5 м над верхівкою даху;
- повітря до топки повинно надходити ззовні;
- у будинках з ненадійним електропостачанням належить передбачити систему безперебійного живлення для циркуляційних насосів та регулятора (UPS);
- проектні, монтажні та пуско-налагоджувальні роботи повинні виконуватись спеціалізованими фірмами;
- експлуатація та обслуговування обладнання повинно проводитись згідно інструкцій фірми виробника і продавця обладнання та монтажної організації.

Каміни можуть бути єдиним джерелом теплової енергії приватного будинку, а може бути інтегрований у існуючу систему опалення з іншими теплогенеруючими пристроями.

Змішана система поєднує переваги камінного опалення і звичайної системи опалення: швидко нагріває основне приміщення і гарантує перенос тепло-

вої енергії до сусідніх приміщень через системи опалення. Камін може бути під'єднаний до системи центрального обігріву двома способами – як самостійне або як додаткове джерело тепла, що працює паралельно з котлом системи опалення (рис. 5.26–5.27).

У обох випадках необхідно застосовувати насос, що забезпечує відповідну циркуляцію води. Особливу увагу слід звернути на те, щоб система, до якої під'єднується камін, була "відкритою" та мала переливний бак для відведення надлишків води.

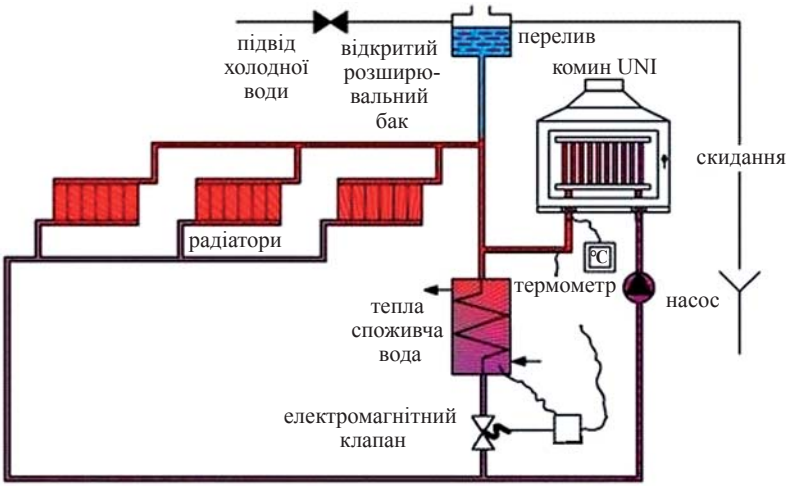


Рис. 5.26. Система опалення з турбокаміном [94]

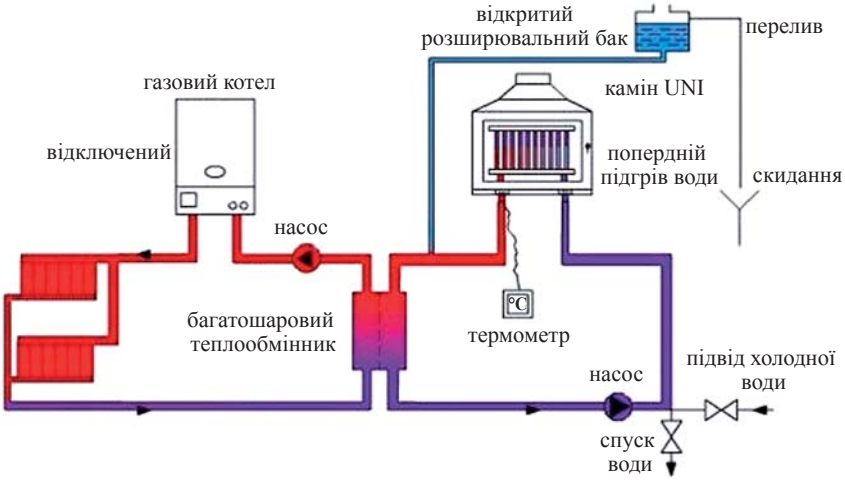


Рис. 5.27. Система опалення з КзВК в якості додаткового джерело тепла [94]

Каміни, під'єднані до системи опалення як основне джерело тепла.

Камін, що використовується як самостійний опалювальний пристрій, працює на таких самих принципах, як газовий, мазутний чи вугільний котел центрального опалення.

Коли камін горить, вода, що проходить через нього, підігрівається та, проходячи через всю систему опалення, віддає тепло за допомогою встановлених радіаторів.

Каміни, під'єднанні до мережі системи опалення як додаткове джерело тепла паралельно з газовим котлом.

У паралельному обігу котел центрального опалення і камін можуть працювати поодинці та одночасно. У разі, коли камін працює, оснащений термостатом котел центрального обігріву відключається. Це дозволяє підтримувати оптимальну температуру в приміщеннях, заощаджуючи при цьому природний газ, вугілля чи мазут для опалення. Якщо камін не працює, або його потужності не витрачає для обігріву приміщення, вмикається додаткове джерело теплопостачання [94].

Для під'єднання каміну до закритої системи зазвичай використовують пластинчастий теплообмінник або тепловий акумулятор. Пластинчастий теплообмінник ставлять частіше з огляду на його меншу ціну та габарити. Тепло, вироблене каміном, передається через пластинчастий теплообмінник до замкнутої опалювальної системи, зменшуючи або взагалі вимикаючи роботу основного газового котла [45].

До комплекту оснащення КВзК входить:

- вбудований теплообмінник з нержавіючої сталі для роботи в закритій системі;
- цифровий регулятор, що управляє процесом спалювання, керує циркуляційними насосами, та запрограмований на вимикання інших пристроїв;
- вентилятор, який нагнітає повітря, із вмонтованим вимикачем;
- димохід для відведення продуктів згорання, виконаний з жаротривкої нержавіючої сталі;
- коліно, виконане з жаротривкої нержавіючої сталі, під'єднане під кутом 45°;
- розширювальний бак, виготовлений з нержавіючої сталі з автоматичним поповненням води в водяному контурі каміну;
- насосний комплект з набором вентилів;
- ручне регулювання розрідження на димоході.

Системи автоматики та захисту.

Регулятор управління забезпечує:

- контроль процесу горіння, плавне регулювання кількості повітря, що надходить до топки, в залежності від необхідної теплової потужності, забезпечення незалежним управлінням циркуляційними насосами систем опалення та ГВП;
- забезпечувати управління нагнітанням повітря в топку для підтримки необхідного режиму горіння;
- запобігає перегріву установки в разі вимкнення струму;

– має визначений поріг включення і вимикання додаткових джерел теплопостачання: масляного, газового або електричного котла.

У момент досягнення відповідної температури вмикається один з циркуляційних насосів. Зазвичай, при всесезонній роботі системи перемикач джерел живлення під'єднують до системи ГВП. При досягненні визначеної температури сигнал з неї поступає на вхід регулятору, який вмикає або вимикає контур с.о.

Захист від перегріву. Підвищення температури до аварійної межі може статися, якщо система центрального обігріву не може відібрати виробленого у турбокаміні тепла, або порушується циркуляція у с.о. Найпростішим захистом є переливний бак. Простим та водночас недорогим пристроєм є теплообмінник аварійного охолодження з термічним клапаном, вмонтований всередині водного теплообмінника та під'єднаний до системи холодного водопостачання. Коли температура води у системі опалення піднімається до 95°C, термічний клапан відкриває приток холодної води, яка при проходженні через теплообмінник аварійного охолодження, відбирає надлишок тепла з каміну [45].

Аварійне живлення циркуляційного насосу.

У випадках аварійного припинення живлення електроенергією система опалення практично перестає функціонувати: не діють пристрої управління, циркуляційні насоси, котли та їх пальники. Це одна з найбільш розповсюджених проблем, яку обов'язково необхідно враховувати під час проектування системи. Тепло, утворене в топці каміну, підігріває воду у водяному контурі, яка при припиненні циркуляції, не охолоджуючись на радіаторах системи опалення, досить швидко досягає температури кипіння. Тому, крім описаних вище методів гідравлічного захисту системи, необхідно передбачити функціонування системи управління при аварійному відключенні живлення. Можливим рішенням цієї проблеми є застосування системи аварійного живлення циркуляційного насосу і автоматики (UPS), що дозволяє в разі зникнення напруги 230 В подати через інвертор (генератор змінного струму) напругу з під'єднаного акумулятора. Сучасні перетворювачі оснащуються системою автоматичного перемикання в момент зникненні напруги та випрямлячем для живлення акумулятору. Перемикання між обома режимами (контроль і зарядка акумулятора та аварійне живлення) відбувається автоматично, без необхідності втручання споживача. Час безперервної роботи інвертора у аварійному режимі залежить, як від його навантаження, так і від стану ємності акумулятора. Наприклад, при номінальній потужності інвертора 150 Вт, його завантаження складає 80 Вт при напрузі 230 В і при повній зарядці 12-вольтового акумулятора з номіналом 45 А · год. безперервний робочий час інвертору становить близько 6-7 годин. В свою чергу, час зарядки повністю розрядженого акумулятора такої потужності буде становити близько 10 год [51].

Найбільш розповсюджені у Польщі каміни

Камін Makroterm

Завдяки вбудованому спеціальному теплообміннику з нержавіючої сталі (патент PHU "Макротерм") камін може працювати в двох системах: відкритій та закритій. Вбудований теплообмінник не тільки ділить камеру спалювання на



Рис. 5.28. Інтегрований обігрів та гаряче водопостачання двоконтурним газовим котлом, КзВК та сонячною батареєю [63]

відкриту та закриту області, але й запобігає конденсації водяної пари на стінках каміна у камері спалювання в процесі нагрівання приладу, що значно подовжує термін використання пристрою (рис. 5.28). Цей теплообмінник регулює продуктивність насосної групи та захищає насос від кавітації (температура кипіння у відкритій системі – 100°С, а в закритій, в залежності від тиску, становить 105–115°С).

Однією з переваг є дуже малі місцеві гідравлічні опори, що дає можливість використання малопотужних циркуляційних насосів. Процес спалювання в турбокаміні контролюється мікропроцесорним регулятором, який управляє вентилятором для нагнітання повітря в топку у межах від 20% до 100%. Процесор, в залежності від температури у системі, обчислює необхідну потужність і регулює швидкість обертання повітряного вентилятора. Коли температура у системі досягає необхідної, регулятор підтримує горіння та запобігає виникненню оксидів вуглецю в топці. Система має також функцію незалежного управління циркуляцією системи гарячого водопостачання й обігріву та можливість відключення системи опалення під час літнього сезону. Спеціальна засувка, вмонтована у системі подачі повітря, вповільнює процес спалювання при досягненні системою заданої температури, а конструкція турбокаміну передбачає мінімальний приток повітря, щоб в топці не утворювалися оксиди вуглецю. Камера спалювання сконструйована таким чином, щоб процес спалювання деревини був оптимальним, а ККД спалювання максимальним. Вентилятор постачає первинне повітря, яке підтримує процес спалювання і дає можливість для спалювання деревинних матеріалів, а також вторинне повітря – для допалювання газів. Турбокамін може бути інтегрований у систему з іншими пристроями, а вбудований регулятор при досягненні заданої мінімальної температури може вимикати роботу газового, електричного чи масляного котлів, теплового насосу, здійснюючи управління циркуляцією ГВП та системи опалення. Коли температура у системі опускається нижче заданої, регулятор знов вмикає вищезазначені пристрої

нагріву. Регулятор програмується на шість часових поясів та може співпрацювати з кімнатним регулятором температури. Камін можна повністю заповнити деревиною, закрити дверцята і на регуляторі встановити необхідну температуру. В залежності від потреби у енергії 1 цикл спалювання триває від 2 до 8 годин, і регулятором автоматично підтримується необхідна (задана на регуляторі) температура.



Рис. 5.29. ІНТЕГРАТОР – інтелектуальна система управління енергією [63]

Систему, представлену на рисунку 5.29, запроектовано для дому з загальною площею від 100 до 250 м^2 на одну сім'ю. Основним джерелом тепла є газовий (дизельний) котел, який вмикається періодично, коли є підвищена потреба у гарячій воді або опаленні жилих приміщень. У такій системі сонячні колектори в залежності від пори року можуть виконувати дві функції: підігрів гарячої води у два етапи та у період опалювального сезону – допоміжний підігрів системи ГВП і с.о.

З 2009 року фірма Макротерм пропонує встановлення пристрою ІНТЕГРАТОР (INTEGRATOR) (рис. 5.29), що дозволяє швидко та ефективно об'єднувати у одній системі турбокамін та котел.

У ІНТЕГРАТОР надходять усі потоки з різних джерел тепла, а він, у свою чергу, скеровує їх до: а) теплозбірника для гарячої води (теплообмін через верхній змійовик), б) системи обігріву, в) системи теплої підлоги. Завдяки системі перемикаючих вентилів, що знаходяться в пристрої, необхідна кількість теплової енергії потрапляє у місця її споживання згідно з потребами на даний момент часу. У опалювальних системах для будинків загальною площею до 400 м^2 дане обладнання у комплекті з вентилями та циркуляційним насосом забезпечує ефективність дії всієї теплової системи завдяки стабілізації та урівноваженню витрат у всіх ланках системи.

Безперечною перевагою є простота та легкість під'єднання даного пристрою, що значно скорочує час монтування системи [63].

Каміни UNI

Все частіше тепло, отримане з турбокаміну, використовується для потреб гарячого водопостачання. Сталеві або мідні трубки, якими тепер оснащуються обігрівачі замість великогабаритних зварюваних конструкцій, що мають так званий водяний контур мають більш естетичний зовнішній вигляд та підвищують безпеку експлуатації. Трубчасті системи витримують більший тиск, а мала ємність забезпечує швидкість їх прогрівання. До найпопулярніших належить так звана водна решітка, складена з ряду підков, що встановлюються зверху, позаду та знизу топки. Основною перевагою застосування водних решіток в чавунних

топках є можливість легкого їх демонтажу без необхідності розбирання корпусу. Циркуляція води через водяну решітку до теплообмінника або мережі обігрівачів системи ГВП здійснюється за допомогою циркуляційного насосу. Така система захищена від несподіваного зникнення живлення (припинення примусової циркуляції) відкритим розширювальним баком або безперебійним джерелом живлення (UPS), що підтримують роботу насосу у такій ситуації. Такий камін може співпрацювати як у системі безпосереднього підігріву гарячої води, так і у закритих системах з теплообмінником.

Турбокаміни Verner

Турбокаміни серії Golemek фірми Verner опалюються деревиною і дров'яними брикетами і можуть виконувати роль як головного, так і допоміжного джерела тепла для житла, будинків, дачних будинків тощо (табл. 5.13–5.16, рис. 5.30). Турбокаміни без водного теплообмінника (6/0, 9/0, 9/0M) обігрівають приміщення, випромінюючи тепло всією своєю поверхнею. Печі моделей з водним теплообмінником (6/3, 9/5, 9/5M, 12/7, 16/11) 40% тепла своєю поверхнею віддають приміщенню, в якому встановлені, а залишкові 60% передаються через вбудований теплообмінник до системи центрального опалення.

Таким чином, турбокамінами можна обігрівати приміщення або підігрівати воду в тепловому акумуляторі системи ГВП. Будова топки GOLEMEK дозволяє монтаж водних теплообмінників в моделях 6/0, 9/0 і 9/0M. Турбокаміни можуть працювати в системах з природним (гравітаційним) обігом теплоносія і з примусовим, з допомогою циркуляційного насосу.

Таблиця 5.13

Приблизні ціни фірми Макротерм (жовтень 2009) [48]

Характеристика	Нетто	Брутто
Турбокомин потужністю 32 кВт	8700,00 зл.	10614,00 зл.

Таблиця 5.14

Турбокомини: Akant, Caro, Neo

Потужність 18 кВт	Потужність 24 кВт	Потужність 24 кВт
нетто 7100 зл.	нетто 7700 зл.	нетто 8700 зл.
брутто 8662 зл.	брутто 9394 зл.	брутто 10614 зл.

Таблиця 5.15

Турбокомин Panoramix

Потужність 18 кВт	Потужність 24 кВт	Потужність 32 кВт
нетто 8600 зл.	нетто 9500 зл.	нетто 10300 зл.
брутто 10492 зл.	брутто 11590 зл.	брутто 12566 зл.

Таблиця 5.16

Технічні характеристики коминів-печей Golemek [45]

Характеристики	Од. виміру	6/0	6/3	9/0,9/0М	9/5,9/5М	12/7	16/11
Номінальна потужність	кВт	5	6,5	8	9	12	16
Потужність водяного теплообмінника	кВт	–	3	–	5	7	11
ККД	%	79	80	80	80	80	80
Витрати палива	кг/год	1,6	2,0	2,5	3,5	3,6	4,9
Водяна ємність комину	л	–	1,5	–	4,5; 5,5	6	6
Об'єм камери спалювання	л	33		40		60	60
Гріюча поверхня	м^3	80	-	180	190	250	330
Маса	кг	117	120	150	160	195	220

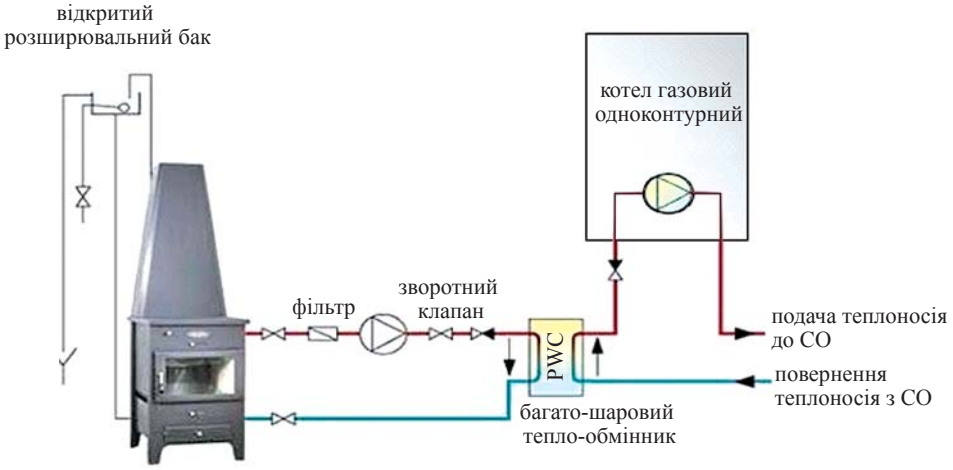


Рис. 5.30. Схема системи опалення з КзВК [45]

5.3.2.3. Соломоспалювальне обладнання

Не дивлячись на величезний потенціал відходів рослинництва та промислові потужності по випуску соломомпалювальних котлів, Україна наразі має дуже мало промислових та фермерських котлів для спалювання соломи у експлуатації.

У таблиці 5.17 наведено необхідну кількість соломоспалювальних котлів для спалювання соломи згідно «Плану дій по біомасі» в Україні [266].

В Україні зараз випускаються котли для спалювання соломи різних конструкцій та потужності. В Україні їх продукують ВАТ "ЮТЕМ" (Київ), ВАТ "Бриг", ВАТ "Могилівський машзавод ім. С. М. Кірова", ЗАТ "Порцелакінвест (Київ),

Таблиця 5.17

Потенціал українського ринку котлів на соломі

Тип обладнання	Приблизна ємність ринку України, од.	Встановлена потужність, МВт	Період експлуатації, год./рік	Заміщення паливно-енергетичних ресурсів, млн. т у.п./рік	Заміщення природного газу, млрд. м^3/рік	Зниження викидів CO_2, млн т/рік	Інвестиційні витрати, млн. грн.
Фермерські котли на соломі, 0,1–1 МВт	15 900	3180	4400	1,91	1,67	3,27	954
Опалювальні котельні на соломі, 1–10 МВт	1400	2800	4400	1,68	1,47	2,88	840
Фермерські котли на стеблах кукурудзи і соняшника, 0,1–1 МВт	9000	1800	4400	1,22	1,06	2,09	1440

Таблиця 5.18

Техніко-економічні показники соломоспалювальних котлів українського виробництва (при серійному виробництві)

Техніко-економічні показники	Потужність котла для спалювання соломи, кВт					
	60	**130**	**250**	**500**	**700**	**1000**
Вартість, тис. грн.	32	62.4	91.8	160	238.7	302.8
Тип тюка соломи	малий 12 кг		циліндричний 250 кг		великий 500 кг	
Максимальне споживання соломи, т/рік	68	146	281	563	788	1100
Економія природного газу, тис. м^3/рік	22	48	92	185	259	361
Термін окупності, років	**3.7**	**3.5**	**2.5**	**2.3**	**2.2**	**2.2**

ВАТ “Макагротех” (м. Макарів Київської обл.); ВАТ “ЮТЕМ” продукує котли за ліцензією датської компанії “ЮТЕМ”. Їх потужність — від 150 до 860 кВт. Вони пристосовані для використання пресованої соломи у великих рулонах і паках. Котли “ЮТЕМ” призначено для опалення ферм, теплиць, шкіл та інших об’єктів [269].

Впровадження іноземних котлів в Україні і демонстрація їх успішної роботи сприяла розвитку виробництва аналогічних котлів українськими підприємствами. У 2003 р. ВАТ «Південтеплоенергомонтаж» за винятковою ліцензією фірми Passat Energi (Данія) розпочало випуск теплогенераторов (котлів) для спалювання тюкованої соломи. Виробляються котли потужністю 150, 250, 300 і 600 кВт, які приблизно на 30% дешевше західних аналогів. Проте для українських сільськогосподарських підприємств вартість цих котлів все ще залишається дуже високою, і вони продаються, в основному, за кордон (Польща, Данія). Іншим позитивним прикладом є ЗАТ «Житомирремхарчомаш», що випускає водогрійні котли з нижньою подачею палива на деревних відходах потужністю 40–820 кВт. Середня вартість такого обладнання 20-30 дол./кВт, що приблизно в 6 разів дешевше аналогічних котлів закордонного виробництва. Котли виробництва «Житомирремхарчомаш» активно продаються на ринку України й уже починають поступово виходити на ринок сусідніх країн СНД. Крім того, СПКТБ «Енергомашпроект» успішно займається розробкою котлів для спалювання лушпиння соняшника [268].

В таблиці 5.18 представлені розрахунки строку окупності вітчизняних соломоспалювальних котлів [269].

Як бачимо строки окупності таких проектів невеликі, але ж впровадження такої техніки стримує початкова ціна проекту, що є значно вищою за газоспалювальне обладнання тієї ж потужності. В умовах постійної нестачі коштів та значних кредитних ставок у банківських установах цей фактор має визначальну роль.

Конструкція котлів для спалювання соломи

Солома як паливо, що використовується для спалювання у котлах, характеризується великою неоднорідністю та різним вмістом мінеральних частин і, що дуже важливо, різною вологістю. Летючі складові соломи сягають 70%. Тому солома вважається досить важким паливом для ефективного спалювання. Для отримання нормального режиму горіння соломи необхідно, щоб її вологість не перевищувала 20%.

Сучасні котлоагрегати для спалювання соломи дозволяють отримати показники ККД на рівні 80–90% з наднизькими показниками викидів.

В процесі спалювання соломи горючі гази і недоокислені частки палива вимагають допалення при температурі понад 800 °С, перед тим як вони охолонуть у зоні теплообмінника котла. Для такого способу спалення використовують різні конструкції котлів, складність якої залежить насамперед від потужності котла.

Можна виділити три головні типи котлів для спалювання соломи:

- котли з “сигарним” спалюванням всього тюку соломи. Переважно це великі котли, якими забезпечені теплові мережі і теплоелектроцентралі, оснащені автоматичною системою завантаження тюками соломи масою до 500 кг (рис. 5.31);
- котли для спалювання подрібненої соломи малої та середньої теплової потужності. Подача соломи відбувається від соломорізки пресованої соломи (кожна з яких пристосована для окремого виду тюків соломи) через систему транспортерів або за допомогою повітряного потоку. Паливо подається безперервно. Система автоматичної подачі соломи істотно впливає на ціну всього агрегату (рис. 5.32);
- котли з двофазним спалювання тюків малої та середньої потужності. Двофазне спалювання є комбінацією процесів газифікації біопалива та спалювання газу і часток палива в потоці припливного повітря (рис 5.33).

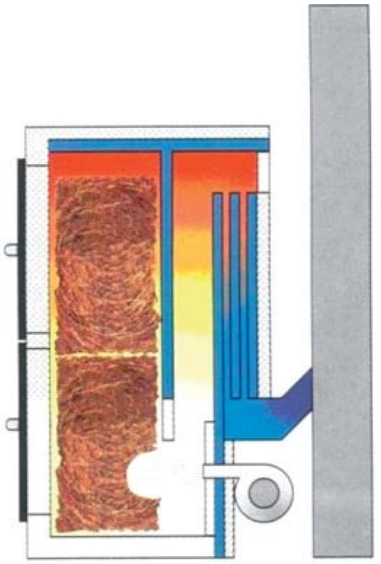


Рис. 5.31. Схема соломоспалювального котла [192]



Рис. 5.32. Котел з автоматичною подачею соломи потужністю 500 кВт [44]



Рис. 5.33. Фото соломоспалювального котла потужністю 300 кВт [44]

Функціонування і характеристика котла з двофазним спалюванням:

- Котел завантажується паливом у вигляді одного або декількох тюків соломи, а спалювання відбувається до цілковитого випалу завантаженого палива.
- Повітря для процесу горіння нагнітається за допомогою вентилятора. Потік повітря направляється перпендикулярно для того, щоб солома залишилася на своєму місці і не виносилася палаючими газами. З відсіку спалювання газ під дією потоку повітря поступає до частини котла з теплообмінником, де відбувається допалювання газів і незгорілих у попередньому відсіку часток соломи. Відповідна форма спалювальних відсіків, виконаних з кераміки, гарантує високу температуру спалювання.
- Конструкція камери спалювання і змішуючих сопел забезпечує найкраще перемішування повітря та газів, виникаючих у процесі газифікації. Температура газів у відсіку спалювання повинна бути більшою за 800°C до кінця циклу спалювання газів та горючих решток.
- Надходження повітря до камери спалювання контролюється автоматикою, яка забезпечує необхідне співвідношення газ – повітря. Нагнітання повітря управляється регулятором з датчиком температури спалювання у димоході.
- У процесі спалювання тюку зі збільшенням поверхні спалюваної соломи кількість повітря, що надходить до камери спалювання газів, підвищується для підтримання в ній відповідної температури [192].

Перша в Польщі велика котельня із застосуванням соломи у якості палива була введена у експлуатацію 26 жовтня 1996 р. в мікрорайоні Зеленки (Zielonki) в селі Шропи (Szropy) у гміні Старий Тарг (Stary Targ) біля Мальборка (Malbork). У проекті використовуються 2 датські котли DANSTOKER, кожен потужністю 500 кВт, які опалюють 450 будинків. У якості палива використовують солому в пресованих тюках розмірами 2×1×0,85 м, що безперервно подається в топку автоматичним способом. Попіл і шлак становлять 3,5% маси спаленої соломи. Своєчасно контролюється якість димових газів. Котельню на одній зміні обслуговує два працівники. Опалення у такий спосіб є у 3 рази дешевшим, ніж до модернізації котельні, яка раніше працювала на вугіллі. Вартість виробленого з соломи тепла складає близько 8 зл./ГДж, в той час як з вугільного пилу – 19,3 зл./ГДж, а з кам'яного вугілля – 28 зл./ГДж [20].

Котельню на соломі з приблизно такими ж параметрами, як в Зеленках (1 МВт) побудовано на початку 1997 року в Грабовцю (Grabowcu) біля Замосча (Zamoscia) (1 МВт), а в середині 1997 року в Чернині (Czerninie) біля Мальборка (Malbork) (3 МВт). Дещо пізніше побудовано котельню на соломі в Любані (Lubaniu) (8 МВт). Оригінальний польський проект застосовується в котельні на соломі в селі Венець (Wieniec) на Собешевському острові (Sobieszewska) біля Гданська (0,6 МВт). Побудовано також декілька котелень середньої потужності, опалюваних соломою, що використовують обладнання фірми GRASO зі Старогарду Гданського (Starogardu Gdańskiego). Це котельні у Бончку (Bączku) біля Старогарду Гданського (0,6 МВт), в Каменніку (Kamienniku) біля Ельблонга (Elbląga) (0,3 МВт) і в Трутновах (Trutnowach) біля Тчева (Tczewa) (0,3 МВт).

У котельнях, розташованих у Бончку, Каменніку і Трутновах, використовуються солом'яні тюки циліндричної форми діаметром 1,5 м і висотою 1,2 м. Спалювання відбувається системою одноразового завантаження за відсутності безперервної подачі палива. У котел одночасно завантажуються 2 тюки, а час "сигарного згорання" становить 4–9 год., залежно від температури зовнішнього повітря. У Каменніку обігрівається мікрорайон з 82 будинками, в Бончку – свинарник з поголів'ям у 6000 свиней. Фірма Graso пропонує також соломоспалювальні котли потужністю 350 кВт і менше.

Фірма Bioagra розпочала побудову теплоелектроцентралі, опалюваної соломою. Вартість будови становить біля 200 млн. злотих [80].

У Польщі виробляються також соломоспалювальні котли малої потужності (50-60 кВт) для сільськогосподарських підприємств. Такі котли виробляються фірмами Energomontaż в Гданську (45 кВт), METALERG з Олав (Oławy) біля Вроцлава (60 кВт), ТОВ Спомаж та ін.

На кінець 2008 року в Польщі на соломі працювало 43 котельні великої потужності (>500 кВт) і близько 240 менших (<500 кВт) котелень. Загальна потужність цих котелень становила 83 МВт.

Соломоспалювальні котли малої потужності

Будинок загальною площею 200 м^2, що потребує теплової енергії Q_d = 17 000 кВт · год./рік, можна обігріти пелетами або брикетами з соломи.

Приймемо:

– теплова енергія солом'яних пелетів або брикетів:

$$Q_s = 18 \text{ МДж/кг} = 5 \text{ кВт} \cdot \text{год./кг} \qquad (5.1)$$

– ККД котлів: $\eta = 75\%$;
– вага пелетів буде становити;

$$C = Q_d / Q_s = 17\,000/5 \cdot 0{,}75 = 5000 \text{ кг}$$

– ціна 1 кг пелетів становить близько 0,35 злотих;
– вартість обігріву становитиме:

$$K = 5000 \cdot 0{,}35 = 1750 \text{ зл./рік}$$

– з 1 га збирають близько 2,5 тонни соломи;
– для потреб опалення та гарячого водопостачання у будинку необхідно зібрати солому приблизно з 2 га.

До котла пелети або брикети з соломи засипаються вручну (рис. 5.34).

У більшості господарств соломоспалювальні котли включені до мережі центрального обігріву паралельно з основним опаленням, що дозволяє зберегти енергетичну безпеку на випадок браку пелетів або брикетів з соломи. Єдиним обмеженням для такого проекту є потреба у додатковому просторі у котельнях під обладнання. Котли середньої потужності пристосовані для спалювання тюків вагою до 12 кг. Обслуговування котлів дуже просте. До котлів потужністю до 100 кВт завантажується декілька невеликих брикетів вагою до 12 кг від 2 до 6 штук не частіше, ніж три рази на добу. Влітку однієї загрузки соломи на добу достатньо для підігріву води для системи гарячого водопостачання. Засто-



Рис. 5.34. Котел для спалювання пелет з соломи [121]

сування у системах гарячого водопостачання та обігріву теплозбірника дозволяє значно полегшити їх обслуговування. Ємність вмістилища розраховується, виходячи з потужності котла. Коефіцієнт корисної дії твердопаливних котлів, розрахованих на спалення брикетів, не перевищує 80%. Великим недоліком для використання цього типу котлів є їх вимогливість до вологості соломи, яка не повинна перевищувати 20%. Підвищений вміст вологи призводить до значного зменшення теплотворної здатності, навіть до 8 МДж/кг (тобто майже до 50%), та неповного згорання паливних брикетів.

Котельні великої потужності

Польський ринок насичений котлами великої потужності (100–500 кВт) для спалювання соломи в брикетах та котлами потужністю до 1 МВт для спалювання подрібненої соломи (рис. 5.35, табл. 5.19).

Спалювання подрібненої соломи в котлах не вимагає застосування добре просушеного палива. Іншою перевагою таких котлів є можливість застосування сучасних рішень при завантажуванні біомаси, що дозволяє управляти продуктивністю котла. Коефіцієнт корисної дії котлів великої потужності становить близько 85% при плавному регулюванні потужності від 20% до 100%. Але ви-

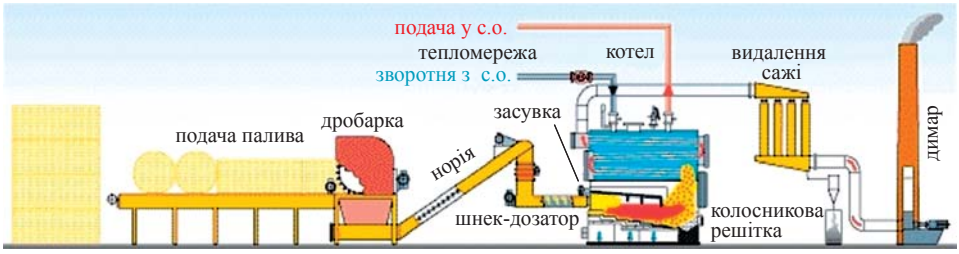


Рис. 5.35. Технологічна схема потужної котельні, опалюваної соломою [230]

Таблиця 5.19

Технічні характеристики [30]

Номінальна теплова потужність	кВТ	600
ККД	%	понад 80
Водна ємність котла	$м^3$	1,9
Температура води на вході до котла	°С	70
Температура води на виході з котла	°С	90
Припустимий тиск	МПа	0,2
Паливо	–	солома
Ефективність опалення	кДж/кг	15 000
Середнє використання при номінальній тепловій потужності	кг/год.	42

никає інша проблема – поставка необхідної кількості палива. Для гарантованої роботи котельні потужністю 1 МВт необхідно мати біопаливо у кількості приблизно 1000 т на обігрівальний сезон.

Висновки

Солома – це важливе джерело енергії, що за умов утримання її вологості у межах не більше 25% суттєво не впливає на парниковий ефект. Зменшення вологості до мінімуму дозволяє максимально зменшити під час спалювання викиди оксиду вуглецю, максимально підвищити ККД та забезпечити безперебійну роботу агрегатів, що подають солому до котла.

Україна має значний потенціал біомаси з відходів сільського господарства, використання якого здатне покрити потреби у паливі еквівалентні 7,74 млн. т у.п.

Використання соломи як палива зменшує ціну за одиницю виробленої теплової енергії і підвищує рівень життя сільського населення, конкурентоспроможність сільськогосподарської продукції і значно зменшує загрозу виникнення пожеж, сприяє зменшенню викидів CO_2.

Результати техніко-економічного аналізу показують, що виробництво тепла з біомаси є конкурентоспроможним навіть при використанні закордонного обладнання. Період окупності соломоспалювальних котелень на імпортному обладнанні становить близько 5–6, а на вітчизняному – 2–4 років.

Як бачимо строки окупності проектів з використанням соломоспалювальних котлів невеликі, але ж впровадження такої техніки стримує початкова ціна проекту, що є значно вищою за газоспалювальне обладнання тієї ж потужності. В умовах постійної нестачі коштів та значних кредитних ставок у банківських установах цей фактор має визначальну роль.

Для інтенсивнішого розвитку цього ринку необхідно звернути увагу державних установ та інших інституцій для вирішення низки існуючих проблем.

5.3.2.4. Будова та принцип дії піролізних котлів

Традиційні котли, опалювані деревиною, досягли межі своїх можливостей розвитку. Збільшення продуктивності спалювання палива при одночасному зменшенні його витрат стало можливим завдяки застосуванню процесу піролізу, тобто утворенню деревного газу з деревної маси шляхом спалювання газів, що утворюються при термічному розкладанні деревини за відсутності кисню. Конструкція котлів базується на принципі високотемпературного спалювання калорійного деревного газу. Процес спалювання відбувається у три етапи, кожен з яких проходить в певній зоні котла (рис. 5.36).

Система спалювання деревного газу гарантує високу ефективність котлів, сягаючу 89%, уможливлює також плавну регуляцію їх потужності у межах від 40% до 100% (табл. 5.20).

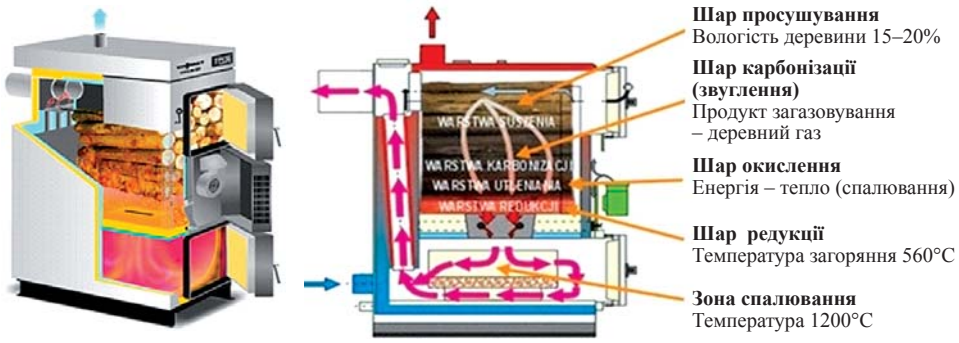


Рис. 5.36. Будова піролізних котлів

Таблиця 5.20

Технічні характеристики піролізних котлів [45]

		V20E	V25	P45	G75
Потужність котла	кВт	20	25	45	75
Ємність	л	55	60	95	175
Максимальний робочий тиск	кПа	200	300	200	200
Об'єм загрузочної камери	$м^3$	0,13	0,18	0,183	0,3
Маса	кг	410	415	550	840
Приблизне використання палива за сезон	$м^3$	15	18	27	45

Корпус котла виробляється з високоякісної зварюваної котлової сталі товщиною 5–8 мм. З огляду на високу температуру спалювання газу відсік для спалювання і сопло виготовляються зі спеціального вогнетривкого бетону з метою захисту сталевих стін котла від високих температур, подовжуючи тим самим термін їх використання.

Обслуговування котла виконується тільки раз – під час загрузки та розпалу. Кількості матеріалу, яким завантажується топка, вистачає на 8–12 годин при середній потужності опалення. Роботою котлів управляє мікропроцесорний регулятор.

5.3.2.5. Твердофазові мулові відкладення і котли для їх спалювання

Впроваджуються проекти енергетичного використання мулових відкладень та осаду стічних вод, склад яких наближений до торфу. У Польщі щороку утворюється близько 2,5 млн. т сухої маси з осаду стічних вод і промислових органічних відходів. Щороку на сміттєзвалищах комунальних відходів отримують близько 0,4 млн. т горючих та відфільтрованих органічних відходів [97].

Значна кількість біомаси виникає з відходів целюлозно-паперової промисловості. У Польщі щороку виникає понад 1 млн. т сухої маси відходів, головним чином, у вигляді стоків целюлозної вати та лігніну у лугах варочних цехів. Загальна кількість електроенергії, виробленої за допомогою паротурбін, що приводяться у дію паровими котлами, спалюючими відходи деревини, кори, відходи макулатури та лігнінові стоки, становить 15 МВт. Такого типу котли встановлені, наприклад, в Швецку, Квідзині та Остроленці (Świecku, Kwidzynie і Ostrołęce). Таким чином, за рахунок використання біомаси у вигляді мулових відкладень щороку заощаджується близько 0,1 млн. т вугілля.

Паперова промисловість має запаси біомаси у вигляді:

- кора і відходи деревини – 455 тис. т/рік
- твердофазні мулові відкладення – 96 тис. т/рік
- відходи і осад з переробки паперу – 230 тис. т/рік
- відходи макулатури, придатні до спалювання – 930 тис. т/рік

Топочну для енергетичних цілей потужністю 4 МВт, що переробляє 10–20 т сухої маси осаду на добу і постачає теплову енергію до сушарки осаду потужністю 2 МВт, побудовано на об'єкті з очищення стоків у Гдині-Дебогоже (Gdynia-Debogorze). Котли FUWI потужністю 0,2 МВт, що працюють на основі піролізу і газового спалювання осаду стічних вод, застосовуються в котельнях центрального опалення та об'єктах з очищення стоків меншої потужності.

Агрегати для піролізу осаду стічних вод працюють на об'єктах з очищення стоків в Сважеві (Swarzewie) біля Пуцка (Pucka), Радзейові (Radziejowie) біля Коніна (Konina), Бжозові (Brzozowie) біля Кросна (Krosna), Макові (Makowie) біля Чеханова (Ciechanowa), Гостиніні (Gostyninie) біля Плоцка (Płocka). Для спалювання застосовується також суміш сухого осаду з сухим вугільним пилом у пропорції 25–75% відповідно. Використання обладнання для газифікації осаду стічних вод є надзвичайно економічно доцільним. Річна вартість заощадженого вугілля дорівнює ціні 1 котла опалення потужністю 200 кВт, встановленого в Сважеві. Викиди при цьому виявилися меншими, ніж з конвенціональних газових котлів. Проектується побудова енергетичного об'єкту для утилізації відходів в Щитні (Szczytnie). Тут виробляється 3 т сухої маси осаду на добу, з якого можна отримати близько 200 кВт теплової енергії в опалювальній системі. Повний комплекс обладнання для термічної утилізації осаду стічних вод з міста, населеного кількадесятьма тисячами жителів, коштує приблизно 3 млн. злотих [97].

5.3.3. Газифікація біомаси

Згазовування біомаси це складний хімічний процес перетворення біомаси у вигляді торфу, вугілля, деревини та її відходів, сирих та гранульованих відходів рослиництва у генераторний (піролізний) газ (ГГ) та рідкі продукти під дією температури. Термохімічна газифікація є процесом часткового окислення біомаси в процесі якого отримують моноксид вуглецю, водень, метан, етан, діоксид вуглецю, невелику кількість вуглецевих з'єднань та таких з'єднань як метан і етан, а також пари води і різні домішки (смоли, частки вуглистої речовини і золи). Як окисник при газифікації можуть використовуватися повітря, кисень, пара або суміші цих речовин. Надалі продукти згазовування можуть використовуватися у якості енергоносія для котлів та інших теплогенеруючих пристроїв, КГУ тощо.

При повітряному згазовуванні виробляється генераторный газ з теплотворною здатністю 4...6 МДж/м^3 (низькокалорійний газ). Згазовування з використанням кисню дає середньокалорійний газ (10...12 МДж/м^3). Середньокалорійний газ (15...20 МДж/м^3) може бути отриманий також шляхом парової (піролитичною) газифікації. Це двохстадійний процес, що реалізовується в двох реакторах киплячого шару. Нині найширше застосовується найпростіший вид згазовування – повітряний [344].

За типом шару сировини і способом підведення окислювача основні технології можуть поділятися на згазовування в щільному (нерухомому) шарі з висхідним/низхідним/поперечним рухом газу, згазовування в киплячому шарі і згазовування в потоці [345].

Технологія низхідного руху газу (НРГ) вниз через щільний шар сировини, що опускається забезпечує отримання відносно чистого генераторного газу із змістом смол 50...500 мг/нм^3. Такий газ можна використовувати у КГУ невеликої потужності. У згазовувачах щільного шару з висхідним рухом газу (ВРГ) біомаса, що поступає зверху вниз, спочатку просушується генераторним газом, який рухається вгору, а потім тверда сировина піролизується з утворенням вуглистої речовини, що продовжує рухатися вниз і проходить стадію згазовуванні. Пароподібні продукти піролізу підносяться вгору гарячим генераторним газом. Концентрація смол в такому генераторному газі суттєво збільшується і може досягати 10...100 г/нм^3. З огляду на значний вміст смол, такий газ без додаткового очищення можна застосовувати тільки для спалювання у котлі, розташованому безпосередньо біля установки.

Визначальними особливостями згазовувачів з киплячим шаром (КШ) в порівнянні з реакторами щільного шару являються високі швидкості тепло- та масо- переносу і гарне перемішування твердої фази, що забезпечує високі швидкості реакції і близьку до постійної температуру шару. Частки сировини при цьому мають бути дрібнішими, ніж при згазовуванні в щільному шарі, тобто для реалізації такої технології необхідне додаткове попереднє подрібнення. При цьому отримують ГГ із вмістом смол 5...10 г/нм^3, що є середнім показником між продуктами отриманими з ВРГ і НРГ. При згазовуванні в циркулюючому киплячому шарі (ЦКШ) частки, що виносяться з реактора потоком газу, відділяються від генераторного газу в циклоні і повертаються назад в шар для збільшення ступеню конверсії вуглецю.

При згазовуванні в потоці частки сировини захоплюються потоком окислювача (зазвичай кисню або пари). Утворена таким чином суспензія проходить по усій довжині реактора, де і відбувається процес згазовування. При згазовуванні у потоці генераторний газ містить мало смол. Ця новітня технологія зараз у стадії розробки.

Серед інших видів реакторів можна виділити:

- реактор з рухомим шаром (горизонтальный шар, похилий шар, багатокамерний котел, котел зі шнеком для механічного переміщення шару сировини. Газифікація в такому реакторі зазвичай є низькотемпературною.
- камера, що обертається: в основному використовують для переробки відходів зважаючи на гарний контакт газу і твердих часток і перемішування сировини. Проблемою у такій конструкції є необхідність уникнення винесення твердих часток.
- циклонні і вихрові реактори: високі швидкості руху часток забезпечують великі швидкості протікання реакцій. Циклонні згазовувачі відрізняються простотою конструкції. Проте використовуватися для конверсії біомаси вони стали лише нещодавно, і технологія ще не до кінця відпрацьована.

Нині згазовування біомаси з метою отримання теплової енергії досягла комерційного рівня. Це означає, що виробники відповідного устаткування дають гарантію на свою продукцію, а сама технологія являється конкурентоспроможною у порівнянні з іншими технологіями виробництва теплоти. Найбільш відомі сьогодні газифікатори з висхідним рухом газу Bioneer компанії Bioneer Oy (тепер Foster Wheeler Energia Oy, Фінляндія) і реактори PRM Energy Systems, Inc. (США) газифікатори з циркулюючим киплячим шаром Pyroflow компанії A. Ahlstrom Oy (тепер Foster Wheeler Energia Oy), а також компаній Eurgi Energie und Umwelt (Німеччина) і TPS Termiska Processer AB (Швеція). Окрім згаданих вище, у світі є близько 25 виробників згазовувачів з низхідним рухом газу і більше 10 виробників згазовувачів інших видів.

До переваг цього процесу можна віднести:

– генераторний газ, отриманий при згазовуванні біомаси може використовуватись у будь-якому газоспалювальному обладнанні для отримання теплової і електричної енергії, виробництва пари, як сировина у хімічній промисловості тощо;
– зменшення кількості шкідливих газів до атмосфери. З однієї тонни деревних відходів при системі згазовування киснем кількість CO_2 становить близько 1000 м^3, а при повітряно-паровому методі до 2000 м^3,що щонайменше у п’ять разів менше ніж кількість викидів при традиційному спалюванні;
– збільшення ефективності перетворення углецевовмістної частини біомаси у теплову і електричну енергію ніж при безпосередньому спалюванні;
– можливість згазовування біомаси з високим процентом вологості;
– цей метод дозволяє ефективніше утилізувати широку гамму відходів.

У таблиці 5.21 Показано параметри основних видів біомаси, придатної для згазовування.

Таблиця 5.21

Параметри деяких біопалив для згазовування [280]

Біопаливо	Вологість, %	Теплотворна здатність, МДж/кг	Щільність, кг/м^3	Зольність,% с.м.
Щепа	20–60	6–16	150–400	0,6–1,5
Пелети	7–12	16,5–17,5	650–700	0,4–1,0
Жовта солома	10–20	14,3	90–165	4,0
Сіра солома	10–20	15,2	90–165	3,0
Паливна деревина	20–30	11–22	380–640	0,6–1,5
Кора	55–65	18,5–20	250–350	1–3

У якості сировини для газифікації можна використовувати брикетовану або пелетовану солому або інші відходи сільськогосподарського виробництва, відходи лісозаготівельної та лісопереробної промисловості і т. ін. Існуючі технології спалювання біомаси вимагають малої зольності.

Найбільш привабливою з економічної точки зору технологія згазовування є для підприємств, що займаються переробкою деревини та у меншій мірі відходів рослинництва. Відходи виробництва, що раніше підлягали утилізації або вивезенню, є цінною енергетичною сировиною, використання якої завдяки газовим генераторам дозволяє виробляти "зелені" тепло- та електроенергію. Така технологія може значно підвищити конкурентоздатність продукції, та дозволяє отримати дотації з екологічних та інноваційних програм і фондів. Продаючи вироблену на КГУ електроенергію підприємство отримує "зелені" і "жовті" свідоцтва походження.

У Польщі технологія піролізу і газифікації деревини застосовується лише декілька років. Наразі у Польщі вже кілька років працює декілька установок зі згазовування біомаси та деревини тепловою потужністю від 25 кВт до 197 кВт, що працюють на сировині у вигляді різних відходів деревини: тирсі, друзках, гілках, подрібненої кори і інших. Польська промисловість виробляє спеціальні котли для згазовування вологої деревини у в'язанках разом з твердим осадом очищувальних споруд. Так, енергетичні комплекти типу UZE WUSP–MET з тепловою потужністю від 25 кВт до 197 кВТ виробляються в Плешеві (Pleszewie) та на машинобудівному заводі HAMECH в Хайновці (Hajnówec). Спеціалізовані котли для газифікації мокрої деревини та дерев'яної тирси, змішаної с осадами стоків випускаються на підприємстві FUWI в Ельблонгу (Elblągu).

У зв'язку з зобов'язаннями Польщі у сфері охорони навколишнього середовища, реалізація новітніх проектів комплексної переробки відходів є дуже актуальним. Цей проект дає змогу комплексно вирішувати як проблеми утилізації відходів очисних споруд, так і забезпечення останніх тепловою і електричною енергією.

Незважаючи на помітний прогрес, досягнутий останніми роками в області очищення газу, система очищення є критичною ланкою будь-якої установки зга-

зовування. Тривають пошуки оптимальних рішень для досягнення необхідних рівнів очищення при мінімальних витратах. Найбільш активними в цій області є такі організації, як VTT (Фінляндія), BTG (Нідерланди), Мадридський університет Complutense, TPS (Швеція).

Установка ВРГ для згазовування біомаси

Показана на рис. 5.37 установка Güssing, є прикладом згазовування щільного шару з висхідним рухом газу [280]. Біомаса поступає зверху вниз і спочатку просушується генераторним газом, який рухається вгору, а потім тверда сировина піролізується з утворенням вуглистої речовини, що продовжує рухатися вниз і проходить стадію згазовування. Пароподібні продукти піролізу підносяться вгору гарячим генераторним газом, що перед попаданням на пальник, проходить через циклон де відділяється летючий попіл та дрібнодисперсні залишки біомаси.

ГГ поступає на пальник парового котла, а вироблена у ньому пара подається на турбіну, яка обертає електрогенератор. ККД котла становить близько 94%, а згазовування біомаси близько 85%. Температура димових газів становить 150–200°С [280]. Таким чином, загальний ККД системи переробки біомаси на електроенергію становить близько 37%. Це означає, що для отримання 500 кВт · год. електроенергії необхідно використати близько 240 кг сухої біомаси теплот-

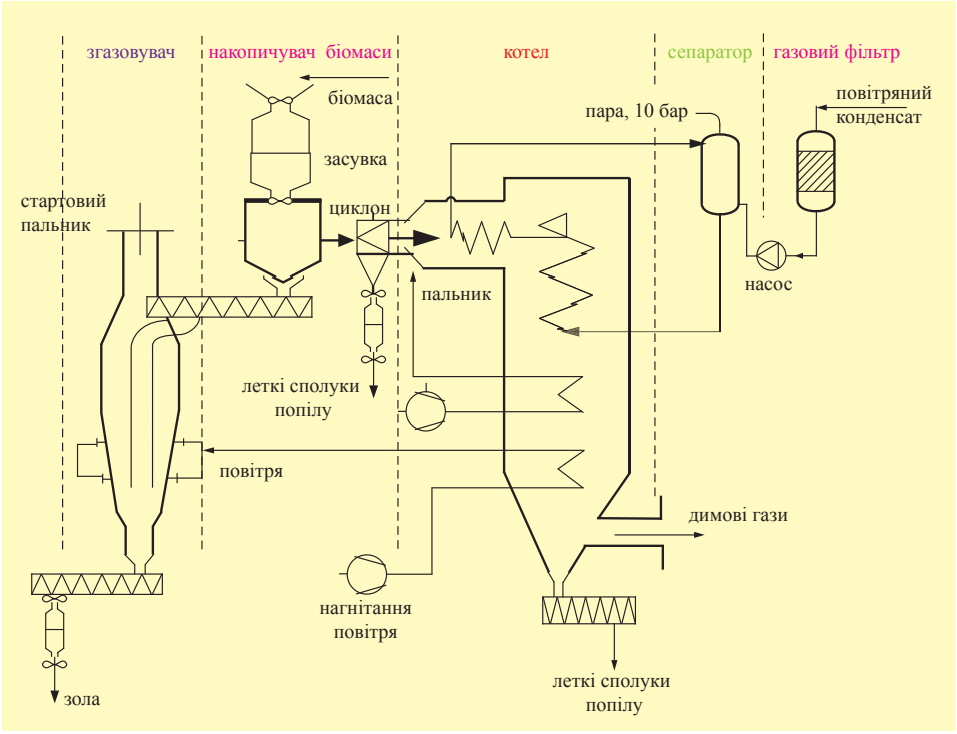


Рис. 5.37. Технологічна схема згазовування біомаси [280]

Таблиця 5.22

Технічна характеристика установки по згазовуванню біомаси та основні показники отримуваного на ній генераторного газу [280]

Вид технології	Технологія SI-Tech
ККД отримання електроенергії	37%
Смоли	50–100 с.м.
Теплотворна здатність отриманого газу	11 МДж/нм^3 (3,05 кВт · год./нм^3)
CO	41,3%
CO_2	19,0%
Водород (H_2)	28,5%
Метан CH_4	3,2%
Азот N_2	8%
Ступінь перетворення біомаси	98,99%
Енергетичний ККД конверсії біомаси в газ до двигуна	85%
ККД отримання теплової енергії в системі когенерації	45%
Емісія CO_2	На 23% менша ніж при спалюванні

ворною здатністю у 20,4 МДж/кг. На практиці це становить приблизно 300 кг відходів деревини з вологістю 15–20%.

До відходів деревини можна додавати домішки з відходів рослинництва і т. ін.

На тепловій станції потужністю 5 МВт$_t$ газифікатор Bioneer працює в парі з котлом. Газифікатор складається з живильного транспортера, шахтного реактора, футерованого вогнетривким матеріалом і конусною решіткою, що обертається. Сировина подається в газифікатор згори і, переміщаючись вниз, проходить послідовно зони сушки, піролізу, газифікації і горіння. Зола, що залишилася після горіння, віддаляється через ґрати в нижній частині газифікатора. Температура в зоні горіння регулюється шляхом зміни вологості повітряного дуття. Повітря і пара подаються в газифікатор знизу через решітку, що обертається. Генераторний газ по короткій теплоізольованій трубі поступає на пальник, сконструйований спеціально для спалювання низькокалорійного газу. На цій тепловій станції генераторний газ спалюється в котлі для підготовки гарячої води, що подається споживачам. Внаслідок високого рівня вмісту смол, газ, вироблений Bioneer, не може транспортуватися на великі відстані або безпосередньо використовуватися в двигунах внутрішнього згорання [4, 5].

Газифікатори Bioneer повністю автоматизовані і досить терпимі до характеристик використовуваної сировини (фракційний склад, вологість). Оскільки ці газифікатори працюють тільки з метою отримання теплоти, великий вміст смол і пилу в генераторному газі не викликає проблем.

Приклад згазовуючої установки потужністю 2,5 МВт



Рис. 5.38. Схема газогенеруючого агрегату [279]

Для згазовування підходять будь-які відходи деревини з високою вологістю (до 50%) та фракцією до 30–40 см. Задовільні результати отримані також в результаті спалювання відходи паливних брикетів з енергетичної верби, бурого вугілля, відходів ТБО та ін. Потужність переробки відходів деревини становить близько 1000 кг/год. Сировина у вигляді подрібненого палива (пилу, тирси, друзок тощо) подається до камери за допомогою черв'ячного транспортеру.

У технологічній установці згазовуваня біомаси та отримання технологічної пари, показаній на рис. 5.38 застосовується принцип двоступеневої генерації газу [279].

На першому етапі деревина під дією високої температури проходить процес карбонізації (швелювання) з виділенням газів, основними з яких є CO, CO_2, і водяна пари H_2O.

$$C + O_2 \rightarrow CO_2 + 97650 \text{ ккал/кг. моль}$$

$$2C + O_2 \rightarrow 2CO + 58860 \text{ ккал/кг. моль}$$

Кінцевим продуктом цієї стадії процесу є деревне вугілля з хімічним складом $C_{26}H_{18}O_2$. Шар деревного вугілля допалюється при нагнітанні повітря. Температура у шарі при цьому зростає до 1050°C і отриманий на попередній стадії CO_2 розкладається у присутності перегрітого вугілля C до CO.

$$C + CO_2 \rightarrow 2CO - 38790 \text{ ккал/кг-моль}$$

При температурах вище за 820°C проходить також реакція водяного газу. Розклад водної пари є ендотермічним процесом, що підтримує високу температуру шару вугілля та горючого газу на рівні 600–700°C.

$$CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2 + 10410 \text{ ккал/кг. моль}$$

За умов підтримання необхідних параметрів процесу згазовування, конверсії та спалюванню піддається близько 98–99,7% деревного вугілля, створеного з завантаженої сировини. Час перебування енергетичної сировини в камері складає



Рис. 5.39. Загальний вигляд установки для згазовування біомаси та виробництва теплової та електричної енергії [279]

2–3 год., що дозволяє реалізацію двоступеневого процесу карбонізації. В разі застосування деревини вологістю більше за 15% необхідно відповідно збільшити час його перебування в камері, що тягне за собою зменшення ефективності агрегату. Температура процесу згазовування коливається у межах од 600–700°С. При цьому з однієї тонни сухої деревини виробляється близько 2000 м^3 ГГ. Склад отриманого газу: горючі гази: CO (17–25%), H_2 (3–5%), CH_4 (2–4%); залишкові гази: CO_2 (25–33%), N_2 (30–36%), H_2O (10–15%) – водна пара. Енергетичний еквівалент отриманого з 1000 м^3 газу становить близько 1,4 МВт.

Отриманий газ спалюється у паровому котлі потужністю 2,5 МВт.

Висновки

Газифікація біомаси з метою отримання теплової енергії вже досягла комерційного рівня, хоча займає досить обмежений сегмент на енергетичному ринку, особливо в розвинених країнах. Для розширення цього сегменту необхідно здолати ряд економічних та інших нетехнічних бар'єрів. З точки зору капітальних витрат, які вище в порівнянні із станціями, що працюють на викопному паливі, економічно рентабельна робота установки газифікації у багатьох випадках можлива тільки при використанні дуже дешевої сировини.

Інтерес до технологій газифікації усе більш зміщується від виробництва тільки теплової енергії до можливості комбінованого вироблення теплової і електричної енергії. Перспективними шляхами застосування ГГ є спільне спалювання з вугіллям і природним газом на існуючих електростанціях і застосування когенераційних установок. Найпривабливішими і готовими для комерційного використання з метою вироблення електроенергії є зараз технології атмосферної газифікації в киплячому шарі та циркулюючому киплячому шарі.

5.3.4. Біогазові технології

Загальний обсяг виробленої у 2010 році в країнах ЄС енергії зросла до 11 Мт у.п., що на 2,6 Мт. н.е. (30%) більше за 2009 р. Біогаз вироблений на біогазових установках (БГУ) переважним чином спалюється в когенераційних установках (КГУ) за допомогою яких отримують теплову та електроенергію. В 2009 році в країнах ЄС з біогазу вироблено: на ТЕЦ та ТЕС 24 471 ГВт·год, а на КГУ 5869 ГВт · год, що в сумі склало 30 340 ГВт · год (збільшення в порівнянні з 2009 роком становить 20%). Кількість проданої теплової енергії у 2010 році також збільшилося на 200,5 кт у.п. У Швеції, Німеччині та Голандії збільшуються обсяги біогазу, який після визначеної підготовки (сушки та очистки) змішують в загальній газову мережу з природним газом [29].

В кінці 2011 р., згідно з даними URE (Установи з регулювання енергетики) [183], 144 біогазових установки виробляли електричну та теплову енергію за технологією когенерації. Їх електрична потужність становить: на 76 звалищах – 39,99 МВт, на 48 очисних спорудах – 57,87 МВт, на 10 сільськогосподарських біогазових установках – 9,25 МВт. 8 з 10 сільськогосподарських біогазових установок побудовані датською фірмою по вирощуванню свиней «Poldanor», інші 2 – біогазовні належать фермерським господарствам.

Біогаз, придатний для енергетичних цілей, виникає в процесі безкисневої ферментації (рис. 5.40):

- тваринних відходів і рослинного силосу в сільськогосподарських біогазових установках;
- осаду стічних вод в очисних спорудах;
- органічних відходів на комунальних звалищах сміття.

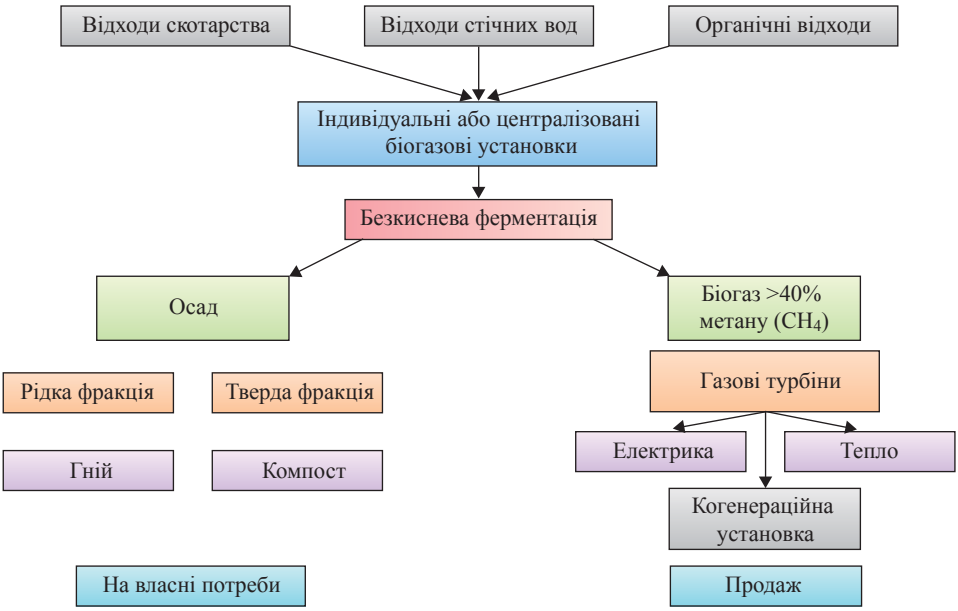


Рис. 5.40. Можливості отримання і використання біогазу [96]

Виробництво енергії з біогазу в країнах ЄС в 2009–2010 роках, тис. т н.е. [29] *Таблиця 5.23*

Країна	2009				2010			
	біогаз зі сміттє-звалищ	біогаз із очисних споруд	сільського-сподарський біогаз	Усього	біогаз зі сміттє-звалищ	біогаз із очисних споруд	сільського-сподарський біогаз	Усього
Англія	1474,4	249,5	0,0	1723,9	1499,4	272,8	0,0	1772,2
Німеччина	265,5	386,7	3561,2	4213,4	232,5	402,6	6034,5	6669,6
Італія	361,8	5,0	77,5	444,3	383,5	7,0	87,7	478,5
Франція	442,3	45,2	38,7	526,2	323,7	41,6	48,0	413,3
Голландія	39,2	48,9	179,8	267,9	36,7	50,2	206,5	293,4
Іспанія	140,9	10,0	32,9	183,7	119,6	12,4	66,7	198,7
Польща	35,5	58,0	4,5	98,0	43,4	63,3	8,0	114,6
ЄС	2996,8	1008,4	4340,9	8346,0	2929,8	1075,2	6938,3	10943,3

Кількість електроенергії з біогазу [29] *Таблиця 5.24*

Країна	2009			2010		
	Електро-енергія	Електро-енергія з ТЕЦ	Разом	Електро-енергія	Електро-енергія з ТЕЦ	Разом
Англія	5 064,7	526,8	5591,5	5 118,0	521,0	5 740,0
Німеччина	11 325,0	1 237,0	12 562,0	14 847,0	1358,0	16 205,0
Італія	1 374,1	365,5	1 739,6	1 451,2	602,9	2 054,1
Франція	671,4	175,0	846,4	774,2	304,2	1 078,4
Голландія	82,0	833,0	915,0	82,0	946,0	1 028,0
Іспанія	479,0	48,0	527,0	565,0	88,0	653,0
Польща	0,0	319,2	319,2	0,0	398,4	398,4
ЄС	20 394,0	4 773,4	25 167,4	24 470,9	5868,6	30 339,6

Безкиснева ферментація – це складний біохімічний процес, що відбувається в анаеробних умовах. При цьому бактерії розкладають органічні речовини на прості сполуки, основними з яких є метан та диоксид вуглецю. Під час процесу безкисневої ферментації до 60% органічної речовини перетворюється на біогаз. Біогаз складається, головним чином, з метану (CH_4) – 55–70%, CO_2 – 32–37%, NO_2 – 0,2–0,4% та 6 г/100 м^3 H_2S перед процесом очищення від сірки і менше 0,01 г/100 м^3 H_2S після нього. Швидкість розкладу залежить від характеристик і маси сировини, температури та оптимально обраного часу тривалості процесу. Оптимальна температура ферментації становить близько 30-35°С для мезофільних бактерій і 50–60°С – для термофільних. Для підтримання таких температур в ферментаційних камерах використовується 20–50% від отриманого біогазу [74].

Біогаз з високим вмістом метану (більше 40%) придатний для використання на енергетичних об'єктах або в інших технологічних процесах.

Приклади використання біогазу:
- виробництво електроенергії за допомогою генераторів з приводом від двигуна внутрішнього згоряння або газотурбінних генераторів;
- виробництво теплової енергії в пристосованих газових котлах;
- виробництво електро- і теплоенергії в когенераційних установках;
- постачання газу до газової мережі;
- використання газу як палива для тракторних та автомобільних двигунів;
- використання газу в технологічних процесах, наприклад, у виробництві метанолу.

Енергетичний потенціал України з використання біогазу досить великий (табл. 5.24) [266]. Важливо, що виробництво біогазу з твердих побутових відходів та відходів сільського господарства, проходить у процесі їх утилізації. Це виграє важливу екологічну роль, зменшуючи техногенне навантаження на навколишнє середовище. Попутнім продуктом виробництва біогазу з відходів сільського господарства є органічні добрива.

Загальний потенціал сухого гною, що може бути отриманий з відходів великої рогатої худоби, свиней і курей, в Україні становить 12,5 тис. т за добу. Потенціал сирого гною в цілому сягає 84,8 тис. т за добу. Вологість сирого гною і гною, що використовується на біогазових заводах, відрізняється. З існуючої кількості гною в Україні може бути вироблено 2,5 млн м^3 біогазу за добу.

Ґрунтуючись на кількості голів та віковій структурі тварин у 2008 році, український щорічний потенціал виробництва біогазу з гною великої рогатої худоби, свиней та курячого посліду становить 926 млн м^3. Коли 1 м^3 біогазу відповідає 1,5–3 кВт·год електроенергії, 926 млн м^3 можна перевести приблизно у 1,39–2,78 млрд кВт·год електроенергії, а це майже 1% поточного виробництва електроенергії в Україні (у 2008 році Україна виробила 192,6 млрд. кВт електроенергії).

Також існує багато субстратів рослинного походження, які можуть бути ефективно використані для виробництва біогазу. Крім того, енергетичні культури мають більш високий вміст метану, ніж тваринні відходи. У порівнянні з іншими енергетичними культурами кукурудзяний силос має переваги завдяки

Енергетичний потенціал біогазу в Україні, 2009 р. *Таблиця 5.25*

Сировина	Наявність біомаси у 2009 р.			Потенціал генерування ОСВ, тон CO_2e	Максимально допустимий потенціал біомаси			Потенціал генерування ОСВ, тон CO_2e
	Площі, млн га	Кількість відходів, млн..т	Отримана енергія млн.т. у. п.		Площі, млн. га	Очікувана кількість отриманої сировини, млн т	Отримання біогазу, млр м³	
Гній тварин і птахів	х	21,0	5,63	7 400 000	х		1,2	1 300 000
Зброджування осаду очисних споруд стічних вод	х		0,21	300 000	х			0
На полігонах ТПВ			0,77	1 000 000				0
З кукурудзи на силос (200 ц/га)	0,357	1000	2,00	2 600 000	5		30	33 700 000
З початків гички (цукрових буряків)	0,3	10 067		0		25		0
Всього				11 300 000			30–40	35 000 000

Концепція впровадження обладнання для виробництва електроенергії з біомаси *Таблиця 5.26*

Тип обладнання	Ємність ринку України, од	Сумарна встановлена потужність $МВт_т$+$МВт_е$	Заміщення ПГ* млрд.м³/рік	Зниження викидів $CO_{2\ екв}$*, млн. т/рік	Інвестиційні витрати, млн. грн.
Малі біогазові установки об'ємом 200–600 м³	2253	152+96	0,23	0,55	46,29
Фермерські біогазові установки об'ємом 600–3000 м³	827	271+173	0,42	1,09	73,98
Крупні біогазові установки об'ємом більше 3000 м³	4	6+4	0,01	0,01	171
Міні електростанції на біогазі полігонів ТПВ	60	90+60	0,13	2,4	300
Міні-ТЕЦ на деревині	10	100+50	0,21	0,41	125
Міні-ТЕЦ на соломі	10	100+50	0,20	0,40	125
Всього	3164	719+433	1,20	4,86	12748

* ПГ – природного газу

нижчим витратам на вирощування і зберігання та наявності при цьому майже того самого вмісту метану (52%).

Потенціал виробництва біогазу, розрахований на основі кількості кукурудзи, що була експортована з України у 2008–2009 рр, може становити 4,19 млрд $м^3$ за умови, що земля, яка зазвичай використовувалась для вирощування зернової кукурудзи, застосовуватиметься для вирощування силосної кукурудзи при середній урожайності 17,9 ц/га силосної кукурудзи замість 4,7 т/га кукурудзи на зерно. Беручи до уваги, що 1 $м^3$ біогазу в середньому може бути трансформований у 1,5–3 кВт·год електроенергії, на основі оціненого потенціалу Україна здатна виробити 6,28–12,57 млрд кВт·год електроенергії на рік. Це 3–7% від поточного українського виробництва електроенергії.

Інститутом технічної теплофізики НАН України запропоновано концепцію впровадження біоенергетичного обладнання для виробництва теплової та електричної енергії з біомаси в Україні. Згідно з цією концепцією з урахуванням впливу «зеленого тарифу» на період до 2020 року можна рекомендувати впровадження такого обладнання для виробництва електроенергії з біомаси: міні-ТЕЦ на деревині та соломі, когенераційні установки на біогазі з гною та інших відходів сільського господарства, міні електростанції на біогазі з відходів полігонів ТПВ табл. 5.26 [271].

Важливо зауважити, що для когенераційних біогазових установок (БГУ) навіть зеленого тарифу може бути недостатньо для досягнення терміну окупності меншого за три роки. Це пов'язано з високою вартістю відповідного обладнання, тому важливим фактором є можливість продажу зброджeного гною та іншого субстрату як органічного добрива (табл. 5.27) [271]. Зараз в Україні працюють три крупні біогазові установки та понад десять знаходяться у стадії спорудження або проектування. Жодна з працюючих когенераційних установок ще не отримала «зелений тариф» на електроенергію.

Таблиця 5.27

Техніко-економічне обґрунтування проекту по впровадженню типової біогазової установки (з урахуванням «зеленого тарифу» на електроенергію)

Встановлена потужність БГУ $МВт_т$+$МВт_е$	220+140	
Виробництво біогазу, тис. $м^3$/рік	630	
Сировина	свинячий гній	
Капітальні витрати, тис. євро	1000	
Експлуатаційні витрати, тис. євро/рік	34,6	
Варіант розрахунку	*min*	*max**
Чиста приведена вартість проекту, тис. євро	50,4	78,3
Внутрішня норма рентабельності,%	11,3	30,7
Термін окупності, років	6,5	3,0

* варіант *max* додатково включає дохід з продажу зброджeного гною як добрива та з продажу одиниць скорочення викидів.

5.3.4.1. Характеристика обладнання для біогазових установок

Технології отримання біогазу з твердих та рідких органічних відходів базуються на процесі метанової ферментації. Цей процес знайшов широке застосування у всьому світі як для біологічного знешкодження органічних відходів, так і для виробництва енергії з цієї біомаси.

Технологічна схема біогазової установки "NaWaRo" (Nachwachsende Rohstoffe), що розповсюджена у Німеччині, розрахована, головним чином, на силос з рослин (кукурудзи, трав, буряків і т. п.), але, залежно від конкретних умов господарства, можуть застосовуватися й інші субстрати (напр. рідкий гній, збіжжя чи його відходи). Така біогазова установка складається з ферментаційної та постферментаційної камери і когенераційного модулю. Після закінчення процесу ферментації залишки суспензії, яка була ферментована, є натуральним гноєм і можуть бути використані як ефективне екологічно чисте добриво, що дозволяє зменшити витрати штучних добрив в сільському господарстві.

Субстрати для біогазової установки, що пройшли процеси подрібнення та гомогенізації і були зібрані заздалегідь у накопичувальних сховищах, стають носієм енергії у вигляді біометану, виробленого у процесі мезофільної ферментації при температурі 37°C, проведеної у ферментаційній камері. Першим етапом виробництва біометану є гідроліз: білки → амінокислоти → полісахариди → прості сахариди → жири → багатоатомні спирти і жирні кислоти. У процесі кислотоутворення ацидогенний факультативний вид бактерій, який домінує у субстраті, перетворює розчинені у воді хімічні речовини у продукти гідролізу: головним чином, це коротколанцюгові органічні кислоти (76%) – летючі жирні кислоти (мурашина, оцтова, пропіонова, масляна, валеріанова, капронова), спирти (метанол, етанол), альдегіди і гази CO_2 і H_2. Наступним етапом продукції біогазу є перетворення етанолу та летючих жирних кислот ацетогенними бактеріями до ацетатів, CO_2 і H_2, що називається ацетогенною або ацетатоутворюючою фазою. На третьому етапі за допомогою аутотрофних і гетеротрофних метаногенних бактерій з оцтової кислоти (майже 70%), H_2 і CO_2, а також мурашиної кислоти, метанолу, метиламіну, двометилового сульфіду утворюється метан. Для забезпечення максимальної ефективності процесу утворення біогазу у ферментаційній камері повинні підтримуватися відповідні біологічні умови. Параметри цих процесів залежать від пропорцій і концентрацій силосу та рідкого гною. Вони підбираються на основі фізико-хімічного аналізу та попереднього моделювання процесу в лабораторних умовах. Конфігурація установки забезпечує оптимізацію процесу навіть при змінах пропорцій косубстратів. Кількість силосу залежить від концентрації сухої маси в ферментері. Наприклад, біогазова установка потужністю 500 кВт, в якій переробляється 55 т рідкого гною на добу, вимагає загрузки 22 т силосу на добу. Біогаз, вироблений у такій установці, матиме близько 54% метану [64]. Підтримання відповідної концентрації субстрату в ферментері забезпечують механічні мішалки, які, крім того, унеможливлюють накопичення у проблемних зонах твердих органічних залишків.

Постферментаційний осад транспортується до постферментаційної камери, в якій відбувається процес завершення ферментації і дегазації осаду. Потім цей осад використовується як сільськогосподарський гній. Вироблений біометан

після усунення сірководню, скеровується до когенераційного модуля, тобто газового двигуна, в якому хімічна енергія біогазу піддається конверсії на електро-, а також теплову енергію. Частина цієї енергії використовується на задоволення власних потреб, інша ж частина продається зовнішнім споживачам. Якщо когенераційна установка не працює, про причині виходу її з ладу то пристроєм, спалюючим біогаз, є газовий факел.

Біогазова установка оснащена пристроями, що забезпечують безпечну експлуатацію (система детекції газу, незалежні системи забезпечення рівнів і тисків), дистанційний моніторинг (управляюча і контролююча автоматика) [64].

5.3.4.2. Сільськогосподарські біогазові установки

Найбільш ефективним є використання систем анаеробної ферментації у місцях виникнення та масового накопичення відходів. Для сільськогосподарських об'єктів такими місцями є ферми ВРХ, свино- та птахоферми, де регулярно виникає значна кількість гною для утилізації, до якої додають біомасу рослинного походження.

Кожна біогазова установка повинна розроблятися індивідуально. Параметри споруд біогазової установки, підбір комплексу технологічного обладнання, розробка технологічного процесу повинна здійснюватись з врахуванням кількості та складу субстрату біомаси, передбаченої для переробки, та таких додаткових параметрів як початкова вологість та ін. (табл. 5.28)

У таблиці 5.29 представлено вихід біогазу та вміст у ньому метану, як головного енергетичного компоненту, в залежності від різних типів сировини, що використовується у БГУ. Для визначення виходу біогазу за допомогою таблиці

Таблиця 5.28

Основні технологічні параметри процесу отримання біогазу

Критерій	Технологічний параметр
Кількість етапів технологічного процесу (розподіл гідролітичної, ацидофільної, октаногенної та метаногенної фаз ферментації)	Одноетапний Двоетапний Багатоетапний процеси
Температура технологічного процесу	Психофільний режим до 20 °С Мезофільний режим 32-38 °С (85% установок) Термофільний режим 52-68 °С
Технології ферментації	Безперервна (особливе значення має при твердій ферментації) змінна періодична
Вид субстрату, процент сухої маси у субстраті,% с.м.	Рідкий субстрат (найбільш розповсюджена технологія) 12% с.м. Твердий субстрат (технологія у фазі розробки) більше 12% с.м.

Таблиця 5.29

Вихід біогазу та вміст в ньому метану при використанні різних типів сировини

Тип сировини	Вихід газу ($м^3$ на кілограм сухої речовини)	Вміст метану (%)
А. Тваринний гній		
Гній ВРХ	0,25–0,34	65
Свиний гній	0,34–0,58	65–70
Пташиний послід	0,31–0,62	60
Кінський гній	0,20–0,30	56–60
Гній овець	0,30–0,62	70
Б. Відходи господарства		
Стічні води, фекалії	0,31–0,74	70
Овочеві відходи	0,33–0,50	50–70
Картоплиння	0,28–0,49	60–75
Бурякове бадилля	0,40–0,50	85
С. Рослинні сухі відходи		
Пшенична солома	0,20–0,30	50–60
Житня солома	0,20–0,30	59
Ячмінна солома	0,25–0,30	59
Вівсяна солома	0,29–0,31	59
Кукурудзяна солома	0,38–0,46	59
Льон	0,36	59
Конопля	0,36	59
Буряковий жмих	0,165	
Листя соняшника	0,30	59
Конюшина	0,43–0,49	
Д. Інше		
Трава	0,28–0,63	70
Листя дерев	0,21–0,29	58

необхідно визначити вологість сировини. Яка кількість сирої сировини відповідає 1 кг сухої маси (с. м.) розраховують: 100 : (100% – ξ), де ξ – вологість.

Наприклад: Вологість гною ВРХ 85%. Тоді 100 : (100 – 85) = 6,6 кг. Тобто одному кг с. м. відповідає 6,6 кг гною.

Приблизні значення виходу біогазу:

1 тонна гною ВРХ – 40–50 $м^3$

1 тонна свиного гною – 70–80 $м^3$

1 тонна пташиного посліду – 60 – 70 $м^3$

У таблиці 5.30 представлено час ферментації субстратів з різної сировини.

Таблиця 5.30

Порівняння часу ферментації зеленої маси [40]

Сировина	Термін ферментації (дні)
Солома	78
Бадилля буряків	14
Гичка картоплі	53
Кукурудзяне стебло	52
Конюшина	28
Трава	25

ДОСВІД ПОЛЬЩІ

Оптимальною концепцією в умовах Польщі, де переважна більшість сільськогосподарських товарних виробників – дрібнотоварні фермерські господарства, є побудова однієї біогазової установки потужністю біля 1 МВт на одну сільраду. У якості субстрату для біогазової установки буде завозитися гній, відпрацьована підстилка, біомаса з вигрібних ям, осад стоків з очисних споруд навколишніх селищ. Розраховується, що на потреби такої установки необхідно використовувати кукурудзу або іншу рослинну біомасу, вирощену на 50–100 га непридатних земель. Передбачається, що з установок такого типу можна буде щороку отримувати від 0,5 до 1 млн. м^3 біогазу. Після очищення газ буде транспортуватись до місцевих газоспалювальних систем або буде спалюватися в когенераційній установці, виробляючи електроенергію і теплову енергію для великих споживачів енергії, підпорядкованих цій сільраді. Крім економічних переваг виконання таких проектів, у певній мірі, веде до підвищення енергетичної безпеки країни в сфері диверсифікації поставок і розосередження постачальників енергоносіїв. Таким чином, вирішується також питання утилізації відходів, що має значний екологічний ефект. Побічним продуктом виробництва газу у біогазових установках є кільканадцять тисяч тонн гною і компосту щороку, які можна використовувати для виробництва екологічно чистого продовольства. Передбачається, що з однієї тонни силосу кукурудзи й однієї тонни стічних жирних осадів і гною можна отримати близько 500 м^3 біогазу. Вартість проекту складатиме від 12 до 14 млн. злотих. Строк його окупності – близько 6 років.

Будова відповідних установок для утилізації гною має такі переваги:

– виробництво біогазу для виробництва теплової та електроенергії;
– виробництво високоякісного органічного добрива;
– зниження тяжкості тваринницької продукції для середовища;
– вирішення проблеми складування відходів.

Перша сільськогосподарська біогазова установка Польщі

Основна інформація:

Власник біогазової установки – Фірма Poldanor S.A. в Павловку I (Pawlowku I) – аграрне підприємство, один з потужніших виробників свинини в Європі (рис. 5.41–5.42);

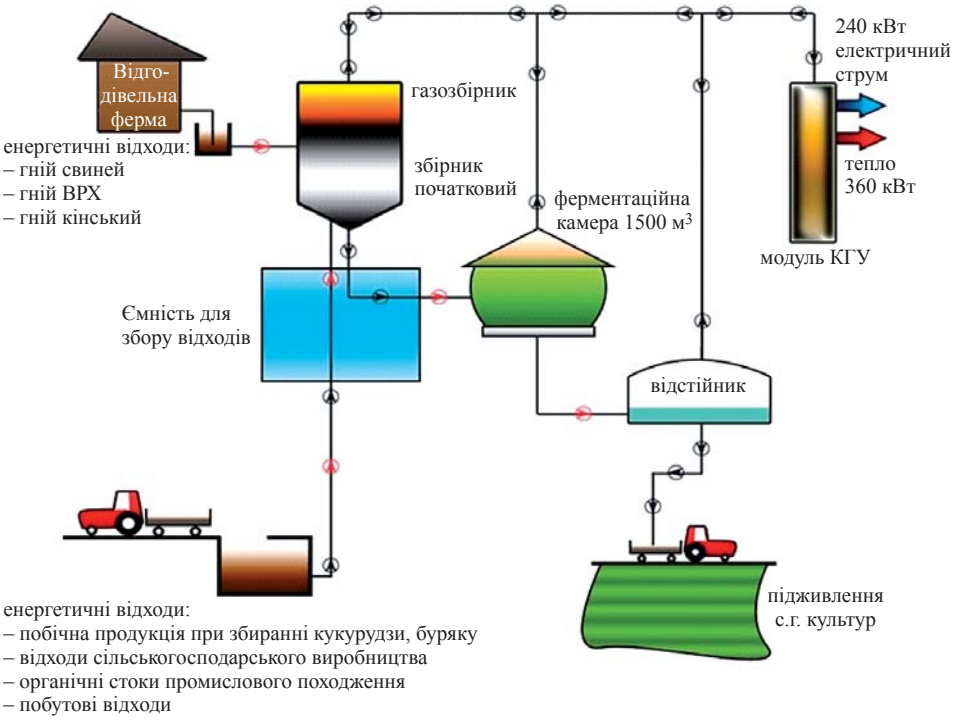


Рис. 5.41. Схема сільськогосподарської біогазової установки в Павловку, гміна Пшехлево (Przechlewo), повіт Члухов (Człuchów), воєводство Поморське [105]

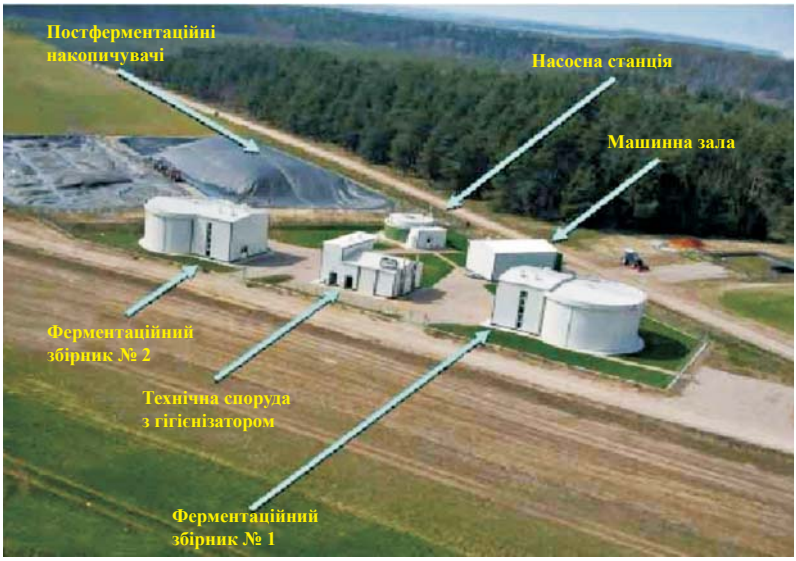


Рис. 5.42. Фотографія біогазової установки в Павловку, гміна Пшехлево (Przechlewo), повіт Члухів (Człuchów), воєводство Поморське [105]

Основні передумови для впровадження біогазової установки:

- необхідність утилізації 25 000 т відходів свинарства/рік;
- площі під вирощування рослинницької продукції понад 15 000 га. Утилізація відходів рослинництва
- переробка гною свиней дозволяє отримати високоякісне органічне добриво, поліпшити санітарно-гігієнічний стан територій, зменшити сморід у місцях накопичення гною та при внесенні непереробленого гною на поля;
- економічна і проекологічна стратегія розвитку підприємства передбачає інвестиції в нові біотехнології;
- можливість отримати додаткові прибутки від "зеленої енергії".

Технічні характеристики біогазової установки

– датська технологія;
– сировина: 25 000 т відходів свинарства на рік з ферми в Павловку;
– 3500 т м'ясних відходів/рік з фірми Prime Food, розташованої поблизу Павловку;
– виробництво енергії: 790 000 $м^3$ біогазу на рік (вміст метану CH_4 – 65%);
– 1,4 ГВт · год. електроенергії, а також 2,6 ГВт · год. теплової енергії (когенераційний агрегат потужністю 230 $кВт_е$, 400 $кВт_т$);
– біогазова установка діє з червня 2005 р.;
– кошти інвестиції: 4,3 млн. злотих [105] ;
– для власних потреб фірма використовує близько 0,5 ГВт · год. електроенергії, іншу частину продає до мережі. Біогазова установка заробляє також на "зелених" сертифікатах;
– теплова енергія повністю використовується фірмою.

У березні 2008 в Плащциці (Plaszcycy) фірма Poldanor здала в експлуатацію чергову біогазову установку потужністю 625 кВт (електрична і теплова). Цією ж фірмою будується біогазова установка потужністю 330 кВт в Члухові (Człuchów).

У 2008 році Poldanor зробив найбільшу інвестицію у будівництво біогазової установки потужністю 2 МВт в Кочалю (Koczale). У 2009 році чотири біогазові установки мали електричну потужність рівну 3,494 МВт [183].

ТЗОВ Agrogaz Sp., що інвестує в будівництво біогазових теплоелектроцентралей, побудувало першу в Польщі велику біогазову установку. Інвестиційний об'єкт загальною потужністю 2,1 МВт був введений в експлуатацію в Лішкові (Liszkowie), воєводство Куявсько-Поморське [194].

Для біогазової установки потужністю 1 МВт необхідно кукурудзи з вихідної площі близько 500 га.

Висновки, щодо перспектив розвитку сільськогосподарських біогазових установок.

У порівнянні з іншими країнами ЄС (Німеччина, Данія) обсяги виробництва сільськогосподарських біогазу в Польщі на сьогодні є досить незначним, хоча аграрний сектор має найбільший технічний потенціал з огляду на доступність відходів, що можна використати у якості енергетичної сировини. У стратегії розвитку ВДЕ в Польщі до 2013 року на використання біогазу робиться зна-

чно більший акцент, ніж раніше (потужність сільськогосподарських біогазових установок в 2013 році повинна скласти близько 76 МВт [118]).

Мають стійку тенденцію до збільшення обсяги вирощування й використання енергетичних рослин у біоенергетичному секторі і виробництві біогазу Польщі.

Система "зелених сертифікатів" і Закон про Енергетичне Право стимулюють подальший розвиток відновлюваних джерел енергії (в т.ч. біогазу) в Польщі. Програми і фонди ЄС підтримують інвестиції в області біогазових установок, в т.ч. виробництво електроенергії і тепла в когенераційних установках).

Бар'єри, що перешкоджають будівництву сільськогосподарських біогазових установок:

- технологія виробництва сільськогосподарського біогазу не достатньо вивчена;
- висока ціна на імпортне обладнання;
- складні і неясні процедури отримання дозволів на побудову біогазових установок та отримання «зеленого тарифу»;
- низький рівень суспільних знань про відновлювані джерела енергії;
- великі початкові капіталовкладення на впровадження технології;
- недостатність зразків для наслідування – лише кілька реалізованих проектів;
- продаж або використання теплової енергії на місці розташування БГУ є проблемою;
- необхідність суворого дотримання режимів процесів ферментації, збереження відповідної пропорції окремих компонентів субстрату.

Переваги тривалого розвитку біогазових установок у сільських місцевостях:

- використання біогазу в домашніх господарствах, громадських об'єктах;
- поліпшення гігієнічно-санітарного стану сіл (припинення внесень фекалій на поля);
- продаж електроенергії;
- продаж теплової енергії;
- зменшення емісії CO_2;
- натуральний, дешевий, доступний гній;
- виробництво екологічних чистої сільськогосподарської продукції на основі натурального гною;
- створення і гарантування робочих місць;
- альтернативний напрямок виробництва в аграрному господарстві;
- гарантія доходів і збільшення неоднорідності продукції (зменшення інвестиційного ризику в господарстві);
- часткова енергетична незалежність сільських регіонів.

Для покращення перспектив розвитку БГУ у сільськогосподарських місцевостях необхідно:

- співробітництво аграрних господарств, спільна реалізація біогазових установок (зменшення витрат, збільшення прибутку);
- створення позитивного ставлення сільського населення до біогазових установок;

– підтримка проектів місцевою владою та фінансовим сектором (спеціальні механізми підтримки інвестування, напр., фонди і контракти);
– спрощення формально-юридичних процедур;
– розробка типових проектів для біогазових установок різної потужності разом з кошторисом;
– інструкції виробників пристроїв для обладнання біогазових установок;
– виконання економічного аналізу інвестування;
– популяризація даних рішень у мас-медіа;
– підготовка осіб, що приймають інвестиційні рішення (представники районної та обласної влади, потенціальні приватні інвестори).

У майбутньому біогазові технології будуть розвиватися у двох напрямках паралельно:
– малі біогазові установки (напр., установки <500 кВт в аграрних господарствах);
– централізовані біогазові установки (напр., установки >500 кВт при кожній сільраді).

5.3.4.3. Біогаз з продуктів очистки стічних вод

Ще з 1965 року біля Києва в с. Бортничі діє біоустановка, що виробляє близько 10 млн. м^3 біогазу на рік з осадів стічних вод столиці. Аналогічні установки функціонують у Харкові, Одесі, Кривому Розі, біогаз з яких спалюється у газових котлах [272].

В Польщі в спорудах для очистки стічних вод у 2010 році працювали 48 біогазових установок, з яких щороку отримують близько 50 млн. м^3 біогазу, що спалюється в когенераційних агрегатах. Вироблена ними електрична потужність становила 23,418 МВт, а теплова 34,45 МВт. Найчастіше вироблена енергія використовувалась в технологічних процесах очистки стоків [183].

Виробництво теплової та електроенергії на прикладі очисної споруди "Куяви" ("Kujawy") в Кракові

Оцінюється, що окупність цієї біогазові установки буде становити близько 6–8 років. Біогазові установки користуються "зеленими, жовтими, червоними" сертифікатами (за виробництво електро- і теплової енергії).

Принцип дії очисних споруд показано на рисунку 5.43.

Стоки, що потрапляють до очисної споруди, насамперед піддаються механічній очистці, яка полягає у видаленні мінеральної суспензії (піску) і жирів в піщаному фільтрі з активним вентилюванням, видаленні крупних плаваючих частин (дерев та ін.) на спеціалізованих решітках та видаленні суспензії, яка легко випадає в осад при седиментації у перших відстійниках. Стоки потрапляють до перших відстійників через розділяючий відсік, а потім надходять до камер осаду, де відбувається процес в проточному реакторі з відокремленими відсіками: анаеробним, низькокисневим і кисневим з внутрішньою рециркуляцією. Вторинний осад, являючи собою живу, біологічну бактеріальну культуру, для якої джерелом живлення є свіжі, напливаючі з перших відстійників стоки,



Рис. 5.43. Фото, що представляє очисну споруду “Куяви” [65]

частково повертається назад до камер біологічно активного осаду рециркуляційними насосами. Надлишок вторинного осаду згущується механічно. Аналогічно згущується перший осад із перших відстійників в гравітаційному згущувачі. Обидва осади – первинний і вторинний, згущуються із зменшенням вмісту води до близько 95%, а потім подаються до відокремлених ферментаційних камер, де піддаються ферментації, що триває в середньому близько 22 днів. Ферментований осад піддається кінцевому зневодненню на стрічкових пресах і збирається на відстійниках, натомість біогаз збирається в ферментаційних камерах. Після видалення сірки він збирається у сховищах і застосовується для живлення генераторів у когенераційних установках, а також твердопаливних котельнях. Надлишок біогазу спалюється на факелі.

Виробництво біогазу. Біогаз виробляється в чотирьох відокремлених ферментаційних камерах об’ємом 2800 м^3 кожна і продуктивністю близько 100 м^3/год. Загальна продуктивність очисної споруди при врахуванні актуальної течії стоків становить близько 260 м^3/год. Надлишок біогазу зберігається на складі в сховищі ємністю 330 м^3.

Склад біогазу, одержуваного в процесі ферментації осаду в очисній споруді “Куяви”:

- метан [CH_4] – 65%;
- вуглекислий газ [CO_2] – 34%;
- сірководень [H_2S] – 47 мг/м^3.

Теплотворність отримуваного біогазу є вищою, ніж передбачалось проектом на початку. При проектній теплотворності 22 МДж/м^3 фактично отримано 23,8 МДж/м^3. У зв’язку з вищевказаним з 1 м^3 біогазу отримують 4,6 кВт · год. електро- або теплової енергії при закладеній продуктивності 4 кВт · год. Біогаз очищується від сірки у фільтраційній установці, працюючій на основі дернової руди. Отриманий біогаз використовується для живлення генераторів, а також газової котельні.

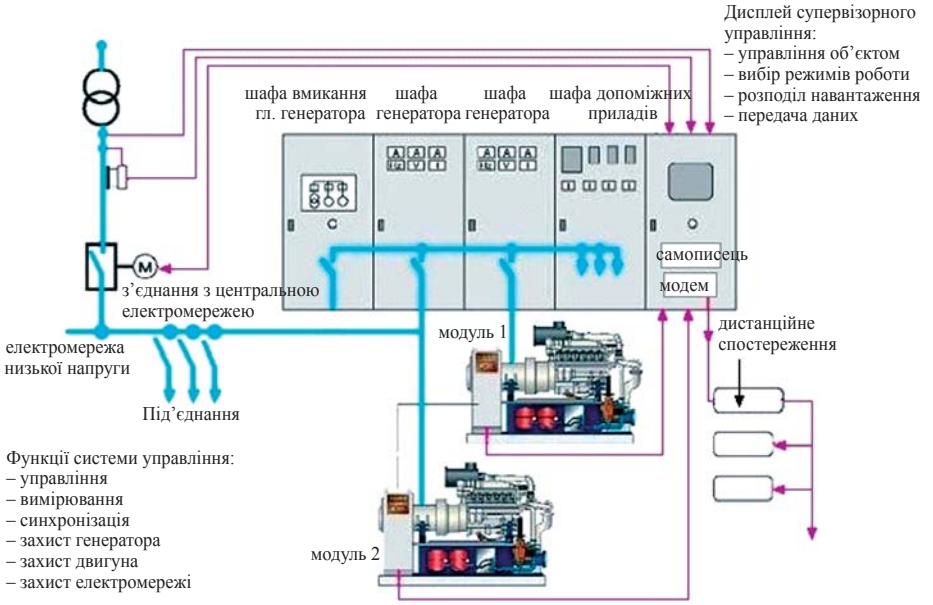


Рис. 5.44. Спосіб з'єднання двох модулів, працюючих паралельно з енергетичною мережею [65]

Виробництво теплової та електроенергії. На об'єкті працює три когенератори, оснащені 6-циліндровими газовими двигунами внутрішнього згоряння (ДВС), оснащеними турбокомпресором, а також приладом для охолодження газу (рис. 5.44).

З кожної установки отримується 292 кВт$_т$ і 173 кВт$_е$. Двигуни працюють на збідненій газовій суміші. ККД агрегату становить близько 90% і гарантує отримання прибутку на рівні кількохсот тисяч злотих щороку [65].

5.3.4.4. Біогаз з відходів сміттєзвалищ

Загалом обсяг складованих відходів в Україні становить нині близько 25 мільярдів тонн. Тільки міста України генерують біля 40 млн м^3/рік (10 млн т/рік). Більше ніж 90% твердих побутових відходів вивозиться на 655 звалищ, що розташовані біля міст. Біля 90 найбільш потужних звалищ, вміщують до 30% всіх відходів і пригодні для сбору і подальшого використання біогазу. В той же час тільки з 90 найпотужніших полігонів можна отримувати біля 400 млн м^3/рік біогазу, що відповідає приблизно 0,3 млн.т у.п./рік [347]. Усього в Україні під сміттям різного виду і походження зайнято 160 тисяч гектарів земельних угідь. Модуль техногенного навантаження на одиницю площі нашої країни становить 41391 тонну на квадратний кілометр, відповідно на одного мешканця – 480 тонн. У галузі поводження з відходами Україна вважається однією з найбільш забруднених і екологічно напружених країн світу.

Оцінюється, що з 1 тонни комунальних відходів можна отримати близько 100 м^3 біогазу, спалюючи який в когенераційному агрегаті можна отримати близько 200 кВт · год. електроенергії і близько 300 МВт · год. теплової енергії [53]. Наприклад, паризькі підприємства термічного знешкодження відходів спалюють біля 1 900 000 тонн відходів в рік, що дозволяє їм обігрівати 200 000 помешкань. З поверхні 15 га звалища і річної маси складованих відходів 180 тис. тонн можна отримати щороку 20–60 ГВт · год. теплової енергії. Енергія 1 м^3 біогазу дорівнює близько 0,9 м^3 природного газу, 1 л дизелю або 1,3 кг вугілля. Можна прийняти, що з одного кілограма відходів отримується близько 0,5 м^3 біогазу з теплотворністю близько 22 МДж/м^3.

Газ сміттєзвалищ – це продукт анаеробної деградації органічної речовини, домінуючого складника комунальних відходів.

На утворення та швидкість утворення звалищного газу має вплив багато чинників. До найважливіших відносяться склад, вологість, температура, термін перебування відходів на звалищі. Не менш істотними є також структура відходів, техніка складання й прикриття звалища.

Головним складником газу сміттєзвалищ є метан (CH_4), вміст якого варіює найчастіше від 40 до 60%. Такий склад дозволяє енергетичне використання біогазу.

Біогаз, що генерується з відходів та, особливо, його головний складник метан, вважається газом, що впливає на зростання рівня глобального потепління атмосфери і виникнення так званого парникового ефекту. Метану приписується вплив на зростання парникового ефекту аж у 20–25 разів більше, ніж CO_2. Інші загрози, пов'язані з утворенням біогазу – це, наприклад, можливість самозаймань на звалищах, неконтрольоване поширення їх і утруднення біологічної рекультивації після закінчення експлуатації звалища. Головною метою використання виникаючого біогазу на звалищі є редукція емісії метану до атмосфери і застосування його для виробництва електро- і теплової енергії (рис. 5.45–5.46).

У Польщі в 2009 році на звалищному газі працювало 72 біогазових установок загальною потужністю 39,411 МВт, виробляючи близько 40 ГВт · год. електро- і теплової енергії [183].

Період експлуатації звалища триває в середньому 10-20 років. На звалищі в Бидгощі (Bydgoszcz) працює установка з електрогенеруючими агрегатами потужністю 300 кВт, в Познані – потужністю 400 кВт, в Грудзяжу (Grudziadzu) – 100 кВт, в Кошаліні (Koszalinie) – 100 кВт, в Гданську – 400 кВт.

В польських умовах установка, дегазуюча звалище, використовуючи електричні генератори потужністю 400 кВт, коштує близько 2 млн. злотих [103].

У лютому 2010 року у Маріуполі відбулося введення в експлуатацію першої в регіоні системи збору і утилізації біогазу на Приморському полігоні ТПВ. Завдяки застосованій технології, на звалищі зменшитися утворення неприємного запаху, канцерогенних речовин і ризик самозаймання відходів. Зібраний біогаз містить близько 50% метану. В найближчому майбутньому «ТІС Еко» планує реалізувати такий проект і на другому полігоні Маріуполя – Орджоникідзевському. Компанія «ТІС Еко» змогла реалізувати подібний проект за рахунок власних капіталовкладень. Завдяки роботі системи по збору і утилізації біога-

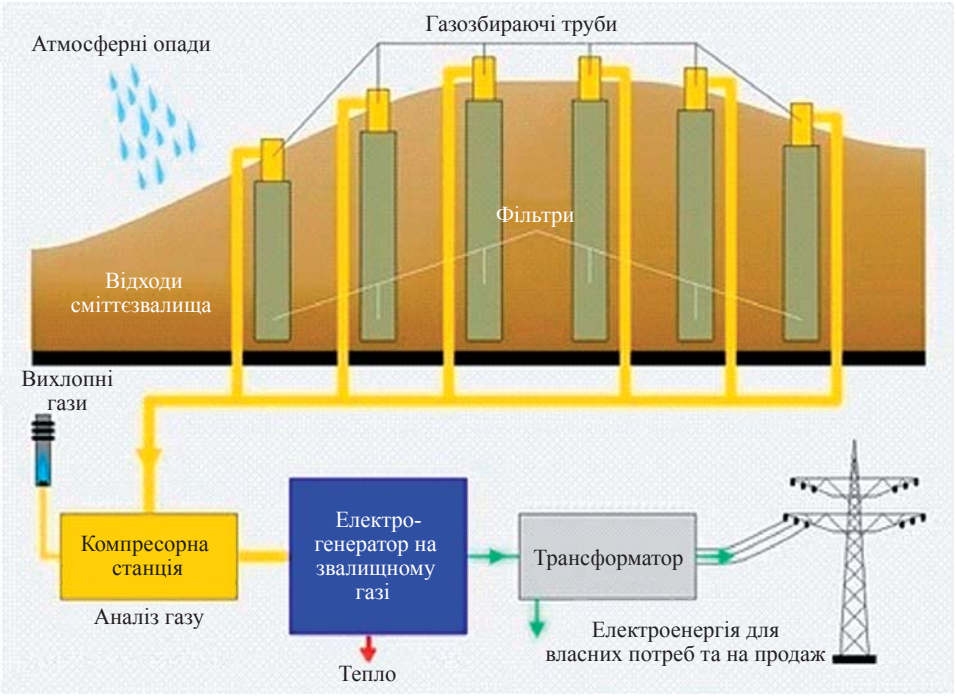
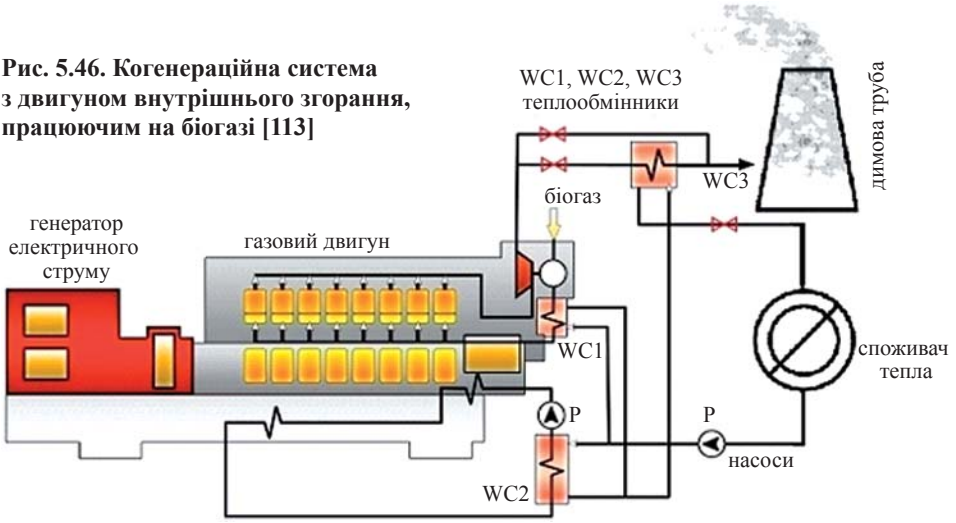


Рис. 5.45. Схема біогазової установки на звалищі комунальних відходів [96]

Рис. 5.46. Когенераційна система з двигуном внутрішнього згорання, працюючим на біогазі [113]



зу, на Приморському полігоні ТПВ утилізується в середньому 600 м^3 біогазу в годину. При використанні цього газу в когенераторі, з нього можна буде виробляти близько 1 МВт/год. електроенергії і 1,5 МВт/год. тепла та економити в середньому близько 2,3 млн. м^3 природного газу. Інвестиції повинні окупитися

за 3–4 роки. Істотні ризики криються в відсутності відпрацьованих на практиці механізмів використання «зеленого тарифу» [273].

Біогазова електростанція на звалищі комунальних відходів Барич

Міське звалище «Баричі» (Bagycz) розміщене близько Кракова і існує від 1974 року (рис. 5.47). Звалищем користуються жителі Кракова та Велички. Воно розташоване на бугристій території в 15 км від міста, а обслуговує його Міське Підприємство Очистки (MPO).

Зараз звалище займає 50 га, та заповнене на 80% від розрахункової граничної норми [314].

Біогаз, який виникає в процесі анаеробної ферментації побутових відходів складається з метану (60%) і вуглекислого газу. (35%).

Записи приладів, що встановлені на біогазовій установці Барича показують, що вміст метану в біогазі коливався на рівні 45–70%, а теплотворна здатність при цьому складала від 14,9 до 20,5 МДж/м^3.

Видобування й утилізація біогазу полягає в викачуванні його зі звалища вакуумним компресором і транспортуванні газовою мережею до блоку з когенераційними установками. Біогаз з кожного колодязя транспортується газовими ка-



Рис. 5.47. План звалища Барич [314]



Рис. 5.48. Газові колодязі на поверхні звалища [314]

налами діаметром 63 мм до компресорної станції, де відбувається регулювання його тиску і визначення складу. Від компресорних станцій газ направляється головним колектором з діаметром 160 мм до будівлі з основним технологічним обладнанням: енергогенеруючими агрегатами і контрольно-вимірювальними пристроями та автоматикою. Установка оснащена додатково факелом, який може спалювати біогаз в разі зупинки енергогенеруючих комплексів. Робота всієї системи видобування та спалення біогазу відбувається у автоматичному режимі, а процедури вимірювання з записом усіх параметрів.

Теплова енергія від когенераційних установок використовується для технічних та соціальних об'єктів звалища: сортувальної станції, компостувального участку та підігріву води у системі ГВП.

Енергетичний блок звалища обладнаний чотирма контейнерними когенераторними установками. Дві з них були здані в експлуатацію у 1998–1999 рр і мають потужність 249 кВт·год, а ще два добудовані у 2002 та у 2008 роках мають потужність відповідно 372 та 469 кВт·год.

До систем тепло та електропостачання блоки підключені паралельно і можуть бути ввімкнені у залежності від кількості газу. Таке включення дозволяє у повному обсязі використовувати богаз зі звалища.



Рис. 5.49. Когенераційна установка з газовим двигуном внутрішнього згоряння в Баричі [314]



Рис. 5.50. Загальний вигляд когенераційних блоків контейнерного типу на території звалища комунальних відходів у Баричі [314]

Контейнерові когенераційні установки обладнані газовими двигунами внутрішнього згорання, що обертають синхронні електрогенератори. Вироблена електроенергія повністю забезпечує власні потреби підприємства, а її надлишок продається за зеленим тарифом у загальну електромережу.

ЗАТ МРО має концесію Установи Регулювання Енергетики Польщі на виробництво електроенергії на звалищному газі на рівні 700 МВт·год щомісячно [314].

Сміттєпереробний завод на звалищі твердих побутових відходів у Баричі окрім свого прямого завдання – зменшення кількості відходів, вторинної переробка частини з них, раціональне складання, несе, завдяки застосуванню біогазової технології ще одразу декілька корисних функцій:

- значно зменшується кількість викидів шкідливих газів, головним чином, метану;
- покращується санітарно-епідеміологічна обстановка;
- полегшується рекультивація земель на місці свідпрацьованого звалища.

І, найголовнішим є те, що БГУ повністю забезпечують тепловою та електроенергією власні потреби, а надлишки продаються у загальну електричну мережу.

5.3.4.5. Технології переробки водоростей на біогаз [346]

Використання синьо-зелених водоростей зібраних з поверхні Дніпра.

Практично для всіх водосховищ Дніпровського каскаду характерна проблема синьо-зелених водоростей, які особливо активно розмножуються у липні-серпні. В цей період верхній шар води Дніпродзержинського, Каховського і Кременчуцького водосховищ, і Київського водосховищ вкритий ними, поглинає кисень, порушуючи біологічний баланс Дніпра. Могутній природний механізм самоочищення Дніпра завдяки застійним процесам у водному басейні Дніпра після будівництва дніпровського каскаду ГЕС вже не працює – річка задихається.

З іншого боку величезна кількість синьо-зелених водоростей може стати сировиною для добрива і біопаливо. Вчені з Кременчуцького університету створили експериментальну енергетичну установку для переробки синьо-зелених водоростей на біогаз і отримали патент на свій винахід. На кафедрі фізики КГУ імені Остроградского розроблено проект очищення великих вод, згідно з яким передбачається збір п'ятисантиметрового шару з поверхні Дніпра, де власне і акумулюються в тиху погоду синьо-зелені, та переробка їх на біогаз. Притоплена платформа (на кшталт баржі) пливе по Дніпру і відкачує верхній шар води разом з синьо-зеленими водоростями. Буксир тягне платформу до станції переробки. Рідина потрапляє в камеру збагачення, де після фільтрації і розчин синьо-зелених водоростей стає ще більш насиченим. Концентрований розчин синьо-зелених водоростей перекачують в спеціальний бункер, де під впливом сонячного тепла відбувається процес бродіння, в результаті якого утворюється біогаз.

Якщо зібрані в липні-серпні водорості помістити в закритий резервуар, то під впливом сонячних променів до осені відбуватиметься виділення газу. Процес можна прискорити, встановивши вітряки для перемішування водоростей

і підігрівання. При перевірці якості біогазу, отриманого в установці професора Єлизарова виявилося,що він містить до 85% метану.

Крім того, залишки синьо-зелених водоростей – чудове добриво, що має 63-процентну долю органіки, містить мікроелементи: кальцій і кремній, та підвищений вміст фосфору і калію.

Очищення водного басейну допомогло б відновити загальну чисельність риби, особливо цінних її видів. Вже через декілька років після спорудження гідроелектростанцій і появи водосховищ учені помітили різке зменшення молодняка. За підрахунками вчених, у кінці 60-х рр. за рахунок застійних явищ водного басейну та виникненню синьо-зелених водоростей тільки втрати судака складали 600-700 центнерів.

5.3.4.6. Системи збагачення і очистка біогазу

З метою досягнення кращих енергетичних характеристик біогазу (CH_4) і зменшення шкідливих впливів на установку і навколишнє середовище (H_2S, CO_2) він піддається процесу очистки:

- усунення CO_2 – вимивання CO_2 водою в промивачах;
- осушення газу від води за допомогою: фільтрів, циклонів, сепараторів;
- усунення сполук сірки (H_2S) методами фільтрації його у ґрунтовому шарі та спиртовими, бактеріальними, хімічними розчинами (в т.ч. Biosulfex).

Технологія очистки біогазу від сполук сірки

Технологія Biosulflex – фірми Promis призначена для очистки біогазу з метою безпечного його використання при опаленні або для виробництва електроенергії за допомогою КГУ та інших теплогенеруючих пристроїв. Очистка біогазу полягає в усуненні з нього сірководню та інших шкідливих речовин. Сполуки сірки у біогазі викликають корозію трубопроводів, арматури і елементів котла, що приводить до виходу обладнання з ладу та може спричинити аварійні ситуації. Сірководень у складі газу є токсичним для людей, навіть, якщо він присутній у невеликих кількостях.

Для очистки біогазу від сполук сірки застосовують унікальний в Польщі і світі каталітичний концентрат BIOCAT у формі порошку. Побічним продуктом процесу очистки біогазу від сполук сірки, який полягає в перетворенні сірководню у елементарну сірку, є сірчана пульпа, нетоксична і неактивна. Установка не продукує жодних стоків, ані отруйної пари, викидів газів і т.п. За очистки біогазу від сполук сірки технологією Biosulflex як побічний продукт утворюється невелика кількість чистої сірки замість багатьох тонн відходів, як у випадку дернової руди.

Це найсучасніша у світі технологія очистки, що проводиться на компактній установці. Установка для очистки повністю розбірна, виконана з кислотостійкої сталі. Установка і концентрат для очистки від сполук сірки виробляються в Польщі.

Надійність та високі якісні показники очистки газу підтверджені на працюючих установках з очистки біогазу в Міньску Мазовецькому (Mińsku Mazowieckim), Пясечні (Piasecznie) і Пулявах (Pulawach), а також в інших уста-

новках з очистки димових газів, в т.ч. для British Petroleum [54]. Експлуатаційні витрати – 0,01 зл./ м^3 газу.

5.3.4.7. Висновки

Головні переваги використання біогазу

1. Отриманні чистої енергії.
2. Співставні суми витрат на виробництво електро- і теплоенергії в біогазових установках з традиційними енергоносіями.
3. Диверсифікація джерел енергопостачання та децентралізація виробництва енергії.
4. Зменшення емісії CO_2 до атмосфери через часткову відмову від спалювання вугілля.
5. Поліпшення гігієнічно-санітарного стану у сільських територіях.
6. Заміщення штучних добрив натуральним гноєм.
7. Підвищення ефективності виробництва екологічного продовольства.
8. Утворення нових робочих місць, збільшення окупності сільгосппродукції.

Проблеми та недоліки технології виробництва біогазу

1. Висока вартість установки.
2. Необхідність точного дотримання технологічних режимів у процесі ферментації.
3. Неузгодженість юридичних та адміністративних положень в сфері отримання "зелених", "червоних", "жовтих" сертифікатів та дофінансування чистої теплової енергії.
4. Ускладнені формально-юридичні процедури в сфері дозволів на побудову біогазової установки.
5. Відсутність комплексних юридичних рішень в сфері публічно-юридичного партнерства (сільрада-мешканці, підприємці).
6. Низька свідомість та недостатні знання суспільства в сфері використання ВДЕ.
7. Недостатня популяризація в мас-медіа технічних, формально-юридичних, фінансових рішень, що стосуються біогазових установок.

5.3.5. Когенераційні установки

Когенераційні установки (КГУ) призначені для одночасного виробництва теплової та електроенергії. Процес виробництва електро- і теплової енергії в когенераційних агрегатах КГУ, незалежно від виду палива, є більш прогресивною технологією, ніж виробництво електроенергії і тепла окремо. Така технологія дозволяє значно підвищити ефективність використання енергетичної сировини та зменшити викиди шкідливих газів у атмосферу.

При роздільному виробництві теплової та електроенергії на електростанціях з 100 одиниць палива, отримують близько 40% електроенергії, а на котельній з 100 одиниць палива близько 80% теплоенергії. Загальна ефективність використання палива складає:

$$(40 + 80)/200 = 60\%.$$

При комбінованому виробництві з 100 одиниць палива можна отримати близько 35% електроенергії і 55% теплоенергії. Загальна ефективність використання палива при цьому складатиме:

$$(35 + 55)/100 = 90\%.$$

На рис. 5.51 представлена класифікація КГУ за типом основного двигуна. Розрізняють КГУ з:

- паровою турбіною;
- двигуном внутрішнього згорання (ДВЗ);
- газовою турбіною;
- комбінована КГУ.

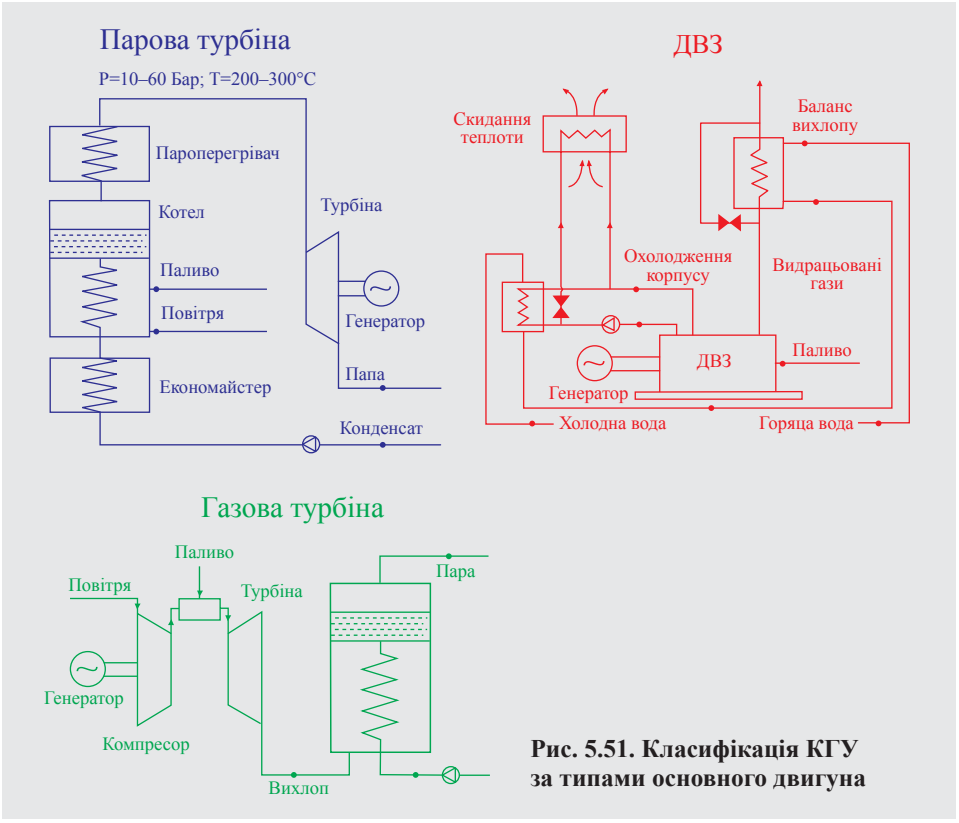


Рис. 5.51. Класифікація КГУ за типами основного двигуна

У КГУ з паровою турбіною конденсат подається в економайзер, де відбувається первинне підігрівання води. Підігріта вода подається в котел, де спалюється паливо. Утворюється пара, яка подається в пароперегрівач. Суха перегріта пара спрацьовує в турбіні, яка приводить в обертання генератор змінного струму. Відпрацьована пара є джерелом теплової енергії.

Потужність агрегату становить від 0,5 до 1000 МВт. Загальний ККД до 82%.

У КГУ з двигуном внутрішнього згорання (ДВЗ) паливо спалюється в ДВЗ, який обертає електрогенератор.

Охолодження ДВЗ здійснюється через технологічний контур. У теплообміннику відбувається підігрівання холодної води. Більшість теплової енергії, виробленої в ДВЗ, виводиться з вихлопними газами, що надходять у теплообмінник, де відбувається нагрів мережевої води до 75–95°С. У разі, коли утилізацію теплової потужності через технологічний контур ДВС забезпечити неможливо, необхідно частину потужності вивести в окремий охолоджувальний контур. Це головний недолік установки такого типу.

Потужність агрегатів коливається з 3 кВт до 6 МВт. Загальний ККД до 92%.

У КГУ з газовою турбіною компресор стискує вхідне повітря, що викликає підвищення його температури. Це повітря подається в камеру згорання разом з паливом, де відбувається згорання. Гарячі гази поступають на турбіну, що обертає електрогенератор. Відпрацьовані гази з турбіни подаються в теплообмінник, в якому підігрівається мережева вода або утворюється пара.

Потужність одиничної машини від 0,25 до 300 МВт. Загальний ККД до 87%.

В якості палива, як правило, використовується природний газ, але останнім часом все частіше знаходять застосування і альтернативні види палива – низькокалорійні гази. До низькокалорійних газів відносяться усі види горючих газів, окрім природного. На рисунку 5.52 гази розташовані в порядку зростання їх теплотворної здатності.

До основних проблем використання низькокалорійних газів в КГУ відносяться нестійкість тиску, висока вологість, наявність великої кількості домішок та змінний вміст метану, що впливає на коливання теплотворної здатності газу. Це може привести до збільшення вмісту шкідливих речовин у відпрацьованих газах, коливанню вихідної потужності КГУ, відключенню устаткування, неповному згоранню палива, корозії двигуна і устаткування для регенерації теплоти.

Для підтримання тиску застосовують редуктори та ресивери. Способом вирішення проблеми змінного вмісту метану є застосування спеціальних швидкодіючих клапанів, що регулюють співвідношення повітря/паливо на вході в ДВЗ, а надлишкову вологу та шкідливі речовини видаляють за допомогою спеціальних фільтрів та осушення перед використанням.

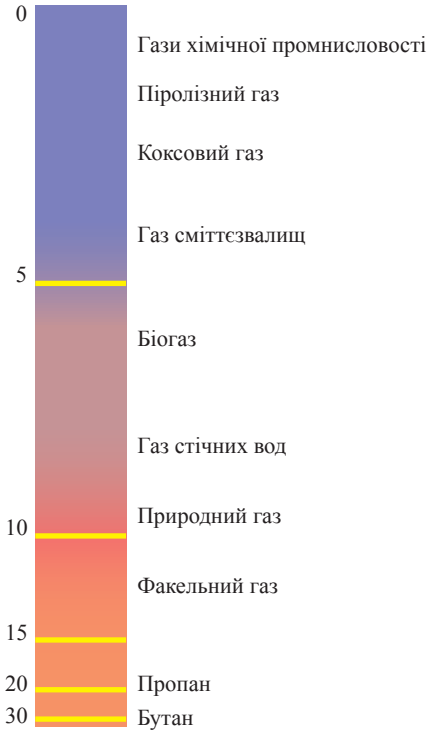


Рис. 5.52. Теплотворна здатність газів [124]

Газові турбіни Capston

Це установки, що служать для виробництва електро- і теплової енергії з природного газу, біогазу.

На валу турбіни закріплений компресор, що постачає стиснуте повітря до камери спалювання. Після спалювання біогазу у камері (паливо спалюється безпосередньо в стиснутому повітрі, що проходить через камеру спалювання) вихлопні гази, проходячи через статор і ротор турбіни, генерують механічну силу на валу ротора, водночас обертаючи закріплений на ньому компресор та електрогенератор. У рекуператорі (теплообміннику) здійснюється відбір тепла з вихлопних газів.

Головними елементами турбіни Capston є компресор, камера спалювання, турбіна, генератор і рекуператор (рис. 5.53–5.54).

Обертові елементи монтуються на загальному валі, який обертається зі швидкістю до 96 тис. об/хв. завдяки повітряним течіям. Генератор охолоджується течією повітря в турбіні. У циклі запуску і охолодження генератор застосовується як двигун, обертаючий турбіну. Дією турбіни управляє електронна система контрольно-вимірювальних пристроїв та автоматики. Турбіни когенераційної системи оснащені теплообмінником типу вихлопні гази/вода, що монтується над димохідним каналом. Теплообмінник є механічно або системно інтегрованим у систему, що дозволяє здійснювати управління кількістю і якістю виробленого тепла та електроенергії. Основним паливом, на якому працюють турбіни, є природний газ. Існують також варіанти турбін на біогазі та рідких паливах: дизель, біодизель, нафта.

Зазначені пристрої малої і середньої потужності пропонуються для споживачів електричної, а також теплової енергії. Наразі в пропозиції Capston є декілька моделей турбін різної потужності (від 30 до 1000 кВт), розміру, виду па-

Рис. 5.53. Схема газової турбіни:

A. повітря, що засмоктується з довкілля,
B. компресор,
C. пальники,
D. камера спалювання,
H. турбіна,
E. вихлопні гази,
F. оборотний вал,
G. генератор,
J. теплообмінник,
K. гаряча вода

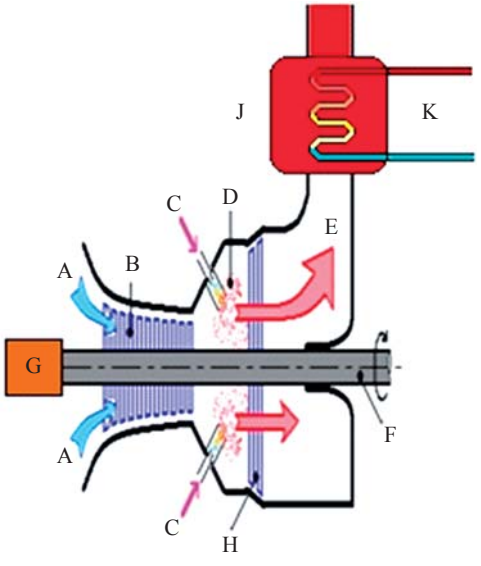


Рис. 5.54. Турбіна Capston 30 кВт [19]



лива, а також режиму роботи. Найменшою є модель С30, яка виробляє 30 КВт електроенергії. Модель С65 із вбудованим теплообмінником виробляє 65 КВт електроенергії та 112 КВт теплової енергії [180]. Вищезгадані турбіни можуть бути інтегровані в різні енергетичні системи або працювати самостійно, задовольняючий індивідуальні потреби споживача (табл. 5.30, рис. 5.44).

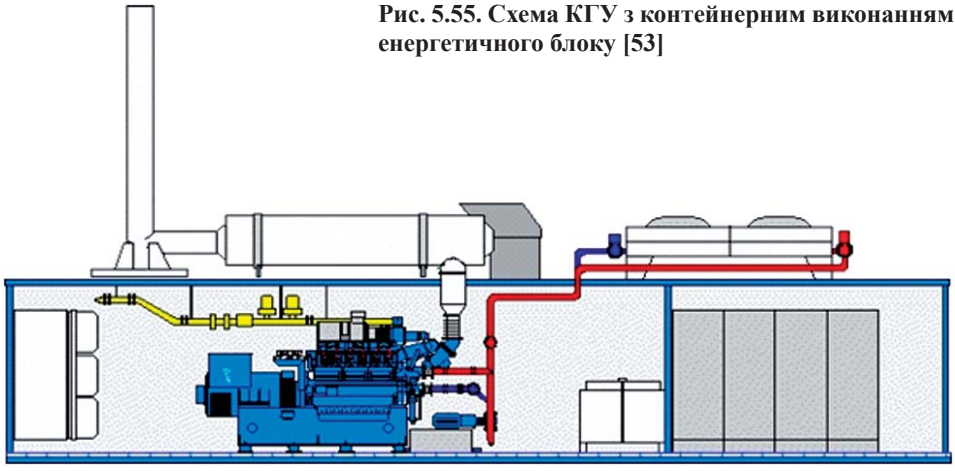
Таблиця 5.31

Отримана потужність в залежності від використаного газу [53]

Види газу	Потужність агрегату, кВт	Розподіл енергії електрична/теплова
Біогаз із сміттєзвалищ та очисних споруд	від 225 до 3246	в середньому 35% / 51%
Природний газ	від 583 до 4443	в середньому 36% / 50%

Когенераційні агрегати можуть працювати 24 год./добу протягом всього року. Високий ККД цих агрегатів (близько 90%) забезпечує значний економічний зиск – близько 25% щорічного прибутку протягом 10 років.

Рис. 5.55. Схема КГУ з контейнерним виконанням енергетичного блоку [53]



Когенераційні системи широко застосовуються як джерела різних видів енергії для міських котелень, споруд очистки стічних вод, на звалищах, в лікарняній справі, теплицях, в гірничій промисловості тощо. Системи КГУ можна інтегрувати в системи кондиціонування та мікроклімату, де елементом, що виробляє тепло, є когенераційний агрегат, натомість адсорбційний агрегат холодної води (*chiller*) разом з холодильною баштою становить джерело холоду (+4°C) для потреб вентиляції. Таким чином, значно обмежуються втрати в транспортуванні енергії та затрати на її виробництво.

У 2011 році у Польщі працювало 144 КГУ на біогазі, електрична потужність встановлених пристроїв на той час становила близько 106,25 МВт$_e$ [128]. На основі раніше виконаних розрахунків можна прийняти, що теплова потужність цих пристроїв дорівнює близько 100 МВт$_т$.

Залежно від вимог споживача модулі когенераційних установок можуть бути оснащені звукопоглинальними внутрішніми або контейнерними корпусами, головним пультом управління, що дає можливість керування роботою установки, синхронізації її з енергетичною мережею, контролю та візуалізації параметрів роботи системи. Основними даними для вибору когенераційного модуля є відповідно збалансовані енергетичні потреби (тепло і струм). Оптимальним розв'язанням є такий підбір теплової та електричної потужності КГУ, за якого вироблена енергія повністю використовується для потреб фірми, що експлуатує цей пристрій.

Вибір КГУ. КГУ відрізняються великим різноманіттям специфічних виробничих, технологічних та технічних рішень, потужністю і т. ін. Тому, при проектуванні енергетичного блоку на базі КГУ проект розміщення агрегату та його вибір здійснюється індивідуально, зважаючи на технічні можливості, склад палива, енергетичні потреби і т. д. замовника. Так як виробництво надлишкової теплової енергії є недоцільним, як і її транспортування, то, перш за все, враховуються потреби в тепловій енергії. Треба враховувати, що кожен додатковий кіловат енергетичної потужності агрегату тягне за собою суттєве підвищення капіталовкладень. З іншого боку, при умові отримання зеленого сертифікату, є сенс ставити КГУ такої потужності, щоб могла опрацювати весь отриманий від БГУ біогаз. При нинішніх цінах на енергоносії та їх співвідношенні до цін електроенергії таке рішення може бути вигідне і інвестиція може бути повернена протягом 4–8 років.

Фірмами (напр., CES з Кракова) пропонуються когенераційні агрегати потужністю від 100 кВт до 3 МВт, водна система обігріву яких пристосована до котельні, розрахованої на роботу в температурних межах до 90/70°C чи 100/80°C [213]. Фірми, що пропонують когенераційні агрегати, зазвичай розробляють попередній проект разом з кошторисом, розробляють технічний проект, виконують монтаж установки та забезпечують гарантійний і післягарантійний сервіс. Зразковою моделлю когенераційних установок може бути двигун GE Jenbacher, типу 320GS, оснащений 20 циліндрами в системі V70. Він опалюється збідненими сумішами природного газу, біогазу або пропану. За розмірів 5,2 м на 1,9 м і 2,3 м висоти маса електрогенеруючого комплексу становить 11300 кг, номінальна електрична потужність – 1064 кВт, теплова потужність – 1200 кВт.

Досвід проектування доводить, що для індивідуальних споживачів економічно доцільно проводити монтаж агрегатів за так званою каскадною системою. Замість одного великого агрегату пропонується установка двох менших. Другий агрегат включається в осінньо-зимовий період, коли потреба в тепловій енергії збільшена. Очевидно, що надлишок електроенергії можна продати до мережі.

Економічний ефект від провадження КГУ.

Економічний ефект залежить від потреб у теплі й електроенергії, ціни на паливо, теплову і електроенергію, а також їх взаємних співвідношень, технічних характеристик встановлюваного обладнання, режимів роботи когенераційної системи впродовж року, додаткових та експлуатаційних коштів.

При підрахунках рівня річних заощаджень за користування когенераційною системою електричною потужністю 360 кВт і тепловою – 530 кВт для порівняння можна скористатися прикладом споживача електроенергії і природного газу, працюючого в безперервному режимі впродовж всього року. Надлишок електроенергії продавався до мережі. Порівнюючи теоретичну вартість закупленої споживачем енергії з енергетичної установи з вартістю електро- і теплоенергії, виробленої КГУ, що працює на природному газі, отримуємо економію, яка становить близько 450 тис. злотих щороку. Період окупності дорівнює в цьому випадку близько 5 років, включаючи й дохід з продажу електроенергії.

Не виключено, що власники великих об'єктів, які опалюються вугіллям, з 2013 року муситимуть купувати 20% необхідних ліцензій щодо емісії CO_2 на аукціонах (інші 80% будуть їх власними). Ця частина куплених прав щодо емісії CO_2 повинна поступово рости, аж до 100% в 2020 році. Додатково, від 2016 року повинна почати діяти директива про емісію з великих джерел спалювання (IPCC – *integrated pollution preventing and control*), яка зробить значно суворішими норми, що стосуються викидів сполук сірки, CO_2, сполук азоту та пилу. Враховуючи ці фактори, можна передбачити, що у майбутньому застосування КГУ може виявитися необхідністю. Розповсюдженню когенерації може сприяти також механізм, що зобов'язує продавців електроенергії до часткової закупівлі у виробників когенераційної енергії. З моменту укладення угоди про постачання електроенергії з пристроїв КГУ вся вироблена кількість електроенергії, направленої до мережі, повинна бути куплена дистриб'ютором електромереж.

Свідоцтва про походження для когенераційної установки.

Польща, впроваджуючи законодавство Європейського союзу, ввела до своїх норм права механізм підтримки проекологічних методів виробництва електроенергії. У польському законодавстві у процесі впровадження рішень, описаних у Директивах ЄС 2001/77/WE та 2004/8/WE, в статтю 91 Енергетичного Права ("жовті" та "червоні" сертифікати) було введено дві особливі системи підтвердження і підтримки виробництва проекологічної електроенергії з систем КГУ.

Енергетичні підприємства, що виробляють і постачають електроенергію до мережі, можуть отримати свідоцтва про походження електроенергії, що виробляється в когенерації, у вигляді так званих "жовтих" сертифікатів для спалювання газу, "червоних" – для спалювання вугілля, а також "зелених" – за продукцію електроенергії. Згідно із впровадженим в енергетичному праві регулюванням, майнові права, виникаючі зі свідоцтва про походження, є ліквідними

і становлять біржовий товар в розумінні Закону про товарні біржі (від жовтня 2000 р.). Ці права надаються також інвесторам, що використовують електроенергію з КГУ на власні потреби. Ціна "червоного" свідоцтва становить близько 18 зл./МВт · год., "жовтого" – близько 120 зл./МВт · год., "зеленого" – близько 240 зл./МВт · год. (30.10.2009 р.), вони є предметом торгівлі на Ринку майнових прав Товарно-енергетичної Біржі (TGE). Ціна мегават-години (МВт · год) електроенергії, що продавалася до мережі в день 30.10.2009 р., становила натомість близько 155 злотих [183].

Фінансування.

Інвестиція в обладнання КГУ в Польщі може бути профінансована лізинговою фірмою у формі лізингу або кредиту, що надається Банком Охорони Навколишнього Середовища і Національним Фондом Охорони Довкілля і Водного Господарства. Слід відмітити, що в річному балансі фірми буде також вираховуватись вартість обладнання у формі амортизації.

Однією з умов успіху інвестиції в пристрої КГУ є введення їх до енергетичної мережі. Майбутньому інвесторові енергетична установа представить технічні умови, які він мусить виконати, щоб його пристрої співпрацювали з мережею. В цих умовах буде складений припис, який говорить про те, що інвестор буде зобов'язаний розширити мережу підключення за власний кошт. У випадку великих агрегатів з електричною потужністю більше 1 МВт, вони мусять бути включені до енергетичної мережі середньої напруги 15 кВ. В залежності від відстані пристроїв КГУ до цієї мережі визначатиметься вартість приєднання. Важливою є також траса проведення мережі, оскільки це пов'язано з отриманням згоди на її проведення від всіх власників ділянок, через які вона повинна пролягати. Значними є також формально-юридичні вимоги владних структур району щодо видання дозволу на будівництво. Потрібно також розуміти той факт, що оператор мережі повинен своєчасно контролювати параметри енергії, що доставляється.

Другим елементом, що впливає на окупність інвестиції, є приєднання природного газу (з мережі середнього тиску), біогазу.

Обидві ці інвестиції є дорогими і матимуть істотний вплив на окупність інвестиції.

У Шльонску (Śląsk) система КГУ могла б бути дешевшою у випадку можливості використання для спалювання метану, що видобувається з шахт (вже працюють дві установки КГУ, що знаходяться на території шахт, напр., в Ястребській Вугільній Спілці – Jastrzebskiej Spolce Węglowej). Однак на сьогоднішній день технології збагачення метану ще недостатньо опрацьовані. У перспективі, можливо, буде здійснюватись живлення установок КГУ біогазом, оскільки, згідно з урядовими планами, в кожній сільраді повинна бути обладнана біогазова установка.

На основі існуючого досвіду можна зазначити головні переваги використання КГУ: висока ефективність виробництва енергії, що сягає 95%; можливість накопичення виробленого тепла з метою використання в довільний час; можливість продажу надлишків електроенергії до мережі; зменшення шкідливих викидів CO_2 у атмосферу; висока надійність і безпека роботи; зменшення використання корисної площі котельні завдяки компактній будові КГУ; енергетична безпека

країни, виникаюча з диверсифікації джерел енергії; покращення ефективності виробництва енергії майже на 50%, раціоналізація її використання і зменшення транспортних втрат.

5.3.6. Спільне спалювання біомаси і викопних палив

Спільне спалювання є технологією, що поєднує спалювання таких викопних палив, як кам'яне і буре вугілля разом з тирсою та дров'яними друзками, енергетичними рослинами, соломою і т.п. Це дозволяє у відносно простий спосіб виробити "зелену енергію", використовуючи технології конвенційної енергетики. Інтенсивний розвиток цієї технології після 2004 року був викликаний створенням в Польщі належних економічно-правових умов та прийняття відповідних законодавчих актів. У переговорах з Європейським союзом Польща зобов'язалася досягти в 2011 році рівня 8,5% загальнодержавного використання електроенергії брутто з відновлюваних джерел енергії. До кінця 2010 р. Польща отримає 4% "зеленої енергії" з біомаси, а це не було б можливим реалізувати за такий короткий час без визнання спільного спалювання технологією, що відноситься до "зеленої електроенергії" і є гідною підтримки в Польщі.

Загальна частка технології спільного спалювання біомаси в електростанціях та вугільних електротеплостанціях є найбільшою з усіх технологій ВДЕ – близько 40% загального продажу енергії з відновлюваних джерел [118].

Ухвали міністерства економіки накладають обов'язок на електростанції і теплоелектроцентралі щодо спільного спалювання сільськогосподарської біомаси у кількості близько 25% всього балансу біомаси до 2011 року. Енергетичні установи в 2011 році потребували близько 2 млн т. У 2014 році близько 60% біомаси, що використовується при спільному спалюванні енергетичним комплексом Польщі, матиме сільськогосподарське походження. Це, головним чином, енергетична верба, солома, лушпиння соняшнику, кукурудзяні початки тощо. Кількість деревини, що використовується паливним комплексом для спільного спалювання, Державні Лісництва оцінюють у 0,5–0,6 млн. м^3 [80]. Вартість 1 ГДж тепла з біомаси становить близько 25 злотих. Електростанція Polaniec спалює щороку близько 400 тис тонн біомаси, закуповуючи гранульовану солому за ціною близько 380 злотих за тонну [80]. Після введення в експлуатацію нової турбіни кількість спалюваного біопалива складатиме 1,2 млн т. щорічно.

За останніх 2–3 роки більшість промислових електростанцій проводять або провели дослідження, що мають на меті впровадження технології спільного спалювання. Нині найчастіше застосовується найпростіший варіант спільного спалювання. При цьому перед системою завантаження у котел встановлюється система змішування або мішалка, після якої суміш через стандартну систему завантаження попадає у топку котла. Такий метод не вимагає втручання в будову котла, а підготовка до роботи полягає у будівництві паралельної системи навантаження біомаси, оснащеної вимірювальними пристроями, що контролює кількість біомаси та здійснює дослідження фізичних властивостей суміші шляхом відбору зразків. Необхідно також підготувати склад для біомаси, захищений від зовнішніх чинників, особливо від вологи та атмосферних опадів.

На більшості промислових електростанцій Польщі працюють пилові котли, пристосовані до спалювання кам'яного вугілля. Подача разом з вугіллям біомаси спричинює зменшення ККД котла мінімум на 1%. Пропорція, застосовувана нині, це 4-15% частки біомаси відносно вугілля. При збільшенні частки біомаси необхідне переобладнання системи подрібнення і заміна пальників. Це значно збільшує суми інвестицій на пристосування установки спалювання вугілля до нових потреб. Конструкція котлів з псевдозрідженим шаром дозволяє спалювати палива меншої калорійності, більшої вологості, що теоретично допускає застосування як палива навіть 100% біомаси. 40-60% біомаси без істотного зменшення потужності дозволяють спалювати і котли для спалювання бурого вугілля завдяки подібним до основного палива параметрам біомаси.

Спільне спалювання вважається нині найпростішим і найдешевшим способом збільшення виробництва електроенергії з відновлюваних палив.

Головними перевагами цього процесу є:
- використання біомаси у великому масштабі (великі котли) замість основного палива практично без переобладнання;
- стабілізація процесу спалювання проходить за рахунок спалювання вугілля;
- зменшення емісії SO_2, NO_x, CO_2 порівняно з викопними паливами;
- паливна еластичність котла і відсутність залежності виробництва електроенергії від доступності біомаси (логістичні проблеми), що вигідно для оператора енергетичної системи.

Негативні сторони спільного спалювання:
- велика різниця у физико-хімічних властивостях біомаси в порівнянні з властивостями вугілля;
- необхідність видобування на невеликій віддалі від електростанції значної кількості біомаси і її підготовка до спільного спалювання;
- висока і зростаюча ціна біомаси поблизу електростанції;
- обмеження продуктивності і ефективності котла;
- проблеми із зберіганням великих кількостей біомаси;
- час від часу невідповідна швидкість подачі біомаси і палива до камери спалювання;
- неоднорідний характер горіння у камері спалювання котла;
- нерівномірність теплових навантажень поверхонь опалювального котла;
- нестабільний стан речовини мінеральної біомаси в процесі спалювання, що впливає на експлуатаційні параметри котла;
- зміна хімічного складу відходів спалювання;
- проблеми з ефективним використанням відходів спалювання.

Джерела отримання біомаси Польщі для промислової енергетики до 2020 року передбачають збільшення частки об'ємів енергетичних поставок до 7–9 млн. $м^3$ біомаси та приблизно 3 млн. $м^3$ деревини, отриманої з державних лісів [118].

Південний Енергетичний Концерн в своїх електростанціях в 2010 році виробив близько 220 ГВт · год. енергії з ВДЕ через спільне спалювання біомаси. Концерн проводить навчальні роботи з метою визначення технічних можливостей та економічної окупності спільного спалювання комунальних відходів і промис-

лових стічних відходів. Масова частка цих палив не може однак перевищувати 1% відносно спалюваного вугілля (Ухвала Міністра Навколишнього Середовища Польщі від 20 грудня 2005 року) [120].

З результатів досліджень, опублікованих в професійній літературі, випливає, що в багатьох установках процеси спільного спалювання біомаси відбуваються з низькою ефективністю, що знижує ефект від використання цієї екологічної енергетичної сировини. Рішенням проблеми могло б бути введення параметра ККД, нижче якого енергія з біомаси, вироблена в процесі спільного спалювання, не могла б бути визнана такою, що походить з ВДЕ. Новим питанням для вирішення в формально-юридичній, етичній, фінансовій сфері є спалювання збіжжя низької якості професійною енергетикою.

5.3.7. Електростанції, що працюють на біомасі

Із спалювання біомаси в 2007 році в світі отримано 116,1 ТВт · год. електроенергії. Вартість будівництва електростанції на біомасі складала до 2006 року 1700–2178 доларів/кВт · год. (рис. 5.52).

Вартість виробництва 1 МВт · год. енергії в середньому становила близько 123,6 доларів. Після додавання прибутків за теплову енергію з електростанції вартість 1 МВт · год. електроенергії становила близько 60 доларів [142].

У Ченстохові збудована теплоелектроцентраль потужністю 65 $МВт_е$ і 120 $МВт_т$. Інвестором є фінський концерн Fortum Heat Business Unit. Загальна сума інвестицій склала близько 130 млн. євро [181] (рис. 5.57).

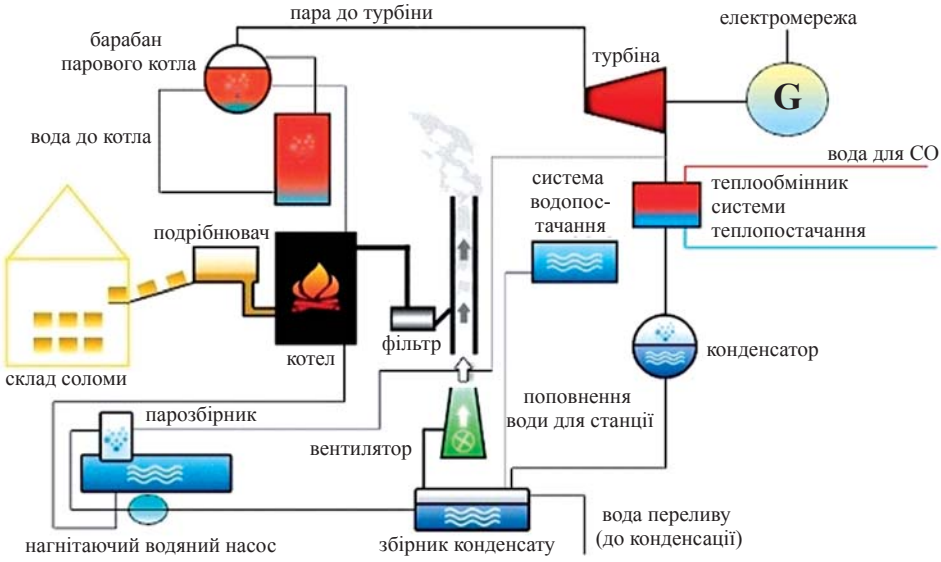


Рис. 5.56. Схема електростанції, працюючої в Швеції (15 МВт) з використанням соломи як палива [128]





Рис. 5.57. Фото, що демонструє теплоелектроцентраль для спалювання біомаси в Ченстохові (Częstochowie) [181]

У 2008 році розпочато роботи в Теплоелектроцентралі Ельбльонг (Elbląg) (що належить до Групи ENERGA) при побудові енергетичного блоку на біомасі, що складається з двох котлів продуктивністю 80 МВт · год., паротурбіни, генератора потужністю близько 20 МВт [144].

У Плоньську (Płońsk) побудовано теплоцентраль на соломі, яка виробляє 11 ГВт · год. теплової енергії і у 2008 році покрила 80% потреб міста в теплі. Інвестиція коштувала 33,5 млн. злотих і була профінансована такими установами: ЕкоФонд (EkoFundusz) – 11,2 млн. злотих, NFOŚIGW – 17,8 млн. злотих, Органи Самоврядування – 4,5 млн. злотих[182]. До 2009 року в Польщі працювало 11 теплоелектроцентралей, опалюваних біомасою, загальною потужністю 232 МВт [183].

5.3.8. Рідкі палива з біомаси

У 2009 році використання біопалива на транспорті в країнах ЄС склало 12 млн. тонн нафтового еквіваленту (біодизелю – 9,62 млн. т н.е., що становить 79,5%; біоетанолу – 2,34 млн. т н.е., що становить 19,3%). У порівнянні з 2008 р. спостерігається приріст використання рідкого біопалива на 18,4%. Споживання всіх видів палива автомобільним транспортом у Європейському союзі у 2009 році склало 300 млн. т н.е. Частка біопалива становить 4% проти 5,75% (18 млн. т н.е.) прогнозованих на 2010 рік директивою 2003/30/ЄС. Приріст виробництва біоетанолу в 2008-2009 році склав 29,6%, біодизелю – 20,0% [29]. Вищевказаною директивою визначено ряд критеріїв щодо процесу виробництва, параметрів, видів рідкого біопалива.

5.3.8.1. Біоетанол

Біоетанол, тобто зневоднений етиловий спирт, виробляється із сільськогосподарської сировини: збіжжя, картоплі, цукрових буряків і належить до групи так званих спиртових палив. Теплотворна здатність 27 МДж/кг або 21 МДж /л.

Технологія біоетанолу є двоетапною: на першому етапі лікеро-горілчаний сільськогосподарський завод виробляє “сільськогосподарський дистилят – ети-

Таблиця 5.32

Виробництво біоетанолу і біодизелю в країнах ЄС у 2008-2009 роках, тис. т н.е. [29]

Країна	2008			2009		
	біоетанол	біодизель	разом	біоетанол	біодизель	разом
Німеччина	403 698	2 381 653	2 785 350	581 686	2 224 349	2 806 034
Франція	414 661	1 859 368	2 274 029	455 933	2 055 556	2 511 490
Англія	103 325	698 338	801 663	159 000	822 872	981 872
Іспанія	93 179	520 012	613 191	152 193	894 335	1 046 528
Італія	89 639	658 379	748 018	118 014	1 051 639	1 169 653
Швеція	214 875	128 109	342 984	199 440	159 776	359 216
Польща	119 691	424 183	543 874	136 043	568 997	705 040
ЄС	1 805 387	8 018 003	9 823 390	2 339 339	9 620 406	11 959 745

Таблиця 5.33

Виробництво і продаж біокомпонентів у Польщі в 2010 році, т [183]

Показники	Біоетанол	Ефір	Чиста рослинна олія	Разом
Кількість вироблених біокомпонентів	161 663	370 588	42 569	574 820
Кількість біокомпонентів, проданих виробниками на території країни	51 311	361 314	39 161	451 786
Кількість біокомпонентів, проданих виробниками закордонним суб'єктам	73 884	3 923	3 132	80 939

Таблиця 5.34

Виробництво і продаж біопалива у Польщі в 2010 році, т [183]

Показники	На основі дизпалива	Ефір (автономне паливо)	Разом
Кількість виробленого рідкого біопалива	18 271	93 558	111 829
Кількість рідкого біопалива, проданого виробниками на території Польщі	21 264	331 349	352 613
Кількість рідких біопалив використовуваних у автопарках виробника для власних потреб	0	6 964	6 964

ловий спирт" (C_2H_5OH), який в зневоднювальній установці зневоднюється до чистого спирту (99,8%).

Ресурсна база України при розумному підході без проблем дозволяє виробляти два основні види екологічно чистого палива: біодизель та «Біо-100». «Біо-100» – замінник бензинів марки А-95 та А-98 [278]. Пряма переробка цукрових

буряків на біоетанол є єдиною прибутковою технологією виробництва цього біопалива в Україні уже в сучасних умовах. Етанол, що отриманий з цукрового сиропу, найдешевший, і більш того, його собівартість нижча за вартість бензину А-95 (на рівні 5 грн. 70 коп./л), замінником якого він може стати [292].

В квітні 2008 року у Чернівцях під брендом «Енергетичні стратегії та біотехнології» відкрилася перша в Україні та країнах Східної Європи спеціалізована біопаливна АЗС з продажу «Біо-100». Реалізація нового палива почалася на більш ніж 30 українських автозаправних станціях, у тому числі в київській мережі компанії "ЛУКОЙЛУ" [278]. Восени 2009 року компанія планує запустити у Чернівцях завод із виробництва біопалива потужністю 9 тис. т «Біо-100» на місяць. При цьому літр альтернативного пального коштує на 40-50 копійок дешевше за нафтові аналоги.

Головний бар'єр для масовості «Біо-100» на українських АЗС — державна монополія у спиртовій галузі. Укрспирт — монополіст з виробництва біоетанолу. Нікому більше його не можна ні купувати, ні виробляти без сплати акцизу. Якщо ж купувати з акцизом, то загалом вартість літру біоетанолу коштуватиме 25 гривень (5 гривень власне біоетанол, плюс акциз 20 гривень). А з нього ж виробляти бензин. Спростити процедуру виробництва «Біо-100» у країні може ухвалення парламентом законопроекту «Про внесення змін та доповнень до деяких законодавчих актів України щодо сприяння виробництву та використанню біологічних видів палива». У ньому, зокрема, пропонується дозволити виробляти біоетанол підприємствам будь-якої форми власності, аби була ліцензія на таку діяльність. Видавати її, за законопроектом, буде вповноважений Кабміном орган [276].

Гайсинський спиртзавод у 2010 році перейшов на виробництво біоетанолу з відходів цукрового буряка. Модернізація виробничих потужностей була профінансована приватними структурами і обійшлася інвесторам в 3,5 мільйонів євро. Ремонтні роботи виконувалися протягом 2009 року і були завершені лише навесні 2010 р. Тепер же спиртзавод зможе виробляти до 100 тисяч тонн біопалива в рік. Після проведеної модернізації спиртзавод вже приступив до випуску біобензину класу А-92 [275].

У 2008 році в Польщі було вироблено близько 141 млн. літрів біоетанолу і близько 36 млн. літрів ефірів (Methyl tert-butyl ether ($C_5H_{12}O$) – MTBE). 15 виробників декларують загальну виробничу потужність у розмірі 585 млн. літрів біоетанолу щороку [80]. Для отримання цього палива використовується 80% збіжжя, 13% мелясу, 2% картоплі.

Останніми роками найбільшим проектом була побудова заводу фірми ТОВ BRASCO Sp. з виробничою потужністю близько 180 млн. літрів біоетанолу щороку. Інвестиції були реалізовані при допомозі Заводу з виготовлення машин і обладнання для харчової промисловості «Spomasz» у м. Плешев (Pleszew). У вересні 2009 р. фірма Bioagra в Госвіновіцах (Goswinowicach) ввела в дію завод з виробництва біоетанолу з кукурудзи (переробка 350 тис. тонн щороку) виробничою потужністю 160 млн. літрів щороку. Вартість проекту становила близько 350 млн. злотих [80].

Аналітики оцінюють, що виробництво біоетанолу в ЄС в 2010 році буде становити 6,3 млрд. л, в 2007 ж році вона досягла рівня 1,77 млрд. л (1,166 Мт у.п) [29] (рис. 5.45).

Використання етанолу для виробництва бензину в 2008 році в Польщі становило близько 180 млн. л (84,3 кт у.п.) (у 2013 році буде дорівнювати близько 430 млн. л) [80].

Близько 30% бензину містить до 5% етанолу згідно з (неетильований бензин – PN EN228). Росте також потреба в ефірах (MTBE). Додавання спирту до бензину у кількості 5% дозволяє знизити рівень канцерогенного свинцю в бензині на 50%. Бензин, що містить 5% зневодненого спирту, продавався в Польщі декілька років під назвою етиліну E94E.

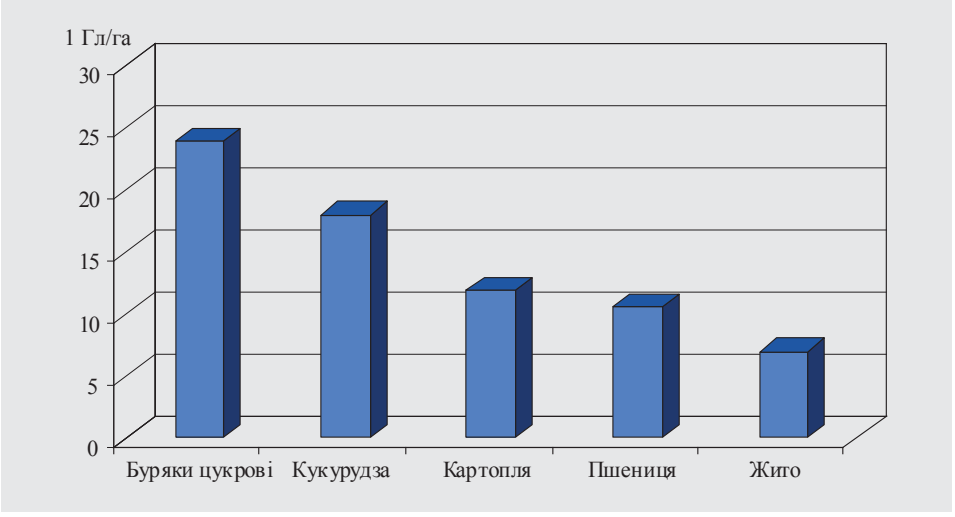


Рис. 5.58. Середній рівень виробництва біоетанолу з 1 га різних сільськогосподарських культур [183]

Пропонується зниження акцизних зборів для бензинів, що містять до 2% ефірів, а не тільки для бензинів що містять до 5% біоетанолу. Це створює новий ринок збуту картоплі, зернового збіжжя і мелясу, які у великих кількостях завозяться до спиртових заводів.

У Варшаві, Кракові для міських перевезень були протестовані автобуси фірми Scania, що працюють на біоетанолі. Біоетанол було закуплено за ціною близько 2,2 зл./л (E95). Висновки виробників автобусів і споживачів відносно цього експерименту є позитивними. Концерн Scania до кінця 2011 р. хоче продати в Польщі близько 300 автобусів на біоетанолі. Легкові автомобілі, що можуть їздити на біоетанолі, в Польщі пропонуються фірмою Volvo [141]. Згідно з Директивою ЄС 2003/30/WE, використання біоетанолу в Польщі в 2010 році повинно становити близько 430 млн. літрів, оскільки ЄС рекомендує, щоб частка біопалив у використанні рідких палив в 2010 році склала близько 5,75% (для дорожнього транспорту).

5.3.8.2. Біодизель

З хімічної точки зору, біодизель – це метиловий ефір жирних кислот. Він виникає у результаті хімічної реакції: рослинна олія (жир) + метиловий спирт (у присутності каталізатора) = метиловий ефір (*Rapeseed Methyl Esters* – RME) + гліцерин. Теплотворна здатність 37 МДж/кг або 33 МДж/л = 10 кВт · год./кг.

Біодизель може застосовуватися як паливо для більшості дизельних двигунів. Він може підмішуватись до дизельного пального або вживатися самостійно.

Виробництво біодизелю є двоетапним процесом, що поєднує відомі механічні технології, застосовувані в олійній промисловості з технологіями, застосовуваними в хімічній промисловості.

У Польщі застосовується три основні олійні технології, залежно від рівня виходу кінцевого продукту:

1) Великі промислові олійні комбінати застосовують технологію, що полягає у попередньому пресуванні олії із зерна, попередньо підданого тепловій обробці, за допомогою черв'ячних пресів. Ця технологія дозволяє отримати три кінцевих продукти: сиру олію, післяекстраційну олію та післяекстракційну дерть. Дерть має невелику кормову цінність з огляду на сильно денатуровані білки, а також вміст решток розчинника.
2) Малі олійні заводи, переробні потужності яких становлять не більше 50 т на добу, застосовують процес одно- або двоступеневого пресування олії з насіння ріпаку у гарячому вигляді. Перед початком процесу пресування насіння відповідно подрібнюється, а також підігрівається. У результаті отримується сировинна олія, а також вичавки. Кормові властивості вичавків переважно кращі, ніж дерті завдяки вищому вмісту розчинного білку, вищій енергетичній цінності, відсутності решток розчинника.
3) Мініолійниці, переробні потужності яких становлять 1-15 т на добу, використовують технологію кінцевого пресування в холодному вигляді. Після попереднього часткового подрібнення насіння та його підігріву до температури не вищої, ніж 45°C, застосовується процес одно- або двоступеневого пресування.

Вибір технології на другому етапі виробництва біодизелю також залежить від його масштабів.

Залежно від потужності виробництва виділяють дві технології отримання біодизелю:

1) "холодна" технологія застосовується на підприємствах невеликої потужності. При такій технології процес одержання біопалива проводиться за температури 20–70°C з використанням лужних каталізаторів;
2) "гаряча" технологія застосовується на потужних підприємствах. Вона вимагає проведення реакції трансетерифікації за температури 240°C та під тиском 10 МПа. Така технологія вимагає доступу до джерела дешевого тепла, а також великої кількості метанолу, який після одного циклу може знову скеровуватися до процесу.

Описані технології обумовлюють організаційні рішення виробничого процесу. Процес отримання біопалива "холодною" технологією може реалізуватися

на малих переробних підприємствах, виробляючих до 500 т біопалива щороку. "Гаряча" технологія може бути реалізована на великих підприємствах, хімічних та жиро-олійних комбінатах. Від вибору технології залежить вартість переробки ріпакової олії на біопаливо.

Інститутом Сільгоспмашин в Познані було виконано розробку типового проекту технологічного процесу виробництва біодизелю в малій будинковій установці з фінансовим аналізом розробки та змінними цінами компонентів [55] (рис. 5.59).

Виробництво біодизелю базується на процесі етерифікації ріпакової олії спиртом.

Біодизель може бути замінником дизельного пального або покращувати його шляхом додавання 5% ефірів ріпакової олії до традиційного дизельного пального (табл. 5.35). З однієї тонни ріпакового зерна отримують близько 350 кг сирої олії та 650 кг кормових вичавок. З отриманих 350 кг олії після додавання 55 л метилового спирту і 10 кг гідрооксиду калію (KOH) отримується 340 кг палива, яке називають біодизелем (RME). Баланс енергії для біодизелю в спрощеній формі

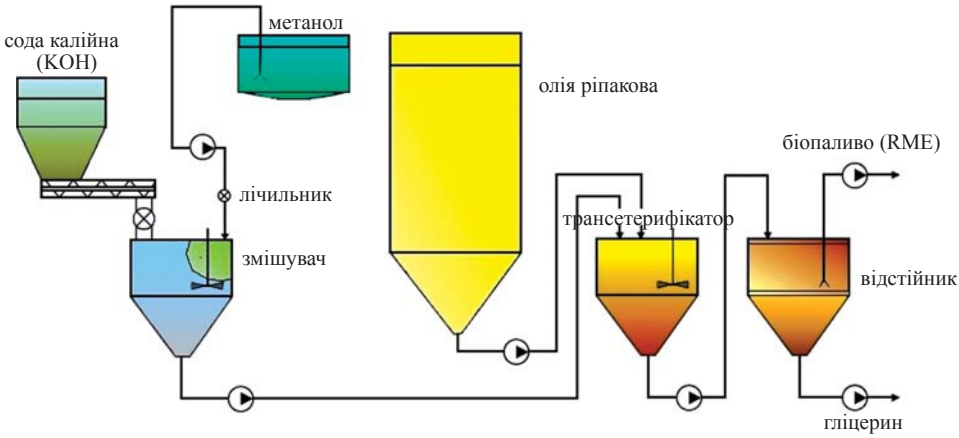


Рис. 5.59. Схема установки для виробництва біодизеля [130]

Таблиця 5.35

Порівняння технічних характеристик [55]

Показники	Дизель	Біодизель (диефір)
Густина, г/см^3	0,92	0,88
Цетанове число	48–50	54–56
Температура займання	60°C	168°C
Мінімальна температура роботи фільтра	від 0 до –12°C	до –10°C
В`язкість при 20°C	3,8	7,4
Теплотворна здатність, МДж/кг	42–45	37–39

можна представити наступним чином: з одного кВт · год. енергії, потрібної до виробництва ріпаку і перетворення його в біодизель, ми отримаємо 3 кВт · год. перетвореної енергії (електричної, теплової або механічної).

Декілька десятків років в кількох наукових центрах, фірмах в Польщі, зокрема в Промисловому Інституті Сільгоспмашин в Познані (ПІСП) [55] проводяться роботи із застосування екологічного палива з ріпаку для двигунів сільськогосподарських тягачів. ПІСП виконав дослідження мінізаводу з продукції тракторного палива з ріпакової олії. Такі мінізаводи орієнтовані на використання індивідуальними сільськогосподарськими виробниками або можуть використовуватися підприємствами, що надають послуги переробного характеру, так званих *"agrorafineriach*". Потрібно, щоб мінізаводи розміщувалися поблизу місцевих олійно-пресувальних підприємств ріпакової олії, що виробляють основну сировину для продукції палива – сиру ріпакову олію.

Процес одержання палива оснований на безпечній, низькотемпературній технології за умов низького тиску. Паливо, побічні продукти та технологія вищевказаного методу не становлять загрози для середовища. У процесі віджимання олії з насіння та метанолової етерифікації необхідно, щоб побічні продукти, тобто макуха і гліцерин, використовувались безпосередньо на території аграрного господарства. Макухи є гарною домішкою до кормів, а гліцерин можна використовувати, після розбавлення водою, для збагачення натурального гною.

Біодизель є екологічним по відношенню до ON (вміст сірки лише 18 мг/кг), відновлюваним і нетоксичним у порівнянні із звичайним дизельним пальним. Випадково розлитий на ґрунт, він піддається біодеградації впродовж 21 дня. У розробленому ПІСП пристрої процес етерифікації ріпакового палива триває близько 30 хвилин, а процес гравітаційної седиментації триває близько 16 годин. Для цілей переробки ріпакової олії на тракторне паливо в сільських умовах, економічно оптимальними є перегінні заводи ємністю 160–400 літрів. За добу таке підприємство виконує один цикл виробництва біодизелю з ріпакової олії.

У 1998 р. Інститут опрацював конструкційну документацію заводу ріпакового палива продуктивністю 400 літрів на добу. З метою реалізації проекту побудови заводу ріпакового палива було підписано угоди з декількома господарськими суб'єктами, які виробляють ці пристрої для індивідуальних покупців. Вартість такого пристрою продуктивністю 400 літрів палива на добу, що виробляється в малих серіях, не повинна перевищувати 35 тис. злотих (2007 рік).

Біодизельне виробництво разом з пресувальною установкою може бути встановлений в пристосованому споживачем приміщенні площею близько 25 м^2 і висотою 3,5 м. Необхідними є відведення пари із збірників заводу за допомогою трубопроводів, а також загальна вентиляція приміщення. Вентиляційна та електрична установки мусять відповідати умовам пожежної та противибухової безпеки. Виробник мусить мати дозвіл санепідемстанції на купівлю та зберігання метанолу, як одного з основних видів сировини при реетерифікації ріпакової олії.

Тракторні дизельні двигуни при переході на ріпакове паливо не вимагають будь-яких конструкційних переробок. Ріпакове паливо є досконалим замінником дизельного пального. Дослідження, проведені в ПІСП для двигунів сільськогосподарських тягачів, підтверджують, що потужність та обертовий момент двигуна практично не змінюються. Вигідні особливості ріпакового палива в по-

рівнянні з дизельним пальним це, перш за все, зниження емісії сірки та вуглекислого газу, а також зниження викидів вихлопних газів. Таке паливо дуже добре розчиняється в дизельному пальному і може бути змішане з ним в довільних пропорціях.

Цінової конкурентоспроможності ріпакового палива, виробленого на малих установках, можна досягти там, де побічні продукти виробництва будуть використовуватися на території аграрного господарства та при мінімізації транспортних витрат на доставку сировини.

Найбільш суттєвою складовою у собівартості при виробництві біодизеля є насіння ріпаку – біля 65%. У 2011 році ціни ріпаку коливалися у межах 2000 зл./т [180].

Інші складові собівартості:
- ціна технічного метанолу – близько 1500 зл./т, тобто 1,5 злотих за 1 літр;
- ціна каталізатора – на рівні 3,5 зл./кг.

Додаткові прибутки при виробництві біодизеля:
- ріпакові вичавки – близько 550 зл./т;
- гліцерин – близько 1000 зл./м^3 [55].

Фінансові кошти і амортизація:
- вартість комплекту обладнання для виробництва біодизелю “W-400” – близько 35 000 злотих;
- прес для віджимання олії – близько 30 000 злотих;
- бак для олії та накопичувачі-розділячі фаз – близько 10 000 злотих;
- перепланування та пристосування приміщень (система вентиляції, прокладки трубопроводів, складів для отруйних речовин і т.п.) – 30 000 злотих.

Разом фінансові кошти – близько 105 000 злотих.

Аналіз зроблений українськими фахівцями також показує, що більше половини – 58% – собівартості виробництва біодизельного пального з насіння ріпаку (рис. 5.60) складає вартість сировини.

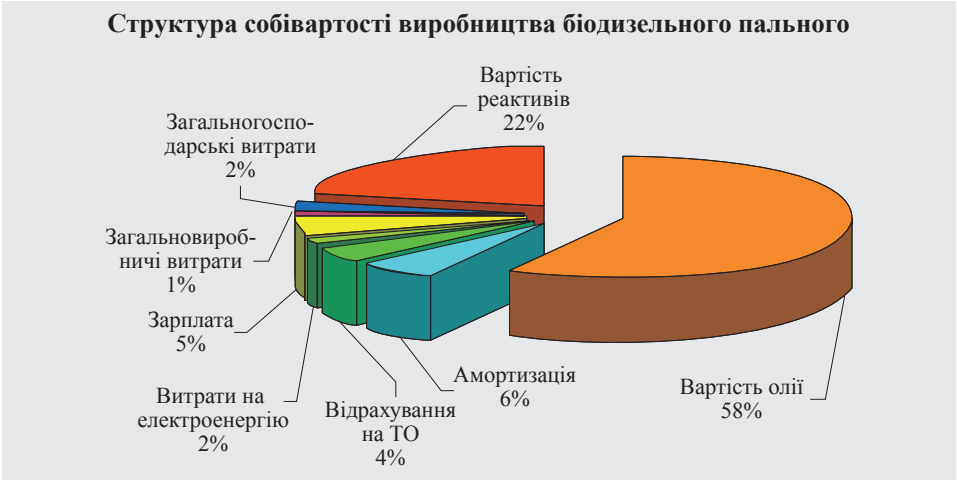


Рис. 5.50. Структура собівартості виробництва біодизельного пального [292]

Собівартість вирощування зерна ріпаку за останні роки коливається у межах 800–1200 грн./т. В той же час, при ринковій вартості насіння 3000 грн./т, собівартість виробництва з нього біодизельного пального становить 11–12 тис. грн./т (близько 10 грн./л), що у 1,5 рази перевищує існуючі ціни на дизельне паливо з нафти. Необхідно враховувати, що навіть за умови однакового економічного ефекту від виробництва біопалива і реалізації насіння ріпаку, виробники насіння надаватимуть перевагу його продажу, оскільки переробка на біодизель вимагає значних капіталовкладень. Тому часткове споживання біодизельного палива у суміші із дизельним можливе в Україні, як, до речі, і країнах Європейського союзу, тільки за умови бюджетних дотацій. Для інформації: державні дотації в європейських країнах досягають 1 євро на 1 л біодизельного пального.

Абсолютна схожість паливних якостей з традиційним паливом за відсутності сірки і свинцю, затверджено сертифікатами, виданими в США. Не вимагається використання великих площ родючої землі, собівартість значно вища порівняно з традиційним паливом. І головне: непотрібно модернізувати існуюче виробництво палива, замінивши нафту водоростевою біомасою, удосконалювати двигуни внутрішнього згорання, і змінювати транспортну інфраструктуру паливних компаній.

Вплив фінансових інвестицій і амортизації на ціну палива (період амортизації 10 років):

$$\frac{105\ 000\ \text{зл}}{10\ \text{р.} \cdot 84\ 500\ \text{л/рік}} \cong 0{,}13\ \text{зл/л}$$

На основі вищевказаних даних розраховано вартість нетто виробництва одного літра ріпакового палива на заводі продуктивністю 400 літрів на добу (табл. 5.36).

Таблиця 5.36

Витрати і доходи при виробництві біопалива [55]

Вартість продукції				**Надходження від продажу**			
Зерно	300 т · 2000 зл./т	=	600 000 зл.	Вичавки	230 т · 550 зл./т	=	126 500 зл.
Віджата олія	300 т · 200 зл./т	=	60 000 зл.	Гліцерин	29,8 м³ · 1000 зл./т	=	29 800 зл.
Метанол	13 100 л · 1,5 зл./л	=	19 650 зл.				
Каталізатор	1521 кг · 3,3 зл./кг	=	5 019 зл.				
Всього:		=	680 739 зл.	Всього:		=	156300 зл.

Приймаючи, що для процесу потрібно в масштабі року завозити:
- 300 т ріпаку;
- 13,1 м³ метанолу;
- 1521 кг каталізатора;

а також, що у результаті технологічного процесу утворюється:
- 84 500 л ріпакового палива;
- 230 т вичавків на кормові цілі;
- 29,8 м³ неочищеного гліцерину.

Ціна виробництва 1 літра ріпакового палива становить:

$$\frac{684\ 974\ \text{зл.} - 156\ 300\ \text{зл.}}{84\ 500\ \text{л/рік}} + 0{,}13\ \text{зл/л} \cong 6{,}09\ \text{зл./л}$$

Професор, доктор наук Йозеф Шляхта (Józef Szlachta) з Інституту Сільськогосподарської Інженерії Аграрної Академії у Вроцлаві зробив аналіз окупності виробництва біопалива на перегінному агрозаводі "Jawrol" в Соколей (Sokolej). Результати досліджень, що стосуються економічного розрахунку при виробництві ріпакового біопалива для різних варіантів продукції, збігаються з представленими вище.

Висновки досліджень, які проводив професор Йозеф Шляхта, наступні:

- для повернення інвестиційних коштів до завершення періоду амортизації дохід з виробництва 1 літра біопалива з ріпаку мусить становити близько 0,35 злотих;
- щоб отримати окупність виробництва біопалива, мінімальна відпускна ціна повинна становити близько 3,80 злотих;
- окупність виробництва біопалива в Польщі залежить від рівня цін на насіння ріпаку, який становить близько 63 – 65% коштів загалом та від відпускних цін побічних продуктів виробництва, таких як макухи, гліцерин;
- для малих установок перегінного виробництва при аграрному підприємстві необхідне створення організаційної системи, що поєднує етапи виробництва насіння ріпаку з його переробкою;
- виробництво біопалива в таких мінізаводах повинно орієнтуватися на задоволення власних потреб та потреб місцевості і може бути рентабельним за умов зняття додаткових фіскальних зобов'язань.

Ці результати підтверджуються виробниками біодизеля [123].

Вищевказані розрахунки виконувались без врахування коштів на заробітну плату, податків, дотацій, преференційних кредитів, податкових пільг. Розрахунки Промислового Інституту Сільгоспмашин в Познані показують, що свій власний перегінний завод могла б мати кожна польська сільрада. Вартість пристрою середньої величини становила б близько 160 тис. злотих. Власне виробництво екологічних рідких палив може знайти підтримку у формі цільових дотацій бюджету держави з грошей, призначених на підтримку місцевих програм, направлених на зниження безробіття і створення нових робочих місць [55].

При виведенні балансу потрібно також брати до уваги положення законодавчих актів, що стосуються пропагування застосування біопалив (преференції у податках, акцизі, кредитах, дофінансуванні) та актуальну ціну пристроїв, ріпаку, компонентів і т.д.

Власний досвід та досвід наших західних сусідів показують, що завдяки виробництву біопалива покращився енергетичний та комерційний баланс держави, збільшилося працевлаштування, впали ціни на дерть. Цінність такого виробництва полягає ще й у тому, що воно є безвідходним. Ріпакові макухи, наприклад, можна використовувати як домішки при відгодівлі тварин, ріпакова солома чудово використовується на компост або як складова біомаси, гліцерин, утворюваний при виробництві, має чистоту 95%, а, отже, може використовуватися в косметичній промисловості.



Рис. 5.61. Мала установка для виробництва біопалива [131]

Для виробництва біопалива можна використовувати також відпрацьовані рослинні олії з харчової промисловості (рис. 5.61).

Найбільші концерни у світі, що займаються продукцією сільгоспмашин і дизельних двигунів, висловили думку, що не бачать протипоказань для використання біопалива з ріпаку в їх продуктах. У процесі спалювання біопаливо не спричинює емісії сполук сірки і покращує властивості мастил.

Довготривала інвестиція в біопаливо може позитивно впливати як на розвиток сільських територій, так і на збереження навколишнього середовища. На жаль, біопаливо не приносить прибутків паливно-хімічним фірмам, які мусять його додавати його до дизельного пального [80].

Загальна площа під ріпак в 2011 році в Польщі становила близько 832 тис. га, і було зібрано близько 1,8 – 2,0 млн. т зерна [27]. На енергетичні цілі призначено близько 1,6 млн. т. Середня ціна енергетичного ріпаку в 2011 році становила близько 2000 зл./тонну [27].

Відповідно до думки радників з Малопольського Центру Сільськогосподарського Дорадництва в Карновіцах (Karniowicach) проблемою, з якою борються селяни, що мають намір ввести в дію установки для виробництва біодизеля, є велика кількість формально-юридичних вимог [123].

У 2010 році виробництво ріпакових ефірів в Польщі становило близько 380 тис. тонн [80]. Головними виробниками ефірів в Польщі є: Elstar Oils, Wratisslawia Oils, Bioagra Oils, Rafineria Trzebinia, Lotos Biopaliwa.

У Польщі з 2011 року з ріпаку щороку вироблятиметься близько 500 тисяч тонн біопалива B100 – чисті ефіри, що здатні повністю замінити традиційне дизельне пальне, а також B10, B20 – 10% та 20% біодизелю і 90% та 80% дизельного пального відповідно [55].

Вимоги, що ставляться ЄС для Польщі в сфері біопалива – досягти рівня 4,6% від загальної кількості використаного палива у транспорті в 2009 році, а до 2013 року – 7,1%. Польща у 2009 році виконала свої зобов'язання. 25 серпня 2006 року Сейм Польщі прийняв закон про біокомпоненти та рідкі біопалива, а Уряд видав відповідні ухвали (в т.ч. ті, що стосуються нульової ставки акцизу

на біодизель). В результаті прийняття таких ухвал з 2007 року введено в дію кілька промислових установок, виробляючих біодизель (напр. Trzebinia, Ester Oils, Lotos Biopaliwa). Спостерігається чітка тенденція розвитку цієї галузі промисловості.

В Європейському союзі біопалива застосовуються з великим успіхом уже багато років. Поряд з Німеччиною та Італією найбільшим їх виробником є Франція, яка має чотири великі комбінати з переробки ріпаку на біопаливо. Їх виробництво оцінюється у близько 700 тис. тонн RME, домішку до дизельного пального [80].

Влітку минулого року Верховна Рада прийняла проект закону про перехід транспорту українських міст з населенням більше 500 тис. на біопаливо [279]. В Україні планується побудувати 20 заводів по виробництву біодизеля з потужностями від 5 до 100 тис. т в рік. Для виробників біопалива будуть введені спеціальні податкові пільги [278]. Отримувати таке паливо можна, зокрема, з соняшникової, рапсової і соєвої олії.

Відповідно до "Програми розвитку виробництва біодизельного палива", Україна повинна виробляти і споживати понад 520 тис. т біодизельного палива, для цього треба буде забезпечити валовий збір насіння ріпаку на рівні 1,7 – 1,8 млн. т. За врожайності ріпаку в середньому 20 ц/га потрібно засіяти 0,85 – 0,9 млн. га ріллі, що становить близько 3% загальної площі (33,8 млн. га) орних земель України [278].

Основними завданнями Програми є сприяння будівництву заводів, які вироблятимуть дизельне біопаливо; створення зон концентрованого вирощування ріпаку; забезпечення гарантованого збуту сільськогосподарськими товаровиробниками ріпаку, необхідного для виробництва біопалива. На реалізацію Програми потрібно близько 170 млн. євро, джерелами яких можуть бути інноваційні кошти, а також кошти підприємств агропромислового комплексу і державна фінансова підтримка. При цьому державну підтримку передбачається надавати переважно на поворотній основі у межах коштів, які визначені для цього в державному і місцевих бюджетах, зокрема для виробництва продукції рослинництва (ріпаку на технічні цілі). Очікується, що соціально-економічний ефект виконання Програми визначатиметься підвищенням рівня еколого-енергетичної безпеки країни.

У Польщі тестування ріпакового палива проводить Польське Військове відомство. Двигуни танків і бойових автомобілів полігону під Вроцлавом заправляються екологічним паливом. Випробування на танку Т-72 і Бойовому Автомобілі Піхоти-1 (БМП-1) виявилися успішними. Як стверджує полковник Мечислав Струс (Mieczyslaw Strus) з Вищої Офіцерської Школи ім. Тадеуша Костюшки у Вроцлаві, військовими вже розроблено план систематичного використання біодизелю. Військові науковці підтверджують такі переваги ріпакової олії, як екологічність та менша ціна. Біодизель не забруднює повітря вуглекислим газом, піддається біодеградації за 2 тижні, двигуни використовують його більш економно, ніж інше паливо. Тривають дослідні роботи щодо удосконалення його технічних параметрів [56].

Потрібно зазначити, що на польському ринку транспортних біопалив спостерігається величезне зацікавлення з боку виробників, інвесторів, територіальної та центральної влади. Поступово зростає загальнодержавне використання біопалив, головним чином, біодизеля. Кілька великих фінансових груп реалізовує або планує зробити крупні інвестиції у біопаливо, а десятки менших інвесторів місцевого масштабу розмірковують над можливістю виробництва біодизеля. Практично кожен регіон, що має виробничі запаси (сільськогосподарські, технічно-технологічні, грошові) замислюється над підвищенням рівня виробництва біопалива або вже має розроблені стратегічні проекти в цій сфері. Нині Європейський союз підтримує місцеве підприємництво в сфері транспортних біопалив численними проектами: дослідницькими, кредитними чи інформаційно-промоційними. Інформаційна підтримка технології виготовлення біопалив знаходиться зокрема в Інституті Палив і Відновлюваних Джерел Енергії Польщі [74]. У Інституті Авіації у Варшаві ведуться науково-дослідні роботи з виробництва біодизеля II покоління з робочою назвою BTL [123].

Однак, з огляду на брак продуктів харчування в світі, в медіа щораз голосніше говориться про обмеження виробництва біодизеля з олійних рослин.

Користувачі автомобілів з дизельними двигунами звертають також увагу на негативний вплив цього палива на гумові ремні, паливні канали. Осад з паливного баку вимивається біодизелем та осідає в паливних фільтрах. Біодизель блокує також холодний фільтр палива при температурі вищій, ніж при дизельному пальному.

Біодизель зі штучно вирощених водоростей.

Компанія "БиодизельДніпро", користуючись своїм багаторічним досвідом у вивченні водоростей, знайшла спосіб отримання сировини близького за своїми якостями до природної нафти і придатною для виготовлення транспортного палива [346].

Узявши за основу водорості "Ботриокопкус брауний" компанія розробила новий метод отримання великої кількості водоростевої біомаси в короткі терміни. У колбах готується насінний матеріал, який в процесі зростання живиться вуглекислим газом з повітря. Цей матеріал потім прямує до так званих біореакторів наповненим водою, хімічний склад якої доводиться до більш сприяючого для максимального темпу зростання водоростей. Підготовлена вода змішується в біореакторах з насінним матеріалом. Після цього отримана водно-водоростева субстанція насичується вуглекислим газом. Саме спеціально підготовлена суміш води та освітлювальна конструкція, виготовлена за принципом оптимального розташування ламп і підбору спектрів освітлення, сприяють ефективному фотосинтезу.

Під час зростання водорості отримуючи певний шок починають прискорено ділитися накопичуючи у своїй масі таким чином максимальну кількість маслянистої рідини, властивості якої і використовують для виготовлення високоякісного палива. Після досягнення водоростями максимального приросту уся водно-водоростева рідина автоматично відвантажується, і проходить сепарацію від води в спеціальному пристрої, так званому гідро-вібро-циклоні. У нім виходить водоростева біомаса з 7 до 10 відсотками вологості. Вона змішується з дуже

ретельно подрібненою ряскою, яка вирощується в іншому блоці підприємства, і поступає в ємність із спеціально розробленим компанією каталізатором.

Отримана суміш подається в кавітатор, (пристрій, розроблений компанією з використанням новітніх технологій) він дозволяє розірвати клітини водоростей на молекулярному рівні, а потім ретельно її перемішати з каталізатором. На виході з нього виходить вуглеводнева маса близька по структурі до звичайної нафти. Після цього суміш прямує в блок біокаталітичного крекінгу. Там вона спочатку нагрівається, а вже потім відбувається безпосередній розподіл на паливні фракції, при чому вуглекислий газ, який при цьому утворюється, збирається в спеціальному ресівері для використання водоростями. В результаті цього на виході виходить 80% синтетичного дизельного палива, 10% бензину, 10% гасу, причому пропорції виходу можуть регулюватися. Отримане паливо використовується як в чистому вигляді для двигунів внутрішнього згорання, так і як домішки до традиційного палива.

До речі: автономне енергопостачання підприємства забезпечується використанням газового генератора який працює на біометані, отриманому з водної рослини ейхорнії. Але компанія пішла новаторським шляхом: крім того, що вирощена ейхорнія використовується як ефективна сировина для отримання біогазу, вона ще очищає воду до такого рівня, що в ній можна вирощувати таку вимогливу до якості рибу, як осетер, і отримувати високоякісний харчовий продукт.

Таким чином технологія розроблена компанією має наступні переваги як з екологічної, так і з економічної точки зору. Вуглекислий газ з виробництва потрапляє не в атмосферу, а до біореакторів. У них він переробляється водоростями і повністю утилізувався з постійним виділенням кисню. Після віджимання від води і змішування з каталізатором отримана вуглеводно-водоростева біомаса піддається біокаталітичному крекінгу. Під час цього процесу виділяється CO_2, але він теж прямує до біореакторів, тому усі викиди вуглекислого газу поглинаються водоростями (одна тонна перетворить 2 тонни шкідливої для довкілля субстанції).

Мікрокристалічна клітковина (МКЦ).

Рослинна клітковина – природний вуглеводневий ресурс, запаси якого не поступаються нафтою, але тверду клітковину не можна залити в паливний бак і дорого переробляти в рідке біопаливо. Клітковину не можна залити в баки, але можна засипати щільний легкосипкий порошок, що отримується при її не складній хімічній модифікації. Порошкове біопаливо може стати одним з потенційних "зелених" палив для автомобілів [346].

Найпоширеніший в природі вуглеводневий продукт рослинного походження – біоклітковина, хімічну основу якої складає "целюлоза", речовина схожа по хімічній структурі з цукром і крохмалем, але калорійніша. Паливо з біоклітковини дешеве і скрізь доступне, але целюлоза тверда речовина, а тверде паливо складно використовувати для автомобільних двигунів. Целюлоза служить первинною сировиною для виробництва рідкого моторного біопалива. "Біоетанол" або "Гідролізний спирт", виходить при бродінні цукристих продуктів гідролізу целюлози. "Метанол" або "Метиловий спирт" виходить при сухій перегонці – піролізі, деревини або іншої целюлозної сировини.



Рис. 5.62. Фотографія мікрокристалічної целюлози

Традиційна переробка біомаси в рідке паливо у вигляді біоетанолу, метанолу, гідролізного або метилового спирту вимагає хімічної переробки сировини, великих промислових потужностей і витрати палива на тепломісткий процес перегонки, що знижує кінцевий вихід продуктів і підвищує їх вартість. Тому виробництво рідкого біопалива з целюлози дорого і при середніх цінах на нафту воно на межі рентабельності. Біопаливо широко використовується тільки в країнах Латинської Америки із-за дефіциту нафти і високопродуктивного сільського господарства. Якщо використовувати целюлозне біопаливо без переробки в спирт, це підвищить його ККД і понизить вартість, але целюлоза тверда речовина, а автомобільні двигуни не пристосовані для роботи на твердому паливі.

Якщо целюлозу подрібнити в дрібний порошок, її можна зробити досить податливою для паливних систем. Але із-за волокнистої структури молекул целюлози, целюлозний пил – речовина з низькою щільністю і високою в'язкістю, що не має постійного об'єму і схильне до злипання в грудки. Целюлозі можна надати форми мілкодисперсного порошку зручного в усіх відношеннях, якщо змінити її молекулярну структуру.

При неповному гідролізі довгі полімерні молекули целюлози розриваються, але зберігають форму ланцюгів, не перетворюючись при цьому на продукти повного гідролізу, цукру. Продукти неповного гідролізу клітковини називаються мікрокристалічною целюлозою – "МКЦ". За фізичними властивостями МКЦ схожа з крохмалем, вона утворює колоїдні розчини з водою, структура твердої МКЦ не волокниста і вона може подрібнюватися в порошок. Якщо розчин МКЦ подрібнювати і висушувати методом того, що розпиляло в сухому теплому повітрі, то МКЦ набуває форми сферичних мікрогранул.

Мікрогранульована МКЦ – це щільний легкосипкий порошок, по щільності порівнянний з нафтовим пальним. Із-за високої сипучості порошку з сферичних часток поводяться подібно до рідин. Тверде паливо у формі легкосипкого порошку може використовуватися рідинною паливною системою, із зміненими насосами і дозаторами, і топливопроводами великого діаметру, що вистилають внутрішнім антифрикційним покриттям. Завдяки псевдоплинності, паливо з мікрогранул МКЦ можна використовувати для стандартних автомобільних двигу-

нів внутрішнього згорання – "ДВС". Під целюлозний пил можна адаптувати навіть серійні двигуни, замінивши тільки паливну систему і додатково оснастивши циліндри дозаторами і системами розпилення пилового палива. Паливний пил можна подавати в циліндри і розпиляти за допомогою струменів стислого повітря, що поступає від насоса високого тиску, або що акумулюється в невеликих камерах, на початку робочого ходу.

Целюлозне біопаливо у формі порошку МКЦ, це дешевший і раціональніший спосіб використовувати рослинну клітковину як поновлюваний паливний ресурс. Крім того, що порошок МКЦ може служити моторним паливом, це ще і в усіх відношеннях зручніша форма целюлози для транспортування і промислового використання. Порошок МКЦ зручніший як поновлювана хімічна сировина, чим тверда целюлоза, деревина або солома. МКЦ може служити основою для синтезу недорогих і біологічно розкладених – "зелених" полімерів. МКЦ може бути інертним наповнювачем при виробництві пластмас або гуми, роблячи ці матеріали дешевшими і біорозкладеними. МКЦ може служити компонентом будівельних і обробних матеріалів. Домішки МКЦ в бетон, суміші для штукатурки і внутрішньої обробки, гіпсокартону, роблять ці матеріали легшими і покращують їх тепло- та шумоізолюючі властивості.

Переведення рослинної клітковини у форму порошку МКЦ дозволяє використовувати її як поновлюване природне джерело вуглеводневої сировини, конкурентне за ціною з викопними вуглеводнями. Для країн, до яких відноситься і Україна, багатих джерелами рослинної клітковини, технології використання МКЦ як паливно-хімічна сировина може скласти альтернативу викопному паливу.

5.4. Економічна ефективність застосування біомаси в енергетиці

Відповідно до експертизи Європейського центру відновлювальної енергетики (EC BALTIC RENEWABLE ENERGY CENTRE – EC BREC) установки, що будуються в Польщі для використання біомаси в якості палива, характеризуються в цілому високими одиничними грошовими витратами [74].

Економічний аналіз строку окупності дозволяє поділити технологічні рішення на наступні групи:

1. Технології з малими строками окупності – протягом декількох років (в цілому 2–3 роки). Це малі котли на деревині, соломі, а також котли на стічному осаді, збагаченому дров'яними друзками або вугільним пилом, але обслуговувані вручну.
2. Технології з середнім строком окупності (4–5 років). Це проекти виробництва електроенергії з газу сміттєзвалищ. Комунальні біогазові когенераційні установки, що спалюють твердий осад стоків на очисних спорудах.
3. Технології, в яких повернення понесених витрат вимагає підтримки шляхом дотацій, навіть до 70% інвестиційних витрат. Це, перш за все, великі, до близько 1 $МВт_т$ автоматичні теплоцентралі на соломі, період окупності яких складає 6–7 років та великі, близько 0,5 $МВт_т$ теплоцентралі на

дров'яних друзках та тирсі, період окупності 7–9 років. До цієї ж групи належать також сільськогосподарські біогазові установки на рідкому гної (потужністю 150 кВт$_т$), а також біогазові установки, що використовують як сировину зелену масу збіжжя, де період окупності сягає 14 років.

Більшість реалізованих проектів є економічно вигідними та конкурентоспроможними по відношенню до застосовуваних традиційних носіїв енергії. Це особливо стосується котлів на соломі, деревині та стічному осаді, великих котелень на соломі і дров'яних друзках та тирсі, а також установок, що використовують газ сміттєзвалищ або твердий осад стоків на очисних спорудах для виробництва електроенергії. сільськогосподарські біогазові установки, а також теплоелектроцентралі на біомасі є дуже дорогими.

Спалювання біомаси створює нові робочі місця, які оцінюються у 2 додатково працевлаштовані особи на кожен 1 МВт$_т$, а при спалюванні біогазу 1,5 особи на 1 МВт [73].

5.5. Державні ініціативи та науково-технічні програми для розвитку біоенергетики на Україні

Протягом довгого часу в Україні була відсутня чітка державна політика та політична воля щодо питань розвитку біоенергетики. Можна сказати, що політична воля та чітка державна політика з'явилися тільки після останньої «газової» кризи та важких переговорів з Росією щодо поставок природного газу в Україну. Позитивними та підбадьорюючими ознаками є регулярне проведення нарад та засідань Кабінету Міністрів України з енергетичних питань. На даний момент вже є ряд важливих документів, що висвітлюють позицію Уряду щодо питань заміщення природного газу альтернативними та відновлюваними джерелами енергії:

- Розпорядженні Кабінету Міністрів України від 4.02.2009 № 102-р «Про заходи з використання альтернативних джерел енергії».
- Розпорядженні Кабінету Міністрів України від 11.02.2009 № 159-р «Деякі питання реалізації державної політики в сфері ефективного використання паливно-енергетичних ресурсів»
- Розпорядження Кабінету Міністрів України від 12.02.2009 № 217-р «Питання організації виробництва та використання біогазу».
- Розпорядженні Кабінету Міністрів України від 12.02.2009 № 276-р «Про схвалення Концепції Державної цільової науково-технічної програми розвитку виробництва та використання біологічних видів палива».
- Розпорядження Кабінету Міністрів України від 19.02.2009 № 126 «Про особливості приєднання до електричних мереж об'єктів електроенергетики, що виробляють електричну енергію з використанням альтернативних джерел»
- Розпорядження Кабінету Міністрів України від 19.02.2009 № 256-р «Про першочергові заходи щодо скорочення обсягів споживання природного газу у період до 2010 року»

Крім того, недавно прийнято два нових закони:

- стосовно «зеленого» тарифу – Закон України «Про внесення змін до Закону України «Про електроенергетику» щодо стимулювання використання альтернативних джерел енергії» (№ 1220-VI від 01.04.2009)
- стосовно біопалив – Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо сприяння виробництву та використанню біологічних видів палива» (прийнятий Верховною Радою України 25.05.2009).

У 2007 році Президією Української академії аграрних наук було прийнято рішення про розробку і розгортання робіт по науково-технічній програмі для створення щорічно поновлюваних джерел біосировини рослинного походження і розробки технології їх багатоцільового промислового використання, яка була названа «Біосировина». З 2008 року у виконанні програми приймають участь вісім НДУ УААН, координатором програми є Інститут рослинництва. Над виконанням програми працюють науковці Селекційно-генетичного інституту, Інститут зернового господарства, УкрНДІ олій і жирів, Інститут олійних культур, Інститут кормів та Вінницька дослідна станція, Інститут механізації тваринництва, Харківський технічний університет сільського господарства ім. П. Василенка, Харківський університет харчування і торгівлі, інститут фізико-технічних проблем, НТУ «Харківський політехнічний університет». Цією програмою передбачається створення таких джерел рослинної сировини, які могли б мати багатоцільове використання не тільки у паливно-енергетичному секторі, але й у харчовій, кормовій, фармацевтичній і інших галузях промисловості (рис. 5.63).

Така передумова забезпечує широкий діапазон застосування джерел біосировини і дозволяє звести до мінімуму негативні наслідки можливої конкуренції між паливно-енергетичною і харчовою сферами використання сільськогосподарської продукції [292].

В Україні в рамках проекту G2G Нідерланди-Україна «Біомаса та біопалива в Україні» у 2008 р. було розроблено проект «План дій по біомасі» (ПДБ), який виконується Міністерством аграрної політики України та Агентством сталого розвитку та інновацій Нідерландів SenterNovem. Ця програма приділяє увагу науковому забезпеченню переробки біосировини на біопалива. Виконання програми «Біомаса» дозволило б за рахунок економії природного газу заощадити: 1250 грн./1000 м^3 × 5,1 млрд. м^3/рік = 6,37 млрд. грн./рік. ПДБ було визначено стратегію розвитку сектору біоенергетики в Україні, зроблено аналіз існуючої ситуації, встановлено «вузькі місця» та запропоновано шляхи вирішення проблем. ПДБ також визначає терміни впровадження запропонований дій [266-267].

Для проведення в Центральному регіоні державної політики у сфері енергозбереження, координації **роботи підприємств, організацій регіону та наукового супровіду біоенергетичних проектів** при Полтавській державній аграрній академії у 2009 р. було створено Науково-дослідний Центр з Біоенергетики (НДЦБ), який очолив д.с.-г.н., професор Писаренко П.В. У склад НДЦБ входить чотири секції: секція технологій вирощування та збирання енергетичних культур, аналізу впливу нових культур на біорізноманіття; секція технологій переробки біомаси та виробництва біопалива; секція енерго-аудиту, енерго-обстеження,

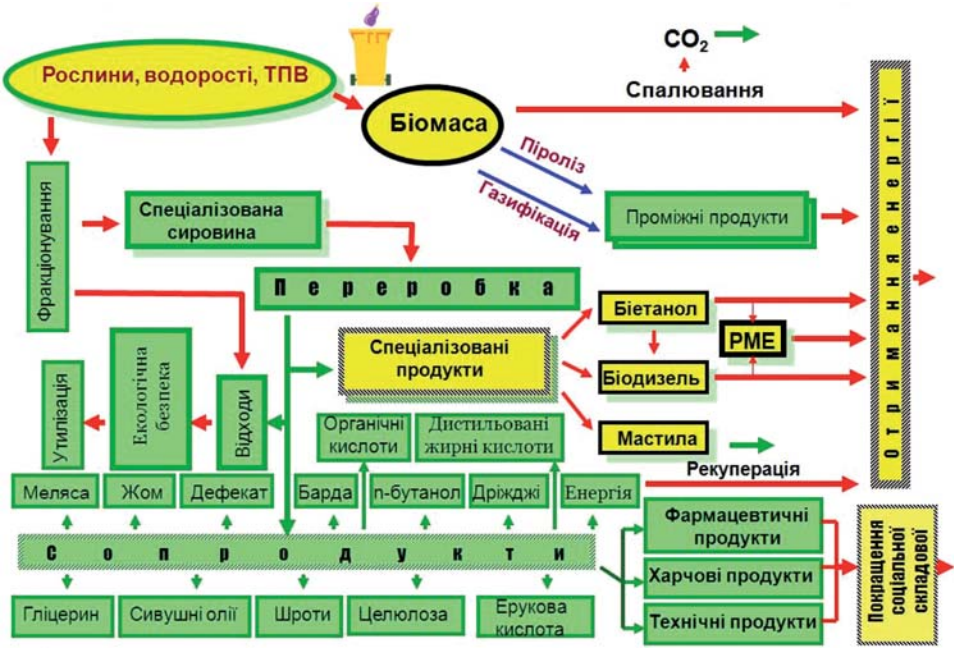


Рис. 5.63. Структурна схема розподілу загальної біомаси згідно з науково-технічною програмою «Біосировина» [266-267]

аудиту з вихлопів парникових газів та впливу на зміну клімату; перепідготовки та перекваліфікації кадрів; секція економічного обґрунтування енергозберігаючих і енергоефективних проектів та їх соціальних наслідків [293].

Проблеми та заходи, запропоновані для їх вирішення згідно Плану дій по біомасі

Ефективному розвитку біоенергетичного сектору в Україні перешкоджає ряд проблем. Для визначення можливих шляхів їх вирішення, ідентифіковані «вузькі місця» було розгруповано за п'ятьма темами: політичні та законодавчі аспекти, фінансові та економічні проблеми, технологічні бар'єри, питання наявності та постачання біомаси, питання комунікації та обміну інформацією. Для кожної групи проблем були запропоновані відповідні дії. В Додатку 1 наведено рекомендовані терміни впровадження конкретних заходів.

Політичні та законодавчі аспекти

«Вузькі місця», пов'язані з політичними та законодавчими аспектами, є найбільш впливовими та критичними для України. Слід відзначити наступні проблеми:

- протягом довгого часу в Україні була відсутня чітка державна політика та політична воля щодо розвитку біоенергетики;
- відсутність чітких та обґрунтованих цілей по частці біомаси в загальному споживанні первинних енергоносіїв;

- відсутність діючої (не декларативної) державної програми зі статусом закону;
- недосконаліть існуючого законодавства стосовно біоенергетики.

Відсутність чітких та обгрунтованих цілей по частці біомаси в загальному споживанні первинних енергоносіїв

На даний час головним регуляторним документом щодо енергетичної політики в Україні є Енергетична Стратегія України до 2030 р. [2] (тут і надалі Енергетична Стратегія або Стратегія). До сильної сторони Стратегії слід віднести поставлену мету зменшити залежність України від споживання природного газу та підвищення енергоефективності. Серед слабких сторін слід відзначити посилений акцент на розвитку атомної енергетики та підвищення споживання вугілля на електростанціях. Стосовно біоенергетики, Стратегія передбачає динамічне зростання обсягів використання енергії біомаси – 9,2 млн. т у. п. до 2030 (50% від всіх ВДЕ), що приблизно в 9 разів вище існуючого рівня утилізації біомаси для виробництва енергії. Проте, у порівнянні з іншими країнами ЄС цілі, встановлені в офіційній стратегії, видаються заниженими.

Відсутність діючої (не декларативної) державної програми

Протягом останніх 10 років в Україні було розроблено і прийнято ряд програм та стратегій, що стосуються ВДЕ і деяких видів біопалив. Наприклад, «Програма державної підтримки розвитку нетрадиційних та відновлювальних джерел енергії та малої гідро- та теплоенергетики як складової частини національної енергетичної програми України» (Програма НВДЕ 1997 р), Програма «Етанол» (2000 р.), «Програма розвитку виробництва дизельного біопалива» (2006 р.), Енергетична стратегія України на період до 2030 р., яка включає розділ з нетрадиційних та ВДЕ (2006 р.).

Перший етап "Програми розвитку виробництва дизельного біопалива" (2007–2008 роки) успішно виконано, продовжується реалізація другого етапу (2008–2010 роки). Нажаль більшість інших програм не були виконані в повному обсязі із-за недостатньо чітко визначених джерел фінансування та недоліків відповідної законодавчої бази.

Недосконаліть існуючого законодавства стосовно розвитку біоенергетики

Законодавство України на даний час є недосконалим стосовно сектору біомаси та біопалив. Є певні пробіли, що гальмують подальший розвиток цього напрямку.

Серед існуючих важливих законів можна відзначити наступні:
- Закон України «Про альтернативні види рідких та газоподібних палив» (№ 1391-XIV від 14.01.2000);
- Закон України «Про альтернативні джерела енергії» (№ 555-IV від 20.02.2003);
- Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо встановлення «зеленого» тарифу» (№ 601-VI від 25.09.2008);
- поправки щодо «зеленого» тарифу – Закон України «Про внесення змін до Закону України «Про електроенергетику» (№ 1220-VI від 01.04.2009);

– закон щодо біопалив – Закон України «Про внесення змін та доповнень до деяких законодавчих актів України щодо сприяння виробництву та використанню біологічних видів палива (прийнятий Верховною Радою України 25.05.2009).

Перші два закони мають декларативний характер та не передбачають фінансової підтримки для розвитку ВДЕ. Закон про «зелені» тарифи запроваджує реальну фінансову підтримку виробникам електроенергії з ВДЕ. Але ще залишається цілий ряд питань стосовно порядку застосування «зеленого» тарифу до конкретних об'єктів відновлюваної енергетики. Закон щодо стимулювання виробництва та споживання біопалив, прийнятий 25.05.2009, передбачає ряд пільг для виробників та споживачів біопалив, але не можна сказати, що він вирішує всі питання в цьому секторі.

Запропоновані заходи:

- **Прийняття політичної декларації**

Уряду рекомендується прийняти політичну декларацію (бажано з ухваленням Верховною Радою), яка б встановлювала чітку ціль по виробництву енергії з біомаси. Видається реалістичним наступний внесок біомаси в загальне споживання первинних енергоресурсів до 2030 р., млн. т у.п., (% від ЗСПЕ):

2008	2010	2015	2020	2025	2030
1 (0,5%)	2 (1%)	5 (2,5%)	10 (5%)	15 (7,5%)	20 (10%)

- **Визначення державного органу, відповідального за всі аспекти розвитку біоенергетики**

Уряду рекомендується призначити єдиний орган, повністю відповідальний за питання розвитку біоенергетики в Україні. Це може бути нове агентство або одне з існуючих міністерств/агентств. Теоретично, обов'язки такого органу може взяти на себе одна з наступних установ:

– Міністерство аграрної політики України
– Міністерство палива та енергетики України
– Національне агентство України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів (НАЕР)

Згідно Розпорядженню Кабінету Міністрів України від 11.02.2009 № 159-р «Деякі питання реалізації державної політики в сфері ефективного використання паливно-енергетичних ресурсів», на НАЕР покладено ряд важливих завдань в сфері відновлюваної енергетики, в тому числі біоенергетики, та передано ряд серйозних повноважень. Зокрема, НАЕР разом з іншими заінтересованими центральними органами виконавчої влади має розглянути питання щодо доцільності утворення державного концерну «Біопаливо України», передачі до сфери управління НАЕР спиртових заводів, що мають право на виробництво біоетанолу, перелік яких затверджений постановою КМУ від 05.12.2007 № 1375, та державного концерну «Відновлювана енергетика України» з подальшою передачею в установленому порядку бюджетних призначень на фінансування загаль-

нодержавних програм у сфері відновлюваної енергетики від Мінпаливенерго, Мінвуглепрому, Мінагрополітики і НКАУ до НАЕР.

Таким чином, можна вважати, що НАЕР фактично визначено урядом як головний координуючий орган всіх питань в секторі відновлюваної енергетики України, в тому числі біоенергетики.

■ **Розроблення нової реалістичної державної програми зі статусом закону**

Необхідно розробити реалістичну державну програму, яка б враховувала цілі, встановлені у вищезазначеній політичній декларації. Програма має чітко визначити заходи для досягнення встановлених цілей та джерела фінансування для впровадження цих заходів. Відповідальне державне агентство має опікуватися розробкою та прийняттям програми, а потім контролювати та координувати її належне виконання.

Державна програма повинна мати статус закону, оскільки розвиток біоенергетики передбачає фінансову підтримку з державного бюджету. Бюджетний кодекс України має такі правила, що доки програма не ухвалена Верховною Радою, жоден з її фінансових стимулів не може бути підтриманий з державного бюджету.

■ **Визначення нових необхідних законів**

Україні необхідно створити законодавчу основу для стимулювання використання всіх видів біопалив – твердих, газоподібних і рідких. Це може бути зроблено двома шляхами:

1) розробити нові закони або внести відповідні поправки в існуючі закони;
2) вдосконалити у відповідності до європейських аналогів і прийняти існуючі зараз законопроекти в секторі біоенергетики.

■ **Розроблення пропозицій для нової стратегії та регулятивних актів в наступних секторах:**

а) Виробництво теплової енергії з біомаси
б) Виробництво електроенергії з біомаси
в) Рідкі біопалива (біодизель і біоетанол)

Для сектора теплової енергії пропонується стимулювати використання біомаси в системах централізованого теплопостачання. Для сектору електроенергетики рекомендується заохочувати сумісне спалювання біомаси з вугіллям на електричних станціях. Цей варіант може бути дуже привабливим, приймаючи до уваги прийняття закону про «зелені» тарифи у 2008 р. з поправками 2009 р. Стосовно рідких біопалив, стратегія може полягати в підтримці виробництва біодизелю для його використання тракторами та іншою сільськогосподарською технікою в сільській місцевості та підтримці виробництва біоетанола для переведення автобусів та інших транспортних засобів у великих містах з бензину на біоетанол.

II. Фінансово-економічні аспекти

Існуючі проблеми:

– Відсутність фінансових стимулів для впровадження біоенергетичних проектів.

– Низька фінансова спроможність українських компаній та висока вартість банківського кредитування.
– Відсутність фінансових стимулів для більшості компаній, що експлуатують котельні комунальної та державної форм власності, для економії споживання природного газу та переведення котелень на біомасу.
– Недостатнє фінансування наукових досліджень та впровадження нових технологій.

Запропоновані заходи:
– Субсидія споживачам біоенергетичного обладнання обсягом 20% вартості обладнання (табл. 5.39)

Таблиця 5.39

Обсяги запропонованої субсидії

Роки	2009-2010	2011-2012	2013-2014	2015	Всього
млн. грн.	237	237	237	309	**1021**

– Звільнення від ПДВ біомаси, яка продається та використовується як паливо.
– Звільнення від оподаткування та сплати мита біоенергетичного обладнання, що імпортується в Україну.
– Заохочення з боку держави реалізації біоенергетичних проектів за механізмом спільного впровадження в рамках Кіотського Протоколу.
– Визначення фондів цільових коштів та джерел фінансування, необхідних для розвитку вітчизняних потужностей для виробництва біомаси.

Цей захід має впроваджуватися всіма відповідальними установами та координуватися відповідальним державним агентством (табл. 5.40):
– Надання цільової підтримки науково-дослідним і дослідно-конструкторським роботам (НДДКР) в секторі біоенергетики

Таблиця 5.40

Відповідальні за основні типи біомаси

Відповідальна сторона	Тип біомаси
Міністерство аграрної політики України	Відходи сільського господарства та тваринництва; біогаз; енергетичні культури; біодизель; біоетанол
Державний комітет лісового господарства	Відходи деревини
Міністерство з питань житлово-комунального господарства України	Біогаз з полігонів твердих побутових відходів, біогаз з осадів станцій аерації
Міністерство палива та енергетики України	Торф

Відповідні проекти мають відбиратися та фінансуватися наступними державними установами:

Національна академія наук України
Міністерство освіти та науки України
Міністерство аграрної політики України
Міністерство палива та енергетики України
НАЕР

III. Технологічні бар'єри

Існуючі проблеми:
– На ринку України практично відсутні вітчизняні котли на біомасі потужністю більше 1 МВт$_т$ та парові котли.
– Відсутня вітчизняна технологія комерційного рівню для виробництва біогазу з відходів тваринництва.
– Відсутні повні технологічні ланцюги для переробки біомаси вітчизняного виробництва.

Запропоновані заходи
– Надати цільову підтримку НДДКР, спрямованим на створення та повномасштабне випробовування біоенергетичного обладнання з метою подальшого серійного виробництва в Україні.

IV. Наявність та постачання біомаси

Існуючі проблеми:
– Основною проблемою, пов'язаною з постачанням та наявністю біомаси, є недорозвиненість ринку біомаси як палива в Україні.

Запропоновані заходи:
– Розробити реалістичний сценарій існуючого потенціалу біомаси та встановити цілі по його використанню.
– Визначити обсяг біомаси для використання в межах країни та для експорту.
– Провести консультації з представниками лісового та сільськогосподарського сектору. Встановити реалістичні цілі та сценарії виробництва біомаси в Україні.

V. Питання спілкування та обміну інформацією

Існуючі проблеми:
– Недостатній рівень спілкування та обміну інформацією між Міністерствами, агентствами, іншими установами та організаціями, пов'язаними з сектором біоенергетики.
– Недостатня обізнаність потенціальних споживачів щодо використання біомаси як палива та біоенергетичних технологій.
– Запропоновані заходи
– Визначити нові методи спілкування.
– Визначити нові методи розповсюдження інформації та знань щодо біомаси і біопалив.

5.6. Висновки до розділу

Енергетичне використання біомаси в Україні є багатоаспектним питанням. Україна має найбільший у Європі енергетичний потенціал використання біомаси, що складає 50,01 млн. т у.п. – теоретичний, 36,23 – технічний та 27,27 – економічно доцільний. Польща, для порівняння має лише 15-20 млн. т у.п.

Розподіл загальних запасів біомаси по територіям та за видами біопалив є різнорідним і тому необхідно провести детальний аналіз потенціальних запасів біоресурсів України для раціонального їх використання.

В Україні в рамках проекту G2G Нідерланди-Україна «Біомаса та біопалива в Україні» було розроблено «План дій по біомасі» (ПДБ). Проект виконується Міністерством аграрної політики України та Агентством сталого розвитку та інновацій Нідерландів SenterNovem. Виконання програми «Біомаса» дозволило б за рахунок економії природного газу заощадити: 1250 грн./1000 м^3 × 5,1 млрд. м^3/рік = 6,37 млрд. грн./рік [267].

Впроваджуючи технології енергетичного використання біомаси необхідно використовувати досвід Польщі, яка на крок попереду України у їх впровадженні За останні декілька років Польща особливо просунулася у напрямку переробки біомаси. Розвиваються новітні технології ущільнення біомаси, згазовування твердої біомаси, отримання біогазу і т.д. Декілька років в Польщі виробляються котли для спалювання соломи, деревини та стічних осадів. На ринок було введено бензин, що містить біля 5% спирту, що стимулює розвиток польського сільського господарства, екстракційної та спиртової промисловості. Динамічно розвивається виробництво біодизелю.

Створюються умови для більш широкого застосування місцевих запасів біомаси як палива в польській енергетиці.

Проекти з використанням біомаси у якості палива є рентабельними, економічно вигідними.

Введення в дію таких проектів позитивно впливає на екологічну ситуацію.

У даній розробці представлено декілька рішень з використання біомаси для виробництва електричної і теплової енергії, застосовувані в Польщі.

Найважливішим завданням є необхідність широкого пропагування знань про існуючі, апробовані технічні рішення пристроїв для біомаси в енергетичних цілях.

Пропагування технологій для спалювання біомаси повинні привести до широкого застосування біомаси в українській енергетиці і до збільшення виробництва енергії саме за рахунок цього джерела енергії. Енергетичне використання біомаси виявляється в повній мірі економічно обґрунтованим для використання на теплових пунктах виготовлення біодизелю, когенераційних установках у сільськогосподарських підприємствах. Це стосується також економічних розрахунків і питань, пов'язаних з охороною навколишнього середовища.

5.7. Запитання і контрольні завдання до розділу

1. Які види біомаси Ви знаєте?
2. Перелічіть основні способи отримання теплової енергії з біомаси.
3. Перелічіть основні способи отримання електроенергії з біомаси.
4. Поясніть принцип дії установки зі згазовування деревини та відходів рослинництва.
5. Що таке сумісне спалювання? Його переваги та недоліки.
6. Які енергетичні рослини Ви знаєте? Розкажіть про переваги та недоліки вирощування енегетичних рослин.
7. Складіть схему використання біомаси у багатопрофільносу сільськогосподарському підприємсві.
8. Порівняйте використання рослинної біомаси при різних технологіях отримання теплової енергії.
9. Поясніть принцип роботи піролізного котла.
10. Розкажіть про технологію виробництва пелет.
11. Розкажіть про технологію виробництва брикетів.
12. Зробіть у рекламній формі презентацію можливостей виробництва енергії з рослинної сировини, зважаючи на охорону довкілля.
13. Представте власну концепцію збільшення використання соломи в якості палива у великих котельнях (напр. селищних) в місцевостях на півночі України.
14. Поясніть принцип дії когенераційної установки.
15. Які типи когенераційних установок Ви знаєте?
16. Поясність принцип дії біогазової установки.
17. Зробіть порівняльний аналіз ступеню використання біогазу в Польщі та Україні й представте потенційні шляхи збільшення його виробництва.
18. Які існують способи виробництва біодизелю з ріпаку?
19. Представте засади роботи каміну з водяним контуром.
20. Намалюйте схему системи теплозабезпечення приватного будинку, в якості основного джерела енергії у якому заплановано встановити камін з водяним контуром.

VI ВОДНЕВА ЕНЕРГЕТИКА

6.1. Вступ

Водень – екологічно чистий енергоносій, до того ж практично невичерпний. Відповідно до розрахунків, з 1 л води можна одержати 1234, 44 л водню. Теплотворна здатність водню при цьому становить близько 33 кВт·год/кг, що у багато разів більше ніж у вугілля (7 кВт·год/кг), бензину (12 кВт·год/кг) та природного газу (7 кВт·год/м^3).

Воднева енергетика сформувалася як один з напрямків розвитку науково-технічного прогресу в середині 70-х років минулого століття. З розширенням досліджень, пов'язаних з отриманням, зберіганням, транспортом і використанням водню, ставали усе більш очевидними екологічні переваги водневих технологій у різних областях народного господарства. Успіхи в розвитку ряду водневих технологій (таких як паливні елементи, транспортні системи на водні, металогідридні і багато інших) продемонстрували, що використання водню приводить до якісно нових показників в роботі енергетичних систем та агрегатів. Техніко-економічні дослідження показують, що не дивлячись на те, що водень є вторинним енергоносієм, тобто коштує дорожче, ніж природні палива, його застосування у ряді випадків економічно доцільно вже зараз. Тому роботи з воднево енергетики в багатьох, особливо промислово розвинених країнах відносяться до пріоритетних напрямів розвитку науки і техніки та знаходять все більшу фінансову підтримку з боку як державних структур, так і приватного капіталу. Наразі річна продукція водню у світі становить близько 500 тис м^3 [137]. Найбільш динамічно ці роботи розвиваються у США, Канаді, Японії, країнах ЄС, де поряд зі значним обсягом НДДКР, провадяться активні роботи з комерціалізації водневої енергетики. В країнах світу створена значна кількість енергетичних установок на паливних елементах потужністю від одиниць ват до мегават, які уже сьогодні конкурентоспроможні з установками, в яких використовуються традиційні технології. У багатьох країнах розроблені та виконуються відповідні довгострокові програми, на виконання яких виділяються значні кошти. Зокрема, у США на цілі водневої енергетики виділяється до 1 млрд. дол. на рік. Останнім часом у більшості європейських країн, у тому числі в Росії, спостерігається швидке зростання активності в області водневої енергетики і розробки паливних елементів [349].

Найбільш перспективним напрямом використання водневої енергетики є заміна вуглеводневих видів палива на водень у системах транспорту, перш за все у автомобілебудуванні (двигуни внутрішнього згорання). Іншими сферами застосування водню та змішаного газу, що містить водень, можуть бути: хімічна, нафтопереробна, металургійна, харчова промисловість, житлово-комунальний сектор й т. ін. Широке застосування у світі набувають паливні елементи для децентралізованої стаціонарної енергетики та для автотранспорту.

Значна увага в цих країнах приділяється також формуванню політичної й суспільної свідомості, освіті та підвищенню кваліфікації, тобто підготовці суспільства до сприйняття нового (водневого) напряму в енергетичній політиці. Активну роль у цій сфері відіграють екологічні громадські асоціації, оскільки вони привертають увагу урядових органів до цієї проблемної тематики, поширюють інформацію серед населення, викликаючи зростання інтересу і довіри до нових технологій.

6.2. Властивості водню

У вільному стані і за нормальних умов водень – безбарвний газ, без запаху і смаку. Відносно повітря водень має щільність 1/14. Він зазвичай і існує в комбінації з іншими елементами, наприклад, кисню у воді, вуглецю в метані і в органічних сполуках. Оскільки водень хімічно надзвичайно активний, він рідко присутній як незв'язаний елемент.

Охолоджений до рідкого стану водень займає 1/700 об'єму газоподібного стану. Водень при з'єднанні з киснем має найвищий вміст енергії на одиницю маси: 120,7 ГДж/т. Це – одна з причин, чому рідкий водень використовується як паливо для ракет і енергетики космічного корабля, для якої мала молекулярна маса і високий питомий енерговміст водню має первинне значення. При спалюванні в чистому кисні єдині продукти – високотемпературне тепло і вода. Таким чином, при використанні водню не утворюються парникові гази і не порушується навіть кругообіг води в природі.

6.3. Виробництво водню

Запаси водню, пов'язаного в органічній речовині і у воді, практично невичерпні. Розрив цих зв'язків дозволяє виробляти водень і потім використовувати його як паливо. Розроблені численні процеси по розкладанню води на складові елементи.

Найбільш відомі технології одержання водню базуються на хімічному, термотехнічному процесах та електролізі води, але вони мають такі головні недоліки, як використання високо потенційної енергії з витратами викопного палива і відповідно значним забрудненням довкілля. Недоліком електролізу води є значний рівень споживання електроенергії.

Сьогодні у світі найбільше розповсюдження отримала технологія виробництва водню або суміші водню з іншими газами шляхом парової конверсії

природного газу – метану, але при цьому майже половина початкового обсягу газу витрачається на проведення ендотермічного процесу парової конверсії. У зв'язку з цим у світі ведеться інтенсивний пошук таких технологій одержання водню, які б відповідали вимогам економічної та енергетичної ефективності й екологічної чистоти.

При нагріванні більше ніж 2500°С вода розкладається на водень і кисень (прямий термоліз). Таку високу температуру можна отримати, наприклад, за допомогою концентраторів сонячної енергії. Проблема полягає в тому, щоб запобігти рекомбінації водню і кисню.

Нині у світі велика частина вироблюваного в промисловому масштабі водню виходить в процесі парової конверсії метану (ПКМ). Отриманий таким шляхом водень використовується як реагент для очищення нафти і як компонент азотних добрив, а також для ракетної техніки. За такої технології, щоб відокремити водень від вуглецевої основи в метані необхідна пара і теплова енергія при температурах 750–850°С. Цей процес відбувається в хімічно парових реформерах на каталітичних поверхнях. Перший ступінь процесу ПКМ розщепляє метан і водяну пару на водень і моноксид вуглецю. Услід за цим на другому ступені «реакція зрушення» перетворює монооксид вуглецю і воду на діоксид вуглецю і водень. Ця реакція проходить при при температурах 200–250°С .

У 30-і роки в СРСР отримували в промислових масштабах синтез-газ шляхом паро-воздушной газифікації вугілля. Зараз в ИПХФ РАН в Чорноголівці розробляється технологія газифікації вугілля в нададіабатичному режимі. Ця технологія дозволяє переводити теплову енергію вугілля в теплову енергію синтез-газа з ККД 98% [350].

Починаючи з 70-х років минулого століття в країні були виконані і отримали необхідне науково-технічне обгрунтування і експериментальне підтвердження проекти високотемпературних гелієвих реакторів (ВТГР) атомних енерготехнологічних станцій (АЕТС) для хімічної промисловості і чорної металургії. Серед них АБТУ-50, а пізніше – проект атомної енерготехнологічної станції з реактором ВГ-400 потужністю 1060 МВт для ядерно-химического комплексу по виробництву водню і сумішей на його основі, по випуску аміаку і метанолу, а також ряд наступних проектів цього напряму.

Основою для проектів ВТГР послужили розробки ядерних ракетних двигунів на водні. Створені в нашій країні для цих цілей випробувальні високотемпературні реактори і демонстраційні ядерні ракетні двигуни продемонстрували працездатність при нагріві водню до рекордної температури 3000 К.

Високотемпературні реактори з гелієвим теплоносієм – це новий тип екологічно чистих універсальних атомних енергоджерел, унікальні властивості яких – здатність виробляти тепло при температурах більш 1000°С і високий рівень безпеки – визначають широкі можливості їх використання для виробництва в газотурбінному циклі електроенергії з високим ККД і для постачання високотемпературним теплом і електрикою процесів виробництва водню, опріснення води, технологічних процесів хімічної, нафтопереробної, металургійної та ін. галузей промисловості.

Одним з найбільш просунутих в цій області являється міжнародний проект ГТ-МГР, який розробляється спільними зусиллями російських інститутів і американської компанії GA. З проектом співробітничають також компанії Фраматом і Фуджі електрик.

6.3.1. Отримання атомного водню

Як джерело атомного водню використовують речовини, що відщепляють при їх опроміненні атоми водню. Наприклад, при опроміненні ультрафіолетовим світлом йодистого водню відбувається реакція з утворенням атомного водню.

Для отримання атомного водню застосовується також метод термічної дисоціації молекулярного водню на платиновому, паладієвому або вольфрамовому дроті, нагрітому в атмосфері водню при тиску менше 1,33 Па. Дисоціації водню на атоми можна досягти і при використанні радіоактивних речовин. Відомий спосіб отримання атомного водню у високочастотному електричному розряді з наступним виморожуванням молекулярного водню.

6.3.2. Фізичні методи абсорбції водню з водневмістних сумішей

Водень в значних кількостях міститься в багатьох газових сумішах, наприклад в коксовому газі, в газі, що отримується при піролізі бутадієну, у виробництві дивінілу.



Рис. 6.1. Адсорбційна водородна установка PSA для отримання водню [351]

Для витягання водню з водородосодержащих газових сумішей використовують фізичні методи виділення і концентрації водню.

Низькотемпературна конденсація і фракціонування. Цей процес характеризується високою мірою витягання водню з газової суміші і сприятливими економічними показниками. Зазвичай при тиску газу 4 МПа для отримання 93–94% -ного водню потрібна температура 115 К. При концентрації водню в початковому газі більше 40% ступінь його абсорбції може досягати 95%. Витрата енергії на концентрацію H_2 від 70 до 90% складає приблизно 22 кВт·год на 1000 $м^3$ водню, що виділяється.

Адсорбційне виділення. Цей процес здійснюється за допомогою молекулярних сит в циклічно працюючих адсорберах. Його можна проводити під тиском 3–3,5 МПа з мірою витягання 80–85% H_2 у вигляді 90% -ного концентрату. В порівнянні з низькотемпературним методом виділення водню для проведення цього процесу вимагається приблизно на 25–30% менше капітальних і на 30–40% експлуатаційних витрат.

Адсорбційне виділення водню за допомогою рідких розчинників. У ряді випадків метод придатний для отримання чистого H_2. По цьому методу може бути витягнуто 80–90% водню, що міститься в початковій газовій суміші, і досягнута його концентрація в цільовому продукті 99,9%. Витрата енергії на витягання складає 68 кВт·год на 1000 $м^3$ H_2.

6.3.3. Отримання водню шляхом електролізу води

Електролітичний водень є найбільш доступним, але й більш дорогим продуктом. Зокрема, для виробництва водню вигідно використовувати теплову і електричну енергію, що виробляють АЕС в так званому провальному режимі, тобто у нічний час, коли падає рівень звичайного споживання енергії. Перспективним є електроліз води у поєднанні з нетрадиційними поновлюваними джерелами енергії (сонячна, вітрова). Однією з перспективних технологій одержання водню вважається також використання високотемпературних гелієвих реакторів (ВТГР), які розробляються в рамках міжнародного проекту побудови ядерного реактора ГТ МГР (Росія, США, Франція), і, як очікується, будуть екологічно безпечними [352].

Електроліз води один з найбільш відомих і добре досліджених методів отримання водню. Він забезпечує отримання чистого продукту (99,6–99,9% H_2) в один технологічний ступінь. У виробничих витратах на отримання водню вартість електричної енергії складає приблизно 85%.

Цей метод отримав застосування у ряді країн, що мають значні ресурси дешевої гідроенергії. Найбільш великі електрохімічні комплекси знаходяться в Канаді, Індії, Єгипті, Норвегії, але створені і працюють тисячі дрібніших установок в багатьох країнах світу. Важливий цей метод і тому, що він є найбільш універсальним відносно використання первинних джерел енергії. У зв'язку з розвитком атомної енергетики можливий новий розквіт електролізу води на базі дешевої електроенергії атомних електростанцій. Ресурси сучасної електроенергетики недостатні для отримання водню як продукт для подальшого енергетичного використання.

6.3.2.1. Фізичні основи технологічного процесу

Електролітичне розщеплення води відбувається наступним чином:

$$2H_2O = 2H_2 + O_2$$
$$2H_2O + 2e = H_2 + 2OH \text{ (на катоді)}$$
$$2OH = H_2O + 1/2O_2 + 2e \text{ (на аноді)}$$

Продуктами розщеплення є водень і кисень, що слугують паливом у паливних елементах. Процес електролізу води в лабораторії ВДЕ в ОШЕ № 1 проводився в паливному елементі із полімерною мембраною Proton Exchange Membrane (PEM). Двома невеликими каналами через паливний елемент циркулює вода, при подачі з фотобатареї на нього напруги у 2 В починають виділятися гази (кисень і водень), що накопичуються у двох газозбірниках.

6.3.3.2. Паливні елементи (fuel cells)

Паливні елементи – це електрохімічні пристрої, що дозволяють отримати електричну енергію за рахунок енергії окислювально-відновлювальної хімічної реакції водню з киснем, які безперервно надходять до електродів ззовні, тобто вони є хімічними джерелами струму безперервної дії. Побічними продуктами такої реакції є тепло і вода.

Паливний елемент складається з багатьох десятків комірок (рис. 6.2). Кожна комірка складається з двох електродів, розділених твердим або рідким електролітом. На один електрод (анод) підводиться паливо (водень), на інший (катод) – окисник (кисень повітря). Водень тут не згоряє, хімічна реакція окиснення від-

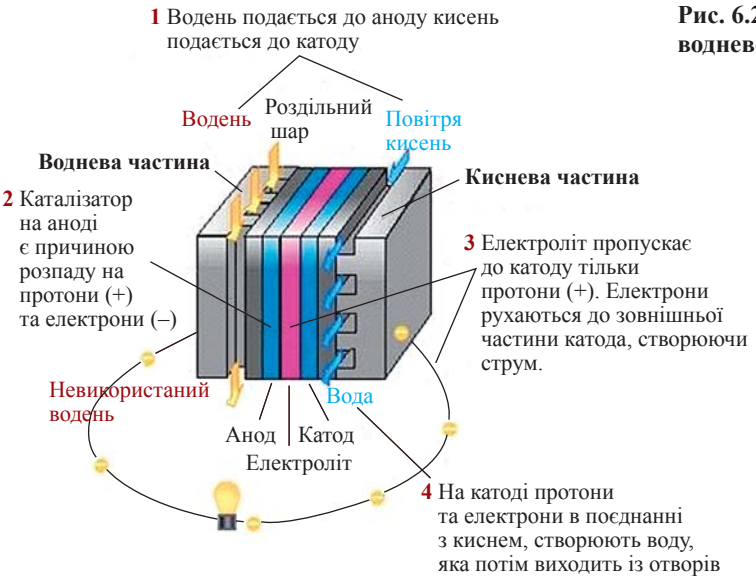


Рис. 6.2. Принцип дії водневої ланки

бувається за низької температури в присутності каталізатора. Мета роботи пристрою, використовуючи цю реакцію, розділити позитивний і негативний заряди в просторі й створити між ними напругу. Тому електроліт, який заповнює простір між електродами, повинен мати здатність пропускати протони (тобто іони водню) і не пропускати електрони. На аноді водень розпадається на електрони і протони, далі протони проходять крізь шар електроліту, досягають катода і, з'єднуючись із киснем, утворюють воду. Паливні елементи характеризуються надзвичайно великою ефективністю (близько 60%) і енергетичною щільністю близько 200 мА/см^2.

Паливний елемент (PEM) складається з електроліту (полімеризована фторована сульфокислота) у вигляді мембрани, з обох сторін вкритої пористою платиною. Платина виступає у ролі каталізатора. Електроди виконані як графітові пластинки, вкриті тефлоном. Товщина такої паливної комірки не перевищує 1 мм. Модуль складається з ряду поодиноких паливних комірок, з'єднаних послідовно-паралельно. Потрібно зазначити, що, крім комірок типу PEM, в науково-дослідних лабораторіях світу ведуться інтенсивні дослідження щодо інших видів паливних комірок:

- електролітичних (AFC);
- фосфорно-кислотних (PAFC);
- з постійним вмістом кисню (SOFC);
- паливна комірка розплавленого карбонату (MCFC);
- поповнюваних мурашиною кислотою (DFAFC);
- з метанолом (DMFC);
- із протонною обмінною мембраною або паливна комірка електроліту полімеру PEMFC або PEFC – Proton Exchange Membrane Fuel Cell або Polymer Electrolyte Fuel Cell відповідно.

Всі вищезазначені типи ланок мають величезну перспективу розвитку з огляду на характер їх роботи і спосіб застосування. Кисень для цих елементів можна отримувати з повітря. Зараз паливні елементи застосовуються:

- у електромоторах автомобілів;
- для аварійного живлення госпіталів;
- для військових цілей;
- для живлення пристроїв загального вжитку (ноутбуки, мобільні телефони)
- у вимірювальній апаратурі.



Рис. 6.3. Лабораторний паливний водневий елемент PEM

Вищезгаданий елемент (PEM) використовується в лабораторії для отримання електроенергії (рис. 6.3). Двома окремими каналами водень і кисень подаються на паливний елемент. Принцип роботи даного джерела енергії надзвичайно простий. Водневий газ надходить до анода, який називається паливним електродом. За допомогою платинової дії каталізатора, молекула розщеплюється на два протони і два електрони. Далі протони проходять через електро-

літ і каталізатор, досягаючи катоду. В цей час електрони через каталізатор потрапляють на зовнішній контур і створюють постійний струм. Катод оточений киснем, який, з'єднуючись з протонами і електронами, утворює молекули води, які є побічним продуктом реакції.

Таким чином, завдяки хімічній реакції та іонній провідності електроліту на затисках паливного елементу отримуємо постійний електричний струм. Реакція згорання палива в комірці відбувається без вогню, і єдиним продуктом згорання є водяна пара. Від катода відводять відпрацьовану воду. Побічним продуктом реакції є також виділення тепла (температура близько 60°C).

Електрохімічний метод отримання водню з води має наступні позитивні якості:

1) висока чистота отримуваного водню – до 99,99% і вище;
2) простота технологічного процесу, його безперервність, можливість якнайповнішої автоматизації, відсутність рухомих частин в електролітичному осередку;
3) можливість отримання цінних побічних продуктів – важкої води і кисню;
4) загальнодоступна і невичерпна сировина – вода;
5) гнучкість процесу і можливість отримання водню безпосередньо під тиском;
6) фізичний розподіл водню і кисню в самому процесі електролізу.

6.3.3.3. Результати вимірів, здійснених в лабораторії ВДЕ в ОШЕ № 1

Найвищу потужність паливного елементу, що становила 0,5 Вт, було отримано при навантаженні його резистором з опором $R = 0{,}3$ Ом. При цьому струм досягав 1 А при напрузі у 0,5 В.

$$\eta = \frac{E_{од}}{E_{пр}} \cdot 100\% = \frac{E_{ел}}{E_{вод}} \cdot 100\% = \frac{U \cdot I \cdot t}{U \cdot H} \cdot 100\% = \frac{0{,}75 \cdot 0{,}12 \cdot 600}{10^{-16} \cdot 10{,}8 \cdot 10^{6}} \cdot 100\% \qquad (6.1)$$

$$\eta \cong 50\%$$

де

$E_{од}$ – отримана енергія [Дж]
$E_{пр}$ – енергія прикладена [Дж]
$E_{ел}$ – енергія електрична [Дж]
$E_{вод}$ – енергія водню [Дж]
I – струм [А]
U – об'єм водню [м^3]
H – калорійність водню [Дж/м^3]
U – напруга [В]
t – час [с]

Значення ефективності паливного елементу є постійною величиною, оскільки потужність елементу і витрата водню постійні у часі.

Аналіз результатів, отриманих в лабораторії ВДЕ в ОШЕ № 1:

- Енергетична ефективність паливних елементів без врахування теплової енергії води після хімічної реакції, становить близько 50%,
- Теоретична ефективність як відношення ентальпії вільної реакції до ентальпії реакції становить 83 %.

6.4. Стан та перспективи розвитку водневої енергетики в Україні

В Україні поки що дослідження в області водневих технологій знаходяться у початковому стані, не зважаючи на те, що вони проводяться впродовж тривалого часу. Основні причини, що перешкоджають активізації проведення робіт з водневої енергетики в Україні, є наступні:

- відсутність стратегії розвитку водневої енергетики як енергетики майбутнього (XXI століття), національної програми з розробки і виробництва водневих паливних елементів та енергетичних установок на їх основі, а також відповідної законодавчої бази;
- відсутність цільового державного фінансування фундаментальних і прикладних досліджень та розробок в області водневої енергетики;
- нерозвиненість і неготовність промислової бази для виробництва ПЕ і енергетичних установок на їх базі;
- неготовність приватного бізнесу до субсидування фундаментальних і прикладних досліджень;
- відсутність чіткої і ясної державної політики та реальної підтримки робіт з екологічно чистих ресурсо- і енергозберігаючих технологій.

Безсумнівною перевагою водневої енергетики для України могла б стати можливість значного зменшення енергетичної залежності країни за рахунок перетворення існуючих власних енергетичних ресурсів (вугілля, торфу, сланців, біомаси, промислових відходів та ін.) у водень з його подальшим використанням для задоволення енергетичних потреб країни. У цьому сенсі, на наш погляд, перспективним для України є спосіб одержання водню шляхом газифікації вугілля, запасів якого в Україні достатньо. Продукт газифікації (водень) може використовуватися в паливних елементах для виробництва електричної і теплової енергії на електростанціях як для децентралізованого, так і централізованого енергопостачання. Широкі можливості для перетворення вугілля безпосередньо в надрах у горючий газ, який містить водень, має підземна газифікація вугілля. Має сенс також розвивати гібридну енергетику як комбіновану систему: паливні елементи, газові турбіни, парові турбіни [349].

В Україні існує також можливість одержання водню як побічного продукту при хімічних, коксохімічних та нафтопереробних виробництвах, використання для одержання водню скидних газів чи різних органічних сполук. Одне із таких виробництв існує на території Казенного підприємства "Екоантилід" (м. Дніпродзержинськ Дніпропетровської обл.), потужності якого дозволяють виробляти водень, важку та легку воду. Екологічний ефект від використання побічних продуктів досягається тим, що одержана з них енергія заміщує енергію, яка повинна вироблятись із викопного палива, у т.ч. імпортованого.

При успішному розвитку водневої енергетики Україна могла б повністю використати свою багату енергоресурсну базу, диверсифікувати джерела енергії, покращити екологічну ситуацію в країні. Це також і шлях впровадження високих технологій світового рівня та розбудови відповідного сектору промисловості, можливість виходу на ринки з екологічно чистими технологіями і устаткуванням. Для цього потрібно підтримати існуючі в країні наукові розробки, які прово-

дяться у низці інститутів НАНУ шляхом організації та фінансування відповідних досліджень. Серед них: Інститут проблем машинобудування ім. А.М.Підгорного (розробка технологій виробництва водню), Інститут проблем матеріалознавства ім. І.М.Францевича (одержання матеріалів для виготовлення паливних елементів, розробки накопичувачів водню, розробки паливних елементів), Інститут електрозварювання ім. Є.О.Патона (технології нанесення плівок різного застосування, герметизація батарей паливних елементів шляхом зварювання, дослідження поведінки металевих матеріалів у водневому середовищі, виготовлення балонів для водню та ін.), Фізико-механічний інститут ім. Г.В.Карпенка (випробування механічних властивостей матеріалів в різних середовищах та при різних температурах), Інститут газу (глибоке очищення водню, створення систем його зберігання, створення гібридних воднево-сонячних установок), Інститут загальної та неорганічної хімії ім. В.І.Вернадського (теоретичні роботи з водневої енергетики, синтез порошків для виготовлення паливних елементів), Інститут хімії високомолекулярних сполук (розробка полімерних паливних елементів та матеріалів для їх виготовлення), Донецький фізико-технічний інститут ім. В.Галкіна (отримання цирконієвої кераміки для паливних елементів та матеріалів для них) та інші наукові заклади і підприємства. Для концентрації зусиль з розробки водневих технологій було б доцільним утворити кооперацію науково-дослідних установ під егідою НАНУ та розробити відповідну Програму із залученням як державних, так і приватних інвестицій для її виконання. Наявність в Україні значних покладів цирконієвих руд, рідкоземельних елементів та промисловості з їх переробки, могли б забезпечити виробництво паливних елементів з використанням передових вітчизняних технологій. Доцільно було б також забезпечити на початковому етапі пільгове оподаткування та іншу законодавчу підтримку виробництва паливних елементів та інших складових водневих систем. Це дозволило б Україні у майбутньому знайти своє місце в розподілі та використанні водневих технологій у міжнародному масштабі, створити нові робочі місця для висококваліфікованих фахівців, як в галузі стратегічних наукових досліджень і розробок, так і на високотехнологічних виробництвах.

Разом з цим, необхідно вже сьогодні максимально використати ті можливості, які є в Україні. А для цього, в першу чергу, зберегти виробництва, де водень виробляється як побічний продукт, використати скидний потенціал металургійних та хімічних виробництв, розвинути біотехнології для одержання водню, використати потенціал електроенергетики (особливо ядерної енергетики) в провальний період споживання (нічні часи) для виробництва водню. Потрібно також максимально задіяти нові технології виробництва моторного палива з вугілля (де використовується водень), що дозволить розширити обсяг використання вугілля в тому числі і вугільних відходів, зменшити імпорт нафти та нафтопродуктів і тим самим зменшити енергетичну залежність України. Це також дозволить підвищити конкурентоспроможність вітчизняної продукції на внутрішньому та зовнішньому ринках за рахунок використання власних більш дешевих енергоресурсів.

Таким чином, можна зробити наступні висновки:

- в умовах зростаючого світового попиту на енергетичні ресурси, вичерпання викопних видів палива та зростаючого рівня забруднення довкілля

необхідним є ефективний пошук нових (альтернативних) енергетичних технологій, які б забезпечували прийнятний рівень забруднення і одночасно сприяли економічному зростанню країни;
- воднева енергетика є саме таким напрямом, який завдяки високій технологічності та наукоємкості дозволить вийти на рівень розробок енергоефективних та екологічно чистих технологій майбутнього (XXI століття);
- для України водень є перспективним паливом, яке в майбутньому, в умовах жорсткого дотримання вимог техніки безпеки, може замінити вуглеводневі джерела енергії та зменшити рівень енергетичної залежності країни, реалізація цього напряму є тривалим процесом, тому її потрібно починати вже сьогодні;
- основним завданням при цьому є забезпечення достатньо високої ефективності виробництва і зберігання водню та розробка конкурентоспроможних енергоустановок з його використання.

Для активізації процесу та успішної реалізації завдань розвитку водневої енергетики в Україні необхідно [353]:
- утворити кооперацію науково-дослідних установ під егідою НАНУ та розробити відповідну Програму робіт із залученням як державних, так і приватних інвестицій для її виконання;
- максимально використати ті можливості з виробництва водню, які сьогодні є в Україні (природні, наукові, виробничі ресурси);
- використати наявні в Україні значні поклади цирконієвих руд, рідкоземельних елементів та промисловості з їхньої переробки для організації виробництва паливних елементів та інших складових водневих систем;
- на початковому етапі забезпечити пільгове оподаткування та іншу підтримку наукових досліджень та промислових виробництв;
- розробити та впровадити заходи з поширення інформації про нові водневі технології та щодо відповідної освіти і підвищення кваліфікації енергетичних кадрів з метою підготовки суспільства до сприйняття перспективного водневого напряму в енергетичній політиці;
- Секретаріату Президента звернутися з відповідними пропозиціями та дорученнями до НАНУ і Кабінету Міністрів України.

6.5. Висновки

Потенційні можливості водневих технологій дозволяють прогнозувати широке їх використання у майбутньому, чому сприятимуть такі ***переваги*** водню перед викопними видами палива:
- невичерпні запаси;
- легкість в складуванні;
- екологічність продукти його спалювання не отруюють середовища, тому що є ним вода;
- самозаймання наступає в температурі 550°C (бензин 228°C);
- висока енергетична підготовленість спалювання;
- не токсичний – швидко піддається дисперсії.

Щодо екологічних переваг водню, то слід зазначити, що паливні елементи є кінцевою ланкою водневого циклу, а чистота попередніх ланок залежить від технології переробки сировини і технологій одержання водню та поводження з ним (перетворення, транспортування та ін.). Ці переваги очевидні, якщо для його одержання використовуються чисті технології, наприклад, енергія вітру, сонця, термальні води та інші відновлювальні джерела. Крім того, акумулюючі властивості водню можуть забезпечити рівномірний графік виробництва електроенергії сонячною та вітровою енергетикою при несприятливих для них погодних умовах. Використання паливних елементів на автомобільному транспорті дозволить значно покращати екологію довкілля великих міст, які сьогодні потерпають від локальної концентрації продуктів згорання двигунів автотранспорту.

З іншого боку існує ряд поки що невирішених ***проблем*** водневої енергетики.

1. Висока енергоємність виробництва й, тому висока вартість продукції. Технологічний ланцюг водню, який включає видобування (конверсія, електроліз), його перетворення (до стиснутого або зрідженого стану, або закачування у гідриди), транспортування до місця його використання і безпосередньо використання в паливних елементах на кожному етапі потребує енергетичних витрат, що в кінці кінців і визначає його відносно низьку загальну енергоефективність [357].

Для вирішення цих поблем необхідно:

- підвищення ККД та покращення екологічних характеристик всього технологічного циклу водневої енергетики (виробництво водню, виробництво комплектуючих частин паливних елементів, перетворення палива в електроенергію);
- зменшення вартості водневого циклу перетворення;
- збільшення ресурсу експлуатації паливних елементів;

Більш привабливі перспективи в цьому плані має водневий цикл, який базується на використанні енергії нетрадиційних відновлюваних джерел енергії (НВДЕ), але ця енергія поки що є досить дорогою, як і самі водневі технології, включаючи паливні елементи. З часом, коли ці технології набудуть більш широкого розповсюдження і відповідно стануть більш дешевими, вони можуть стати конкурентоспроможними.

2. Велика вибухова здатність. При високих значеннях тиску, водень здатний дифундувати скрізь метали та штучні матеріали і змішуючись з киснем утворювати вибухонезебпечну газову суміш. Тому, проблемним питанням є створення економічної і надійної системи зберігання водню. Необхідне забезпечення безпеки на всіх етапах виробництва, перетворення, зберігання, транспортування та застосування водню. Найбільші надії тут пов'язують з газобалонним, кріогенним і металогідридним способами зберігання. Остаточний вибір способу зберігання потребує додаткових наукових досліджень та експертизи.

3. Проблеми широкого впровадження у промисловість

Таким чином, водневі енергетичні технології в дійсний час ще не набули у світі тієї якості й ефективності, коли вони могли б замінити традиційну енергетику та існуючі нафтові технології на транспорті. Однак Для України в найближ-

чій перспективі можна говорити про використання водневих технологій в автономних системах енергоспоживання та на транспорті, насамперед, в комбінації з газифікацією вугілля або біомаси, а також сонячною та вітровою енергетикою [354]. Україні (в першу чергу українським вченим) слід також знайти свою нішу в міжнародних проектах з розробки високотемпературних реакторних установок типу ВТГР для комбінованого виробництва водню і електроенергії. Але темпи впровадження цих технологій і напрямки розвитку відповідної галузі будуть залежати як від вирішення вище зазначених проблем, так і від розвитку інших технологій, альтернативних водневій.

6.6. Питання і контрольні завдання, що стосуються використання енергії з водню

1. Які існують методи отримання водню?
2. Зроби аналіз методів одержання водню з точки зору окупності інвестицій.
3. В чому полягає метод абсорбції водню?
4. Як працює метод прямого термолізу при отриманні водню?
5. Які властивості водню роблять його привабливими для енергетики?
6. Які способи зберігання та транспортування водню Ви знаєте?
7. Назви переваги водневої енергетики.
8. Назви проблеми водневої енергетики, що стримують її розвиток.
9. Будова та принцип дії паливного елементу?

VII ЕКОЛОГІЧНА БЕЗПЕКА

7.1. Джерела забруднення повітря

Забруднення повітря поділяється на пилове і газове. Підвищення вмісту у атмосфері деяких газів, парів рідин та пилу, хімічний склад яких може негативно вплинути на здоров'я людини, рослин і тварин, а також на інші елементи середовища (воду, ґрунт тощо) та перевищують середній допустимий вміст у повітрі називають забрудненням повітря. Найбільш небезпечне забруднення повітря тим, що це може стосуватися величезних територій.

Головними техногенними джерелами забруднень є:
- Енергетична галузь (50%)
- Видобувна та переробна галузі промисловості.
- ЖКГ та спалювання традиційних палив населенням (20%);
- великотоварне сільськогосподарське виробництво (в т. ч . емісія метану).
- розвинена сировинна промисловість;
- автотранспорт та інші види транспорту.

Виділяють три види джерел забруднень до атмосфери:
- точкове – великі промислові підприємства;
- поверхневе (розкидане) – локальні котельні, невеликі промислові підприємства;
- лінійне – в основному комунікаційні забруднення, авіатранспорт.

Наслідки забруднень повітря:
- кислотні дощі виникають при наявності в атмосфері сірчаної кислоти та окисів сірки від спалювання вугілля або азотної кислоти, що з'являється з окисів азоту;
- смог – забруднене повітря, що включає великі концентрації пилу і токсичних газів, джерелом яких є автомобільний транспорт і промисловість;
- озонові діри – зменшення вмісту озону (O_3) на висоті близько 15 км. Найбільший вплив на цей процес мають сполуки фреону. Темп глобального зменшення шару озону під впливом діяльності людини, складає близько 0,5%/рік. Озоновий шар є натуральним фільтром, який захищає живі організми від шкідливого ультрафіолетового випромінювання;
- парниковий ефект – явище, що відбувається в атмосфері і спричиняє зростання температури Землі, головним чином, через наявність CO_2, NH_4.

Цей ефект викликають атмосферні гази, які називають парниковими газами, що обмежують теплове випромінювання поверхні Землі і нижніх шарів атмосфери до космічного простору;
- виникнення багатьох хвороб людей;
- корозія металів, нищення пам'яток і пам'ятників архітектури;
- негативний вплив на рослинний світ, порушення фізіологічних процесів в т. ч. фотосинтезу;
- псування води і ґрунтів, спричинення зростання вмісту свинцю, міді, цинку, алюмінію, кадмію;
- глобальний вплив на кліматичні зміни.

Самоочищення повітря зазвичай триває не менш ніж декілька днів.

Головною причиною глобального потепління прийнято вважати парниковий ефект, що виникає внаслідок викидів в атмосферу парникових газів, які утворюються в результаті господарської діяльності людини. Збільшення викидів парникових газів в основному викликане використанням викопного палива, хоча зникнення лісів, зміни у моделях землекористування та сільському господарстві також вносять значний вклад.

Шкідливими викидами, що найбільше впливають на екологічну ситуацію є вуглекислий газ (CO_2), діоксид сірки (SO_2, близько 5%), окиси азоту (NO_x, близько 6%), пил; окис вуглецю (CO), тропосферний озон, метан та група фторвуглецїв

Внесок CO_2 в сумарний парниковий ефект може зрости з 60% у 1990 році до 75–85% в 2100 році. Вуглекислий газ (CO_2) є основним парниковим газом, тому загальний обсяг атмосферних емісій, що викликають парниковий ефект,прийнято обчислювати в тоннах CO_2-еквіваленту. За даними МГЕКЗ, для обмеження глобального потепління до 2100 року двома градусами за Цельсієм (згідно Копенгагенських домовленостей), концентрація CO_2 повинна бути стабілізована у діапазоні від 0,35 до 0,4 проміле. Між тим, з1988 року концентрація CO_2 в атмосфері підвищується швидкими темпами. У 2009 році середня концентрація CO_2 в атмосфері складала 387,4 мільйонних часток. З того часу, як в 1958 році були розпочаті точні вимірювання концентрації CO_2 в атмосфері, не було зафіксовано зниження цього показника [360].

7.2. Вплив господарської діяльності людини на клімат

Міжурядова група експертів з кліматичних змін (МГЕКЗ) прийшла до висновку, що глобальне потепління, яке спостерігається з середини XX століття, найбільш ймовірно, відбувається в результаті впливу діяльності людини.

Температура, що спостерігається на поверхні Землі є результатом рівноваги між кількістю енергії, що надходить від Сонце і енергії, що емітується крізь атмосферу. Сонячне випромінювання падаючи на Землю, обігріває її поверхню. Отримане земною поверхнею тепло частково потім віддається до атмосфери через інфрачервоне випромінювання. Частина теплової енергії проникає крізь атмосферу до космічного простору, а частина накопичується у вигляді газових субстанцій в атмосфері і повертається до Землі ("пастка" енергії). Величина

енергії, яка повернеться до Землі, залежить від концентрації і різнорідності в атмосфері поглинальних газів. При великій концентрації газів, з'являється явище парникового ефекту і, як наслідок, потепління клімату.

За даними Четвертого оціночного звіту, підготовленого МГЕКЗ в 2007 році, зміни клімату проявляються, зокрема, в глобальному підвищенні температури атмосферного повітря (середня глобальна температура повітря в 2009 році в порівнянні з доіндустріальною епохою зросла приблизно на 0,7–0,8°С) та збільшенні кількості екстремальних погодних явищ, таких як посухи, повені, циклони, урагани, снігові заметілі, теплові та холодні атмосферні фронти. Спостерігаються також істотні зміни в характері опадів, підвищення рівня Світового океану і скорочення площі крижаного покриву у полярних широтах. Зміни торкнулися і річкових басейнів, особливо тих річок, які живляться від снігів та льодовиків [361].

Екстремальні кліматичні явища стали набагато частіше фіксуватися в багатьох частинах світу. Протягом 2009 року періоди засухи були значно частішими та інтенсивнішими в південній частині Південної Америки, в Австралії та Південній Азії. Китай пережив найсильнішу посуху за п'ять десятиліть. В кінці січня 2009 року Іспанія і Франція серйозно постраждали від зимового шторму Клаус, який став найбільш руйнівним позатропічним штормом за останні десять років. Влітку 2009 року середня температура повітря, зафіксована в Європі, значно перевищувала аналогічні середні показники за довгостроковий період. Особливо це стосується країн Південної Європи: в Іспанії температурні показники наблизилися до рекордних позначок, а в липні від спеки сильно постраждали також Італія, Великобританія, Франція, Бельгія та Німеччина [362].

Стихійні лиха, викликані глобальним потеплінням клімату, в країнах ЄС є причиною значних людських жертв, а також завдають істотних економічних збитків. Близько 90% всіх стихійних лих, зафіксованих в Європі з 1980 року, прямо або опосередковано пов'язані з кліматичними змінами. Також більше 95% економічних втрат, понесених в результаті надзвичайних подій, були наслідком саме кліматичних лих. Середнє щорічне число погодних лих у Європі і збиток від них також значно збільшилися в останні десятиліття. Так, за даними NatCatSERVICE (станом на серпень 2010року), кількість зареєстрованих стихійних лих, пов'язаних з погодно-кліматичними умовами (повеней, штормових вітрів, екстремальних температур і посух) в ЄС збільшилася з приблизно 100 в період 1980-1989 років до 210 у 2000-2009 роках [363].

Водночас, за даними проекту EMDAT, що проводиться Центром дослідження стихійних лих (CRED), за той же період кількість кліматичних стихійних лих в країнах ЄС зросла до 369. Зокрема, середньорічна кількість повеней зросла з 33 до 167.

У цілому, згідно даних EMDAT, ці події спричинили понад 1,5 мільйони людських жертв (понад 77000 загиблих і близько 1472600 потерпілих) і завдали економічного збитку на суму понад 93,8 млрд. дол. США. Найбільш поширеним стихійним лихом у країнах Європи були повені (їх зареєстровано 167, тобто близько 50% від загального числа), далі йдуть урагани (111), періоди екстремальних температур (84) і посухи (7). В останнє десятиліття повені призвели

до смерті 612 людей,загальне число потерпілих від повеней складає близько 1,4 мільйона чоловік, а загальний економічний збиток оцінюється майже у 49,6 млрд. доларів США, що істотно перевищує суму збитку від інших типів природних лих [364].

На рисунку 7.1. представлено прогноз кліматичних змін в XXI столітті за різними сценаріями емісій парникових газів на 2000-2100 роки, розробленими Міжурядовою групою експертів з кліматичних змін. Всього було розроблено чотири основні сценарії антропогенних викидів (A1, A2, B1, B2), які в різній мірі враховують подальший розвиток світу і майбутні заходи з регулювання викидів парникових газів.

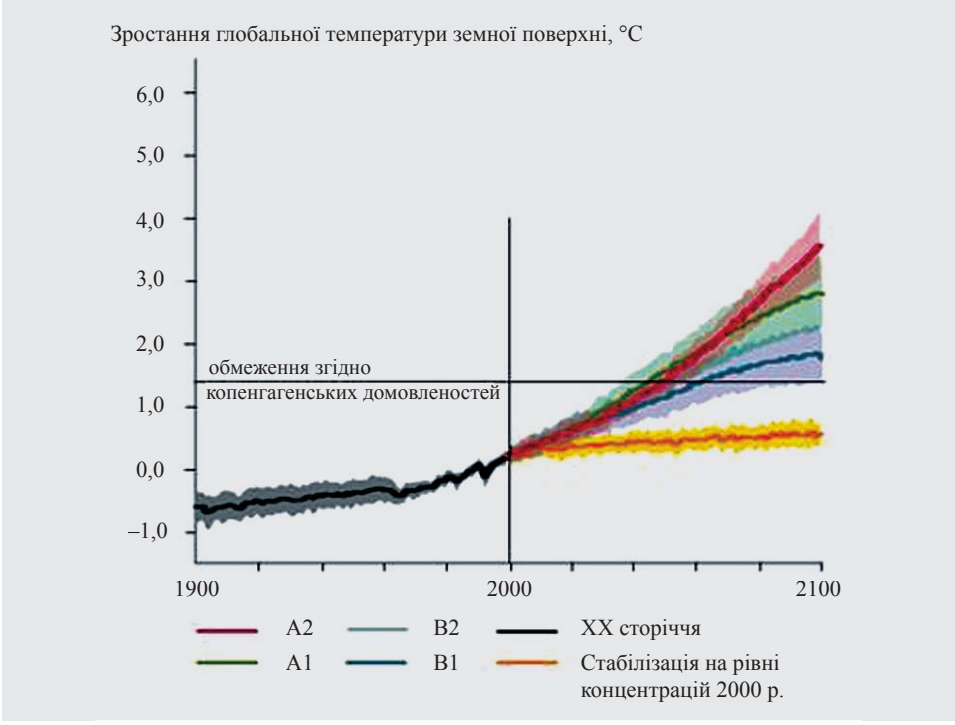


Рис. 7.1. Зростання глобальної температури в XX ст. та прогноз подальшої динаміки на XXI ст., відповідно до сценаріїв, розроблених МГЕКЗ [364]

Сценарій A1 заснований на уявленнях про стрімкий розвиток світової економіки та швидке впровадження передових технологій, в результаті чого показникиантропогенного навантаження на довкіллядосягають пікових значень близько середини століття і в подальшому знижуються.

В основі сценарію A2 лежить уявлення про високий ступінь неоднорідності світу, в якому економічний розвиток має регіональну спрямованість, показники народжуваності у різних регіонах дуже повільно зближуються, в результаті чого відбувається постійне зростання чисельності населення. За цим сценарієм викиди безперервно збільшуються і досягають максимуму в кінці століття.

Сценарій B1 передбачає впровадження чистих і ресурсозберігаючих технологій, що дозволяють істотно зменшити викиди екологічно шкідливих речовин в атмосферу. Сценарій B2 являє собою проміжний варіант між сценаріями A1 і B1.

На рисунку 7.1 рівень 1990 року прийнято за нульовий. Горизонтальна чорна лінія вказує межу зростання глобальної температури, встановлену Радою ЄС на основі Копенгагенської угоди: +2°C відносно доіндустріального рівня (тобто, +1,4°C відносно рівня 1990 року,оскільки в період з доіндустріальної епохи до 1990 року відбулося підвищення глобальної температури приблизно на 0,6°C) [364].

При аналізі обсягів заподіяного збитку найбільш доцільним буде обрати в якості об'єкта дослідження збитки, понесені країнами ЄС внаслідок повеней. Як видно з рисунку 7.2, саме повені спричинили близько 30% економічного збитку від стихійних лих в країнах ЄС протягом останніх 30 років. А динаміка кількості та інтенсивності повеней в ЄС в останні роки досить чітко вказує на тісний зв'язок їхньої появи із кліматичними змінами.



Рис. 7.2. Розподіл економічного збитку, заподіяного стихійними лихами в країнах ЄС в період 1980-2009 рр. за видами стихійних лих [364]

Подальше зростання збитків може призвести до серйозних економічних труднощів і коливань, які вплинуть на прибутковість більшості компаній і спустошать гаманці багатьох споживачів. Наприклад, це може призвести до збільшення страхових тарифів, підвищення собівартості товарів і рівня інфляції; може поставити державні фінансові інститути перед необхідністю збільшення державних видатків на ліквідацію наслідків катастроф; може спричинити банкрутство значної кількості компаній, ріст безробіття тощо.

7.2. Заходи необхідні для зниження рівня забруднення повітря

Одним із інструментів боротьби зі зміною клімату є Кіотський протокол. Головною думкою є те, що зміни клімату можуть знаходитися під контролем людини шляхом запобігання різким змінам навколишнього середовища та необ-

хідність зменшення шкідливого впливу на населення і світову економіку. Кіотський протокол – міжнародна угода, що передбачає стабілізацію шкідливих викидів у атмосферу на рівні 1990 р. і поступове їхнє зменшення для попередження зміни клімату. Якщо країна не використовує на 100% дозвіл на викид, вона може його продати іншій країні. У 2009 р. в Брюсселі на Кліматичному Саміті здійснено спробу розробки документів, що зобов'язують держави-учасниці ООН до зменшення емісії CO_2. Спроба не вдалася, тому що на думку багатьох глав держав, ці обмеження є неприйнятними з огляду на загрозу сповільнення темпів розвитку економіки та високі затрати.

Наразі поширюється ідея встановлення ціни на CO_2, як частина стратегії пом'якшення клімату. Навколо питань ціни та принципів її формування при оподаткуванні викидів забруднюючих газів розгортаються дебати з приводу відносних переваг перед програмою торгівлі квотами на викиди.

Як оподаткування, так і системи торгівлі квотами на викиди здатні створити економічні стимули для зменшення викидів. У випадку з оподаткуванням, винуватці забруднення повинні виплачувати податкову суму з кожної тони вироблених ними викидів. В цьому випадку необхідно прийняти рішення про те, на якому рівні встановлювати верхню межу масштабів забруднення, кого наділити правами, а також яку кількість прав можна продати, а не надати безкоштовно.

Країни ЄС також усвідомлюють необхідність запровадження відповідних заходів: 11 держав-членів вже ухвалили національні стратегії адаптації навесні 2010 року. Вони включають технологічні рішення (так звані«сірі» заходи), екосистемну адаптацію («зелені» заходи), а також поведінкові, управлінські і політичні підходи («м'які» заходи). Практичні приклади адаптаційних дій включають системи раннього попередження про формування температурних фронтів, методики управління попитом на воду з метою пом'якшення наслідків посух, диверсифікацію сільськогосподарських культур, захист прибережних та річкових регіонів від повеней, розробку спільних систем управління ризиками стихійних лих, заходи щодо диверсифікації економіки, залучення системи страхування, збалансоване управління землекористуванням і розвиток зеленої інфраструктури [365].

Способи обмеження парникового ефекту

Одним із способів обмеження парникового ефекту є зменшення шкідливих викидів газів. До технологічних рішень можна віднести:

- зменшення емісії газів за рахунок розвитку «чистих» та енергозберігаючих технологій;
- підвищення ККД котлів та іншого тепло- і електрогенеруючого обладнання , двигунів внутрішніх згорання та іншої енергоспоживаючої техніки;
- поліпшення теплоізоляції будівель та теплотрас та інші заходи по енергозбереженню в ЖКГ та промисловості;
- збільшення долі атомної, геотермальної енергії, енергії біогазових установок та теплових насосів та зменшення частини використовуваних в енергетиці кам'яного і бурого вугілля;
- обмеження допустимої швидкості дорожнього руху;

- обмеження споживання традиційних палив та ефективного і більш широкого використання ВДЕ;
- підвищення ефективності фільтрів та очищувальної техніки,
- зменшення вирубки лісів, збільшення поверхні лісових та паркових насаджень.

Захоронення вуглекислого газу

Вартість технологій виділення з повітря і утилізації вуглекислого газу зараз занадто висока, щоб говорити про ринкове використання цієї технології. Європейські осередки досліджень технології CCS (Carbon Capture and Storage), повинні за 5 років знайти технологію, яка дозволятиме виділення з повітря і захоронення під землею CO_2, у промислових масштабах, в т. ч. через вугільні електростанції. У Польщі в роботах дослідницько-прикладних CCS, що стосуються, беруть участь електростанція в Белхатові (Bełchatów), науково-дослідні інститути.

Вартість побудови великої фабрики для виділення з повітря вуглекислого газу складає близько 3 млрд. злотих. Планується, що вуглекислий газ буде захоронятися під землею в натуральних геологічних формаціях, наприклад, в експлуатованих місцях покладів нафти і газу на суші або під дном моря. Слід пам'ятати про те, що для захоронення CO_2 необхідно багато місця, яке повинно відповідати певним геологічним вимогам, щоб не відбувався витік газу. Упровадження цієї технології через польські електростанції може стати необхідністю, з огляду на кошти, пов'язані з купівлею прав на емісію CO_2 після 2013 року.

7.3. Пропозиції

Теорія потепління клімату, «винуватцем» якої мала б бути людина, має принциповий недолік. Зараз її неможливо довести. Наслідки потепління будуть відчутні не за 50 років, і навіть не за 100 років. Масштаб потепління проявиться набагато раніше, ніж це прогнозується. Кошти, витрачені на охорону навколишнього середовища перед потеплінням або адаптацію до його наслідків, однозначно не будуть марними, навіть коли прогнози не виправдаються. Перш за все, користь від них отримає навколишнє середовище і, як наслідок, усі люди.

Проблема глобального потепління викликає багато альтернативних версій. Питання про ефект глобального підвищення температури, крім різних думок, має принципове значення і заслуговує на докладні пояснювальні дослідження і критичний аналіз, бо переоцінка ваги парникового ефекту при занадто великих рестрикціях у споживанні палива може привести до гальмування цивілізаційного розвитку, а недооцінка – до катастрофи навколишнього середовища. Логічним, є об'єктивні дослідження цієї загрози, безперервний моніторинг забруднень атмосфери. Принциповими є також дії, що мають на меті обмеження шкідливих емісій газів, які б підтримали усі держави. Однією з найефективніших методів боротьби з глобальним потеплінням є зростання долі відновлювальних відновлювальних джерел енергії у світовому енергетичному балансі.

У попередніх розділах наведено приблизні розрахунки зменшення викидів CO_2 до атмосфери від монтажу пристроїв, що використовують відновлювальні джерела енергії. Данні, надані відділами ЄС, що займаються відновлювальними джерелами енергії, підтверджують, що використання установок ВДЕ в країнах Європейського Союзу, дозволяє значно зменшити емісію CO_2 [29].

Наразі необхідною є розробка дієвого механізму економічно-екологічного розвитку на найближчі 5-10 років. Його необхідно розробляти в рамках реалізації Кіотського протоколу, який Україна ратифікувала ще у 1997 р.

У процесі реалізації завдань протоколу виникає протиріччя: країна продає «вільні» квоти замість розвитку власної промисловості. Проте, отримані фінансові ресурси можуть бути використані для модернізації енергетики, житлово-комунального господарства, розвитку альтернативних джерел енергії.

Для того, щоб розпочати торгівлю квотами, необхідно виконати певні умови. Велику частину з них Україна вже виконала, проте залишаються недостатньо розробленими законодавча і нормативно-практична бази. При цьому деякі підприємства вже скористалися превагами угоди. Наприклад, у вересні 2006 р. шахта ім. Засядька передала фондам Австрії та Японії квоти на 2,5 млн. євро. Якщо розглянути концепцію реалізації вищезазначених механізмів на мікрорівні, то слід відмітити, що під час реалізації проектів в рамках даного договору, мінімальний потенціал зниження викидів має бути 20-25 тис. тон умовного еквівіаленту вуглекислого газу. Цей мінімальний рівень необхідний для отримання супроводжуючої документації зі сторони профільного міністерства при проходженні реєстрації проекту. Таким чином, для власника проекту (наприклад, у сфері промисловості чи комунальної енергетики) 20 тис.тон умовного еквівіаленту вуглекислого газу означає наступне:

- економія – 10 млн. м куб. природного газу;
- зменшення – 1,3 млн м куб. втрат природного газу;
- економія – 8000–15 000 т. спалюваного вугілля
- економія – 25 ГВт.ч./год електроенергії від енергосистеми України.

Однак розрахунок економічної ефективності реалізації є умовним і залежить від специфічних умов кожного проекту – зовнішніх і внутрішніх, технічних і соціальних, макро- і мікроекономічних. Варто відмітити відсутність достатньої бази для розрахунку економічної ефективності за тих умов, що країна має незначний досвід в реалізації проектів в рамках Кіотського протоколу, а міжнародний досвід є не завжди адекватним для використання у специфічних для України умовах.

Отже, Україна має достатньо ресурсів для впровадження альтернативних джерел енергії. Одного нормативного забезпечення і незначної фінансової підтримки галузі недостатньо. Галузь потребує значного і якісного залучення державних коштів спеціалізованих фондів, а також іноземних інвестицій. З цією метою необхідно:

- сформувати загальнонаціональний фонд сприяння запровадження альтернативних джерел енергії,
- визначити енергоефективність наявних і потенційних енергосистем,
- використати досвід зарубіжних країн, спираючись на власний науковий і трудовий потенціал,

- забезпечити підготовку фахівців, які будуть спроможні обслуговувати ефективний розвиток і використання альтернативних джерел енергії.

Що стосується реалізації Кіотського протоколу, можна запропонувати такий механізм продажу квот.

1. Держава запозичує квоти у підприємств на території України, являючись одним із суб'єктів договору купівлі-продажу на міжнародному ринку і виступаючи від імені підприємства – продавця.
2. Під час продажу покупець квот перераховує одну третину фінансових ресурсів на рахунок підприємства – продавця квоти.
3. Після документального підтвердження проплати підприємством – продавцем, засвідченого документом із підписами керівників підприємства й відділів, друга третина коштів перераховується па рахунок обласного бюджету безпосередньо за місцем знаходження підприємства – продавця. Отримані фінансові ресурси зараховуються до бюджету розвитку, який використовується за цільовим призначенням: оновлення основних фондів на більш економічно та екологічно ефективні; розробку нових технологій; оновлення житлово-комунального господарства; альтернативні джерела енергії.
4. Після підтвердження проплати документом із підписами керівників бюджетних установ обласного рівня, остання третина фінансових ресурсів перераховується до Державного бюджету. Отримання коштів підтверджується документом із підписами керівників бюджетних установ на загальнодержавному рівні. У подальшому кошти перерозподіляються на фінансування економічно розвинених областей – на оновлення, а нерозвинених – на розвиток.

Цей механізм забезпечує повний і прозорий контроль за розподілом отриманих коштів і дозволяє проводити фінансування на всіх рівнях: локальному, регіональному і загальнодержавному. Його необхідно використовувати саме в такому порядку, оскільки у разі перерахування всієї суми на рахунок Державного бюджету можливі фінансові зловживання та недофінансування стратегічно важливих об'єктів.

Важливим елементом є інформаційна кампанія і вимога затвердження саме справедливого механізму розподілу отриманих коштів з боку власників потенційних підприємств – продавців квот. Це дозволить досягти економічного зростання, напрацювати торговельні зв'язки з іноземними партнерами, оновити основні фонди, замінити старі технології на більш екологічні для збереження навколишнього середовища.

VIII КОМПЛЕКСНЕ ВИКОРИСТАННЯ ВДЕ НА СІЛЬСЬКОГОСПОДАРСЬКИХ ТЕРИТОРІЯХ

8.1. Вступ

Найбільш ефективним впровадження ВДЕ є для сільськогосподарських територій, де щільність енергії, що може бути отримана з відновлюваних джерел, відповідає енергетичним потребам [50]. Крім того, тут знаходяться значні залишки відходів сільськогосподарського виробництва, які можна використовувати для енергозабезпечення сільської місцевості, зменшуючи тим самим техногенне навантаження на неї. Оптимізація енергопостачання на сільських територіях з економічно та технічно обґрунтованим рівнем використання ВДЕ дозволяє реорганізувати енергозабезпечення сільської місцевості, значно зменшивши енергоємність сільськогосподарської продукції та техногенне навантаження на довкілля.

Наприклад, у сільській місцевості Польщі близько 70% житлових будинків обігрівається за рахунок пічного опалення з використанням вугілля. Опалювальне обладнання, яке в даний час використовується як у приватному, так і помисловому секторі, характеризується вкрай низькою тепловою ефективністю, а його обслуговування є трудомістким. Крім того застаріле обладнання є джерелом забруднення навколишнього середовища шкідливими газами (оксид вуглецю, діоксид вуглецю, сполуки азоту та сірки) і пилу. Причинами низької ефективності індивідуальних джерел тепла, в яких в основному спалюються кокс та вугілля є значний знос обладнання і його поганий технічний стан та використання палива низької якості.

Україна має свою специфіку енергогосподарства сільських територій. Передумовами для використання ВДЕ у сільськогосподарському виробництві України є насамперед висока вартість традиційних видів палив та стійка тенденція до її підвищення. Нещодавна тенденція до повної газифікації сільських територій, з огляду на нинішню ціну на газ, змушує замислитись над економічною доцільністю фінансування прокладки нових газопроводів і використання існуючого

газоспалювального та іншого обладнання, що використовує традиційні джерела енергії.

Іншою причиною, що може спонукати до впровадження ВДЕ є застарілий парк енергетичного обладнання, який все-одно необхідно міняти або реконструювати. 90% обладнання морально та технічно застаріле. Наприклад водогрійний котел НИИСТУ-5, який є одним з найбільш вживаних на підприємствах сільської місцевості та соціальних об'єктах, конструктивно має лише 85% ККД. Якщо врахувати, що більшість з них вже пропрацювали значну кількість років і мають на трубах шар накипу у декілька міліметрів, ККД таких котлів зменшується у кращому випадку до 60–70%. Тому використовуючи для енергозабезпечення підприємства гарантовано викидають «у трубу 30–40% газу». Необхідно врахувати й ручне управління повітряними засувками (співвідношенням газ-повітря), за допомогою якого складно досягти оптимальних режимів спалювання, що також веде до додаткових витрат газу. Тому такий парк котлів необхідно міняти.

Крім того до передумов використання ВДЕ можна віднести ще такі:

- Значний потенціал власної "дармової" біомаси з відходів рослинництва, тваринництва та побутових відходів для виробництва енергії;
- Екологічна складова: зменшення викидів, утилізація відходів с.г. виробництва і т.ін.
- Отримання високоякісних органічних добрив від біогазових установок;
- Додаткові робочі місця для місцевого населення;
- Диверсифікація енергоресурсів;
- Оптимізація витрат на доставку теплової енергії;
- Підвищення конкурентноздатності підприємств за рахунок зменшення собівартості продукції;
- Розширення можливостей для отримання прибутку від продажу енергії та енергоносіїв власного виробництва (пелети, брикети і т.ін).

8.2. Комплексне використання ВДЕ

За видами енергії комплекси обладнання з ВДЕ можна поділити на електричні, теплові та комбіновані.

Використання ВДЕ є досить складним і вартісним заходом. Різні джерела відновлювальної енергії мають характерні лише для них особливості, які значною мірою впливають на ефективність обладнання. Ефективність теплових сонячних колекторів та фотовольтажної системи практично повністю залежить від сезону, часу доби та погодних умов, вартість опалення біомасою залежить від її виду та відстані, на яку її треба доставляти, а кількість енергії від вітроустановок залежить як від місця розташування, так і від сезонної, і, навіть добової активності повітряних мас.

Тому, враховуючі особливості кожного з ВДЕ та поєднуючи їх у єдину систему з оптимальним управлінням, можливо суттєво зменшити вартість інвестицій та експлуатаційні кошти на енергетичне забезпечення будинку чи господарства.

Для обґрунтування можливості енергозабезпечення сільськогосподарських

підприємств, фермерських господарств та приватних будинків необхідно зробити аналіз потенціалу всіх джерел відновлюваної енергії різної природи.

З цією метою потрібно зробити:
- оцінку потенціалу сонячної енергії, енергії вітру та гідроресурсів;
- оцінити технологію виробництва на предмет використання систем рекуперації, рециркуляції та утилізації низькопотенційної енергії технологічних процесів за рахунок теплових насосів;
- оцінку біопотенціалу регіону досліджень та можливості використання біоресурсів у енергоконверсії;
- аналіз передумов, шляхів та можливостей використання екологічних способів енергопостачання у аграрному виробництві;
- дослідження еколого-економічних аспектів енегозабезпечення сільськогосподарських та фермерських господарств за рахунок енергії сонця, вітру, біомаси, а також низькопотенційної теплової енергії;
- виявити додаткові соціальні та екологічні переваги використання ВДЕ у фермерському господарств;
- розробити систему комплексного використання складних енергетичних систем, включаючих декілька джерел екоенергії.

За результатами дослідження, у залежності від впливу різноманітних факторів, згідно з економічними, екологічними та соціальними критеріями визначити склад основного енергоустаткування з ВДЕ, використання якого дозволить отримувати максимальні ефект за найменших інвестиційних вкладень для побудови ефективних систем опалення, забезпечення мікроклімату, водозабезпечення та енергозабезпечення технологічних режимів.

Потім розробляється структурна схема взаємодії обладнання ВДЕ різної природи, враховуючи критерії ефективного використання потенціалу різних видів енергії та еколого-економічну ефективність. При розробці автономних систем необхідно враховувати часові проміжки роботи енергогенеруючого обладнання та вартість акумулюючих систем.

8.1.1. Автоматизація комплексної системи теплопостачання

Аналіз енергетичних та теплових потоків з урахуванням складних взаємозв'язків усіх підсистем енергозабезпечення господарства при функціонуванні окремих пристроїв ВДЕ та впливу на них факторів зовнішнього середовища дозволяє створити управляючі алгоритми роботи комплексної системи екологічного енергозабезпечення. На цьому етапі враховується вплив метрологічних факторів регіону та використання адекватних принципів енергозабезпечення-енергоспоживання, враховуються технічні дані огороджувальних конструкцій будівль, теплові втрати і т. ін.

Оптимізація роботи системи за рахунок інтелектуальних систем автоматичного управління комплексною системою енергозабезпечення фермерських господарств від декількох джерел енергії дозволяє суттєво збільшити ефективність її роботи та зменшити первинну вартість інсталяційних робіт.

8.1.2. Оптимізація системи теплозабезпечення

На рисунку 8.1 представлений приклад алгоритму роботи управляючого мікроконтролера для оптимального управління системою теплогенеруючого обладнання з ВДЕ складений на основі дослідження окремих систем. Даний алгоритм, реалізовується мікро контролером і дозволяє оптимізувати роботу комплексної систему теплозабезпечення фермерського господарства, враховуючи широке коливання змінних вхідних параметрів (інтенсивність сонячного випромінення, температуру утилізованого повітря, теплотворну здатність брикетів і т.ін.) та потреби господарства у тепловій енергії на даний момент.

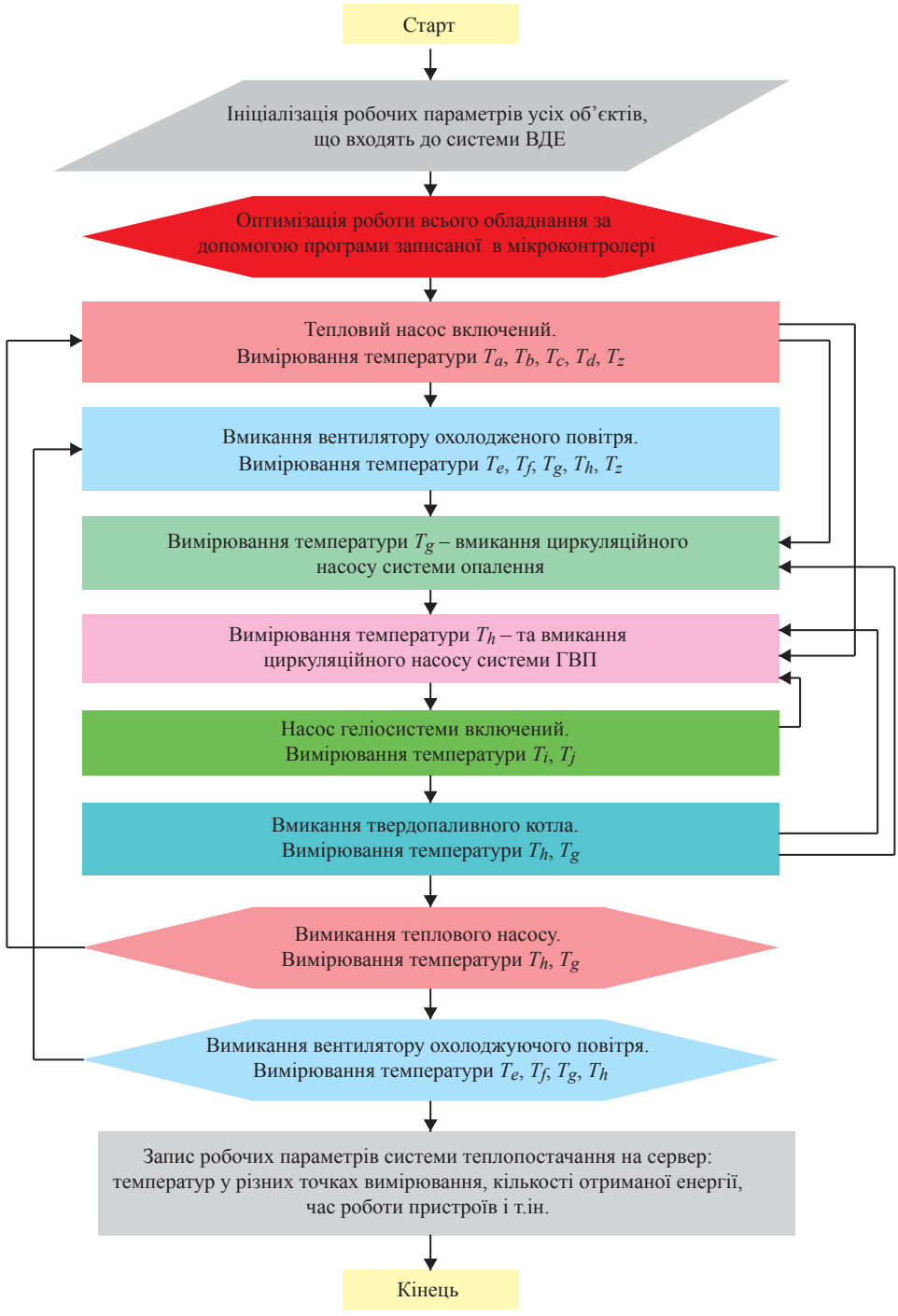
Спираючись на докладний комплексний аналіз теплодинамічних процесів, що проходять у всіх елементах комплексної системи теплопостачання сільськогосподарського підприємства та математичного моделювання, будується функціональна схема комплексної системи, як об'єкту автоматичного управління (рис. 8.2.). Управління даною системою реалізовується на базі програмованого цифрового мікропроцесору.

Інформація щодо параметрів роботи сонячних колекторів, теплового насосу, котла та додаткового обладнання збирається відповідними датчиками температури і надходить до аналогово-цифрових перетворювачів (АЦП), де перетворюється на цифровий сигнал, що потім надходить до комп'ютера. Аналогічно обробляється інформація про температуру в теплообміннику. У комп'ютері актуальні параметри роботи геліосистеми обчислюються з урахуванням пріоритетів визначених за допомогою з математичної моделі та визначаються оптимальні режими роботи обладнання системи.

З комп'ютера через цифровий мікроконтролер цифровий сигнал надходить до АЦП, циркуляційних насосів системи та системи ГВП.

Рис. 8.1. Оптимізаційний алгоритм роботи системи автоматичного управління обладнанням ВДЕ

T_a – температура повітря на виході з вентиляційного каналу свинарнику (°С);
T_b – температура повітря на виході з теплового насосу (°С);
T_c – температура повітря в свинарнику (°С);
T_d – температура повітря у овочесховищі (°С);
T_z – зовнішня температура повітря (°С);
T_e – температура повітря у овочесховищі (°С);
T_f – температура повітря у клуні (сіннику) (°С);
T_g – температура повітря у житловому приміщенні (°С);
T_h – температура води у системі ГВП у житловому приміщенні (°С);
T_i – температура теплоносія на виході з сонячного колектора (°С);
T_j – температура води у баку-акумуляторі (°С).


Старт
Ініціалізація робочих параметрів усіх об'єктів, що входять до системи ВДЕ
Оптимізація роботи всього обладнання за допомогою програми записаної в мікроконтролері
Тепловий насос включений. Вимірювання температури T_a, T_b, T_c, T_d, T_z
Вмикання вентилятору охолодженого повітря. Вимірювання температури T_e, T_f, T_g, T_h, T_z
Вимірювання температури T_g – вмикання циркуляційного насосу системи опалення
Вимірювання температури T_h – та вмикання циркуляційного насосу системи ГВП
Насос геліосистеми включений. Вимірювання температури T_i, T_j
Вмикання твердопаливного котла. Вимірювання температури T_h, T_g
Вимикання теплового насосу. Вимірювання температури T_h, T_g
Вимикання вентилятору охолоджуючого повітря. Вимірювання температури T_e, T_f, T_g, T_h
Запис робочих параметрів системи теплопостачання на сервер: температур у різних точках вимірювання, кількості отриманої енергії, час роботи пристроїв і т.ін.
Кінець

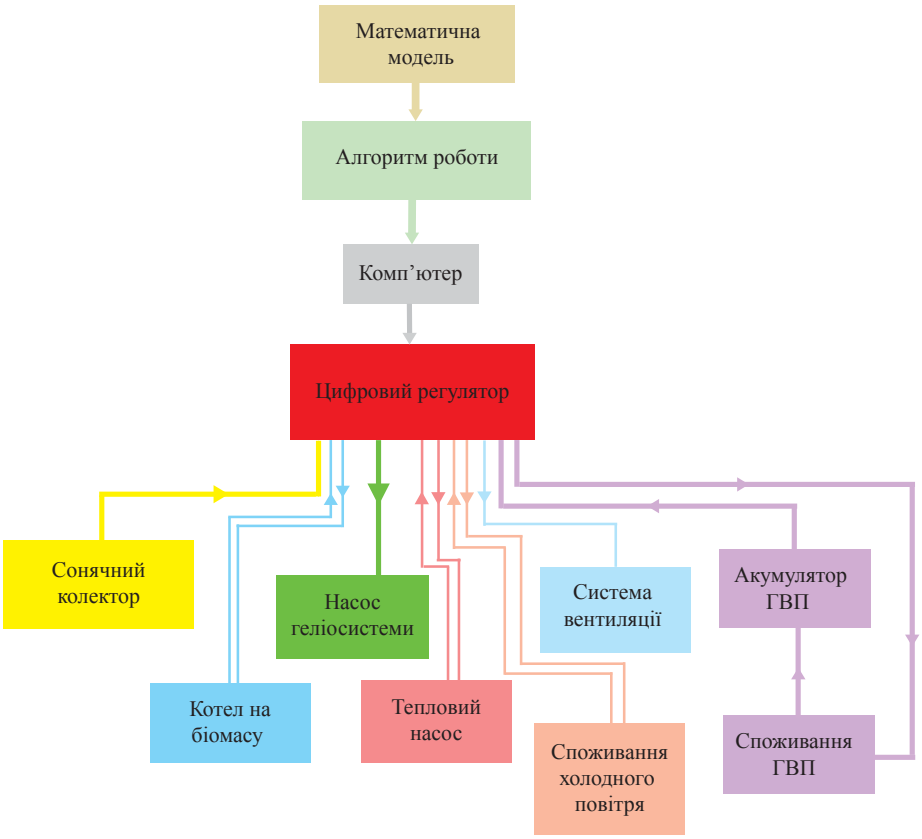


Рис. 8.2. Функціональна схема комплексної системи теплозабезпечення, як об'єкту автоматичного управління

8.1.3. Комплексні системи теплопостачання

Приклади використання систем теплопостачання з декількома джерелами теплової енергії у були наведені у попередніх розділах. У розділі 1 наведено декілька різних схем теплопостачання з використанням каміну, геліосистеми, теплового насосу, твердопаливного та газового котлів і т.ін. у різних комбінаціях. Сучасні контролери дозволяють поєднувати у одній системі декілька пристроїв, реалізуючи алгоритм оптимального управління ними.

Сільськогосподарські підприємства більш складні об'єкти, при аналізі яких треба враховувати енергетичний потенціал всіх джерел ВДЕ та найбільш раціональні шляхи його використання. Не можна надати універсального рішення раціонального використання ВДЕ у сільськогосподарському підприємстві.

На рисунку 8.3, як один з прикладів, показано схему теплозабезпечення ферми ВРХ, переробного цеху та житлових будинків за допомогою комплексної системи до складу якої входить біогазова установка, тепловий насос, вітрова установка і т.ін [359].

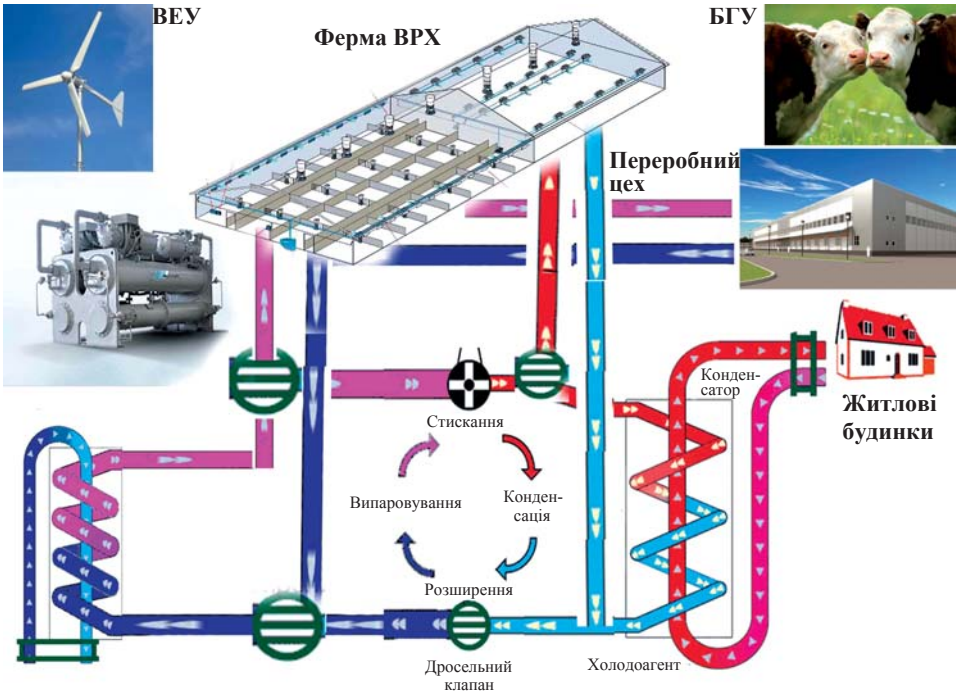


Рис. 8.3. Система комплексного енергозабезпечення сільськогосподарського підприємства [359]

Система енергозабезпечення селища, тваринницької ферми та переробного цеху основана на комплексному використання обладнання ВДЕ. Енергоспоживання в системі зведене до мінімуму у зв'язку із застосуванням електроенергії тільки для допоміжних пристроїв, таких як вентилятор і тому подібне. В якості приводу в компресорі теплового насосу використовується біогаз вироблений у БГУ господарства з гною та відходів рослинництва. Основною перевагою GHP (GHP – Gas Heat Pump) є те, що у газового двигуна, в порівнянні з електромотором, близько половини вкладеної енергії повертається шляхом використання тепла робочої рідини і вихлопних газів. Оберти двигуна управляються процесором відповідно до потреб у теплі. До загальної системи входять також вітрогенератор та когенераційна установка.

8.1.4. Технологічні процеси аграрного сектору, в яких доцільно використовувати теплові насоси

Одним з найбільш ефективних видів енергетичного обладнання, що використовує відновлювальну енергію, зокрема низькопотенційну теплову енергію ґрунту, ґрунтових вод, повітря й тепла метаболічних процесів у тварин є тепловий насос. Використання теплонасосів у системі теплозабезпечення сільськогосподарських об'єктів дає можливість не тільки зменшити обсяги використання традиційних палив, але й дозволяє з високою точністю підтримувати

температурні режими технологічних процесів, що дозволяє покращити якість кінцевої продукції.

Значна кількість сільськогосподарських підприємств Польщі, що мають свої переробні цехи або підприємства використовують вторинні енергетичні ресурси у вигляді пари, сконденсованої пари, теплої або гарячої води. Тобто, енергія з носіїв, зазначених вище, використовується повторно за допомогою різних видів теплообмінників, холодильників, рекуператорів та ін.

У ході аналізу ефективності використання теплонасосів на підприємствах Польщі виявлено, що збереження енергії та зменшення її витрат на існуючому обладнанні досягається за рахунок наступних чинників:

- автоматизації (управління потоками енергії з урахуванням тарифів на електроенергію протягом доби та відповідного попиту на отримання холоду чи тепла);
- економії води (організація рециркуляції води або її очищення у системах охолодження конденсаторів, компресорів та іншого технологічного обладнання, замість її зливу у каналізацію);
- адаптації технологій до того, щоб не виконувати подвійне охолодження або заморожування м'яса, а заморожувати лише кінцевий продукт;
- підвищення економії теплової енергії за рахунок рециркуляції теплоносіїв, які використовуються у виробничих процесах;
- уникання надмірних температурних режимів у технологічних процесах.

У зв'язку зі зростанням цін на паливо з початком глобальної енергетичної кризи, в м'ясній промисловості Польщі широко розпочався процес економії води. Ця ощадливість виникає не лише внаслідок для економії самої води, а й, в основному, через її цінність як теплоносія. Ступінь інтеграції та спеціалізації кожного підприємства має певний вплив на обсяги споживання, шляхи та види перетворення енергії, адже цей чинник якнайбільше впливає на можливості оптимального розподілу енергії для потреб усіх підрозділів підприємства. При розгляді технологічних процесів неможна не відмітити велике значення води в якості теплоносія. Зрозуміло, що вода, яка використовується при тепловій обробці продуків, за різних значень температур, повинна мати властивості питної води. Крім того широко використовується перегрітий водяний пар, як значний акумулятор тепла (швидкість акумуляції тепла найвищого рівня) [69]. Тому, застосування теплових насосів, призначених для розв'язання задач ефективного перетворення енергії і максимального зменшення її витрат, є надзвичайно ефективним на підприємствах м'ясної, молочної та переробної продукції.

З метою економії енергоресурсів у аграрному виробництві особливо ефективним є застосування теплових насосів у системах "опалення – охолодження" та комбіноване виробництво тепла та холоду у різних контурах. Ці системи, з одного боку, працюють для охолодження та заморожування продуктів, води, газів і т.ін., з іншого боку, для одночасного виробництва тепла для опалення й технологічних цілей. Комбіноване виробництво тепла і холоду на сьогодні є одним з найбільш економічно-ефективних систем з використанням теплових насосів. Ці системи дозволяють одночасне покриття потреб у теплі чи холоді за рахунок одного агрегату. В такому випадку корисною енергією є сума енергії двох різнонаправлених теплових потоків, а відповідно, коефіцієнтом ефектив-

ності є відношення суми корисних енергій (тепло- та холодопродуктивності) до витраченої на привід компресора електроенергії:

$$COP = \frac{Q_t + Q_{хол}}{P_{el}} \tag{8.1}$$

Очевидним є те, що при комбінації існуючих установок, які можуть мати складну будову або коштувати досить дорого, при проектуванні технологічних процесів нових об'єктів слід брати до уваги міжнародний досвід у комбінованому виробництві тепла та холоду. У залежності від температури відпрацьованого тепла і вторинного контуру для якого це тепло використовуватиметься, можна застосувати теплові насоси типу "вода – вода", "повітря – вода" або "повітря – повітря".

Використання ТН дає можливість піднести на якісно новий рівень енергозбереження в системах енергозабезпечення сільськогосподарських підприємств.

М'ясопереробна промисловість. Пошук запасів надлишкової чи «зайвої» енергії та шляхів її вторинного використання, наприклад, у цеху з переробки м'яса, слід починати з аналізу питання, де та в якій формі тут використовується енергія. М'ясокомбінати безпосередньо під час виробництва використовують наступні види енергії:

- теплову енергію у процесах нагрівання: обробка та приготування продукції, її копчення, а також у процесі консервування, стерилізації або пастеризації,
- теплову енергію в процесах охолодження або заморожування,
- теплову енергію в для конденсації надлишкової вологи повітря у процесах сушки;
- механічну енергію в процесі подрібнення, гомогенізації, в процесі пакування в металеву тару чи в оболонки природного й штучного походження, в процесі механічного, гідравлічного і пневматичного транспортування.

У Польщі на підприємствах м'ясної промисловості найбільша кількість енергії використовується у процесі приготування продукції, її стерилізації, санітарно-гігієнічних процедурах, у процесі пастеризації, при виготовленні напівфабрикатів і т.ін. В той же час для охолодження продуктів переробки м'ясної промисловості та для їх замороження також нобхідна значна кількість енергії. Застосування теплових насосів, дозволяє одночасно виконувати два протилежно направлені процеси, перетворюючи теплову енергію нагрівання у одному контурі (на випарникові) на енергію охолодження у другому контурі (на конденсаторі).

Виробництво та переробка сільськогосподарської продукції. Ефективним є й комбіноване використання тепла та холоду отриманих за допомогою ТН на підприємствах чи господарствах, що займаються первинною обробкою, зберіганням та переробкою сільськогосподарської продукції. Так, наприклад, на фруктово-овочево заготівельно-переробному комбінаті, що виробляє заморожені фрукти та інші напівфабрикати для кулінарної промисловості в місті Пжеворську (Przeworsk) з 1998 року застосовується тепловий насос для утилізації теплової енергії з конденсаторів холодильних пристроїв. У процесі утилізації теплової енергії від конденсаторів отримують енергію у кількості 1320 кВт/рік,

в той час як загальні потреби у тепловій енергії складають 2340 кВт/рік [26]. На підприємстві було застосовано інноваційну технологію із використанням теплонасосів зі спеціальними теплообмінниками, що дозволило отримати додаткову кількість енергії у обсязі 50% від загальних потреб. В якості додаткового джерела енергії для теплового насосу застосовується теплова енергія стічних технологічних вод, а також вод, що використовувалися для охолодження обладнання та повітря виробничих приміщень.

Овочівництво та садівництво. Теплові насоси ефективно використовуються в овочівництві, садівництві, парникових та тепличних господарствах для підігріву ґрунту. Джерелом тепла для насосу може бути вертикальний ґрунтовий колектор, сонячні колектори.

Утилізація тепла у тваринництві. Одним із способів використання теплових насосів в тваринництві є використання відпрацьованого тепла, яке виділяється в результаті метаболічних процесів тварин. Такого типу обладнання широко використовується не тільки у Польщі, а й в скандинавських країнах, особливо Данії, де існують великі свиноферми та господарства з вирощування ВРХ [26]. Там використовуються системи простих пластинчатих стельових теплообмінників (в основному з труб ПВХ), які відбирають тепло з повітря, яке потім використовується в якості первинного джерела енергії ТН. Це дозволяє не тільки заощадити енергоресурси підприємства за рахунок їх повторного використання, а й обмежити викиди тепла в атмосферу, й уникнути проявів парникового ефекту. Застосування такого технічного вирішення проблеми утилізації тепла, що виділяють тварини, дозволяє розв'язати цілий комплекс проблем природоохоронного та екологічного характеру. Теплові насоси використовуються у випадках, коли відсутня можливість безпосередньої утилізації теплових викидів (наприклад стоків) через їх низький температурний потенціал.

Крім того, теплові насоси у Польщі широко використовуються у господарствах, що спеціалізуються на розведенні риби. Теплонасоси подають тепло для нагріву води у водосховищах, де проводиться вирощування мальків або теплолюбних риб. Джерелом тепла для такого насосу є: вода з глибоких свердловин та землі (горизонтальні або вертикальні теплообмінники), природні водойми (ставки, річки) та води з геотермальних родовищ.

За старої технології процеси нагріву води та оходження є окремими технологічними процесасми де використувється більша кількість енергії. На молочних фермах до 65% електроенергії витрачається на привід компресорів холодильних машин, призначених для охолодження свіжовидоєного молока і на нагрів води для санітарно-технологічних потреб. Зменшення витрат на енергоносії дозволяє знизити собівартість кінцевої продукції.

Для того, щоб молокопереробне підприємство, отримало з ферми молоко необхідної якості, технологічний процес вимагає перед транспортуванням охолодити продукт до температури 4–5°С. Крім того, після кожного доїння є потреба в гарячій воді для промивки технологічного обладнання (доїльні апарати, молокопроводи, посуд, охолоджувальні танки).

Використання теплового насосу типу «рідина – рідина» для одночасного виконання цих двох технологічних процесів, де в якості первинної енергії буде

використовуватися низькопотенційна енергія молока дозволяє вирішити це з мінімальними енергетичними витратами. Теплової енергії свіжездоєного молока цілком достатньо для забезпечення енергетичних потреб молочної ферми у підігріві гарячої води.

Одним з найкращих прикладів практичного застосування у фермерському господарстві теплового насосу є молочна ферма. Для того, щоб молокопереробне підприємство, отримало молоко необхідної якості технологічний процес вимагає на протязі 3 годин охолодити продукт до температури 4°С. Після кожного доїння є потреба в гарячій воді для промивання технологічного обладнання (доїльні апарати, молокопроводи, посуд, охолоджувальні танки).

Приклад установки для одночасного охолодження молока і підготовки гарячої води з використанням теплового насосу на фермі де в день у середньому отримується 620 л ($m^{б}_{молока}$) молока.

Кількість енергії для охолодження такої кількості молока до температури 12°С (T_1) від початкової температури 36°С (T_2) буде складати:

$$Q^{д}_{ох\ молока} = m^{д}_{молока} \cdot c_{молока} \cdot (T_2 - T_1) = 620 \cdot 0{,}00105 \cdot (36 - 12) = 15{,}62 \text{ кВт} \cdot \text{год} \quad (8.2)$$

де $c_{молока}$ – теплоємність молока.

На фермі в той же час необхідно підігрівати воду для технологічних потреб. Для підігріву 370 літрів води ($m^{д}_{вода}$) від початкової температури 12°С (T_1) до температури 60°С (T_2) необхідно витратити теплової енергії:

$$Q^{д}_{тех\ вода} = m^{д}_{вода} \cdot c_{вода} \cdot (T_2 - T_1) = 370 \cdot 0{,}0011 \cdot (60 - 12) = 19{,}53 \text{ кВт} \cdot \text{год} \quad (8.3)$$

де $c_{вода}$ – теплоємність води.

З врахуванням часу необхідного для охолодженя молока розраховується потужність теплового насосу.

Традиційно ці процеси виконуються окремими пристроями: холодильною установкою та електронагрівачем.

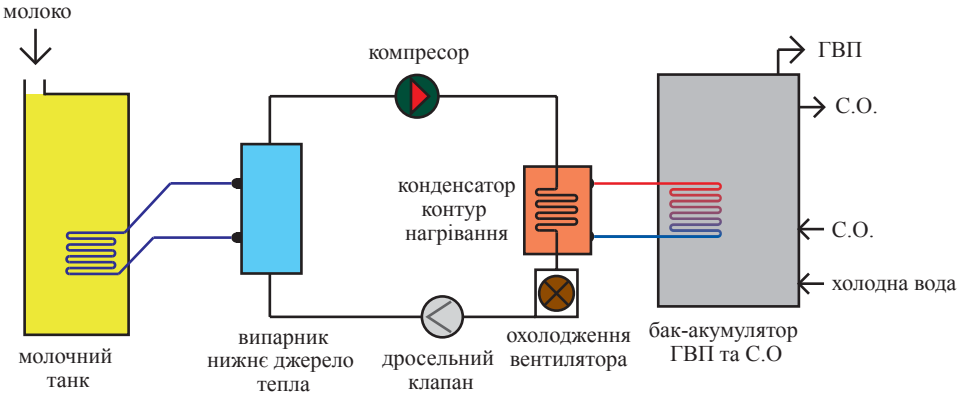


Рис. 8.4. Схема використання теплового насосу для одночасного охолодження молока та нагріву води для технологічних потреб [26].

Для охолодження такої кількості молока з використанням холодильного агрегату, враховуючи його ККД ($\varepsilon_{хол}$ = 85%) необхідно витратити 18,38 кВт електроенергії ($Q^{д\ ел}_{хол}$). Для нагрівання ж 370 літрів води, враховуючи ККД електронагрівача ($\varepsilon_{нагр}$ = 100%), необхідно 19,53 кВт · год електроенергії ($Q^{д\ ел}_{нагр}$). Таким чином, до реконструкції на виконання цих двох технологічних процесів витрачалось ≈ 37,91 кВт · год електроенергії.

$$Q^{д\ ел}_{сум} = Q^{д\ ел}_{хол} + Q^{д\ ел}_{нагр} = 18{,}38 + 19{,}53 = 37{,}91 \text{ кВт} \cdot \text{год} \tag{8.4}$$

Після реконструкції обидва технологічні процеси (нагріву води та охолодження молока) виконуються за допомогою теплового насоса, конструкція якого дозволяє використовувати теплову енергію молока для нагріву технологічної води. Електрична енергія, що витрачалась тепловим насосом при цьому складала 3,91 кВт · год ($Q^{д\ ел}_{ТН}$) (згідно електричного лічильника).

По визначенню ККД, це відношення отриманої теплової енергії до витраченої енергії.

До реконструкції загальне ККД пристроїв, що використовувались в технологічних процесах становив:

$$\eta_{до\ модернізації} = \frac{Q^{д}_{ох\ молока} + Q^{д}_{тех\ вода}}{Q^{д}_{сум}} = \frac{15{,}62 + 19{,}53}{37{,}91} \cdot 100\% = 93\% \tag{8.5}$$

При використанні ТН, корисною енергією є сума енергії двох різнонаправлених теплових потоків – енергії нагрівання води $Q^{д}_{тех\ вода}$ та охолодження молока $Q^{д}_{ох\ молока}$, а відповідно, коефіцієнтом перетворення (аналог ККД для ТН) є відношення суми корисних енергій (тепло- та холодопродуктивності) до витраченої на привід компресора електроенергії:

Корисна теплова енергія вироблена тепловим насосом складається з отже ККД теплового насосу становитиме:

$$\eta_{ТН} = \frac{Q^{д}_{ох\ молока} + Q^{д}_{тех\ вода}}{Q^{д\ ел}_{ТН}} = \frac{15{,}62 + 19{,}53}{3{,}91} = 899{,}08\% \tag{8.6}$$

Таким чином, використання теплового насосу в двонаправлених режимах (на охолодження та підігрів) у технологічних процесах аграрних та переробних підприємств є найбільш ефективним використанням такого виду обладнання. В нашому випадку коефіцієнт корисної дії за рахунок рекуперації (переносу теплової енергії у тепловому насосі) підвищився у 10 разів, і завдяки цьому використання електроенергії також зменшилося практично у 10 разів.

Досвідом з використання подібної системи може похвалитися й господарство «Агро-Бокс Зоотех» в селі Чернова Мінській області. Минулого року там була впроваджена комплексна система охолодження молока і підігрівання води з використанням теплового насоса, водогрейного котла потужністю 23 кВт, що працює на пеллетах, і сонячного водонагрівального колектора площею 25 кв.м. Почала роботу система електропостачання з використанням енергії, що виробляється сонячними панелями і ВЕУ потужністю 3,6 кВт.

Система охолодження молока і нагріву води дозволяє миттєво охолоджувати молоко, що поступає під час доїння через швидкісний теплообмінник в міст-

кості для зберігання, до температури 4°С і використовувати тепло, відібране від молока, для нагріву води. Підтримка заданої температури води здійснюється за допомогою сонячних водонагрівальних колекторів і пеллетного котла. Нагріта вода використовується для напування корів і в санітарно-гігієнічних потребах. Застосування системи теплого напування дозволило збільшити надої на 2–3 л молока в день з кожної корови [350].

8.2.5. Гібридні системи електропостачання

Останніми роками вартість підключення до мереж централізованого електропостачання значно зросла. Якщо додати сюди вартість будівництва і устаткування підстанції, виявиться, що для окремих будинків і невеликих поселень підключення до мереж централізованого електропостачання є дорогим задоволенням. Найпоширенішим способом вирішення проблеми електропостачання в таких випадках є використання генераторів змінного струму з приводом від бензинового або дизельного двигуна внутрішнього згорання. Проте таке рішення вимагає високих експлуатаційних витрат, пов'язаних з доставкою дорогого палива і частим ремонтом ДВЗ.

Для роботи побутового холодильника з компресором потужністю 100-200 Вт потрібний цілодобовий режим живлення і безперервна робота ДВЗ в неекономічному режимі, близьким до холостого ходу. Багатократного зниження витрати палива можна добитися шляхом застосування дуже дорогих АБ, що швидко заряджаються, і потужного зарядного пристрою. Використання стандартного блоку автоматичного пуску ДВС майже подвоює вартість системи.

У такій ситуації ціна на обладнання з ВДЕ стає співставною з ціною традиційного забезпечення електроенергією. Кожне з альтернативних джерел енергії має не лише переваги, але і недоліки. У сонячних – висока вартість, у вітряних – непостійність вітру. Тому для підвищення надійності та ефективності електрозабезпечення рекомендується використовувати гібридну систему, що об'єднує два, або три види ВДЕ і дозволяє використовувати переваги усіх компонентів, повністю нівелюючи недоліки. Системи, до складу яких входить і ветрогенератор і сонячна батарея, доцільно використовувати передусім тому, що вітер може стихнути, а сонце буває майже завжди. Для того, щоб фотоелектрична система виробляла електроенергію, необов'язкова наявність прямого сонячного випромінювання, сонячні панелі здатні уловлювати і розсіяне сонячне світло, правда електроенергії в похмуру погоду виробляється набагато менше. Основним джерелом енергії в гібридній системі є вітряний двигун оскільки він набагато дешевше за сонячну панель. Комплект фотоелектричних сонячних панелей є допоміжним джерелом енергії, що виробляє енергію в періоди тривалого "штилю". При цьому сонячні батареї і ВЕУ вибираються виходячи не з потреб в електроенергії, а для забезпечення деякого базового навантаження (наприклад, освітлення, радіо, іноді і холодильник). Застосування дизель-генератора в локальній мережі дає стовідсоткову надійність енергопостачання та дозволяє зменшити кількість акумуляторних батарей (зменшити резервування на випадок несприятливої для ВДЕ погоди).

8.3. Приклади використання відновлюваної енергії у фермерських господарствах

8.3.1. Енергетична автономність сільськогосподарського підприємства

У ході дослідження вивчено можливості автономної реалізації тепло- та енергопостачання невеликого фермерського господарства. Нами здійснювався аналіз ефективності використання сонячних колекторів, фотобатарей та малої вітрової електростанції для теплозабезпечення і живлення електроенергією агротуристичного господарства "Завод Гуцульських коней" в селищі Середнім Малим (Seredne Małe) у Малопольському регіоні.

Спеціалізацією вищеназваного кінного заводу є вирощування коней гуцульської породи, організація молодіжних туристичних таборів для навчання верховій їзді, екологічної "зеленої" школи та інших форм відпочинку. Завод розташований в селищі Середнім Малим, що знаходиться у горах, на значній відстані від інших поселень та енергетичних мереж, до садиби не підведено жодних комунікацій. Гості ночують у так званому курені "Кузня", що може вміщати до 20 осіб.

Електричний струм, тепло для опалення та підігріву гарячої води виробляються на місці. Для підігріву води у системі гарячого водопостачання в травні 2000 р. в агротуристичному господарстві "Завод Гуцульських Коней" було змонтовано геліосистему з 3-х колекторів. Інсталяція працює в одній енергетичній системі з вітровим генератором і фотобатареями. Для виробництва електричної енергії використовується вітровий генератор малої потужності (72 Вт за швидкості вітру 10 м/с), 3 фотобатареї з максимальною потужністю 184 Вт (52 + 52 + 80 Вт). Резервний генератор з двигуном внутрішнього згорання потужністю 4 кВт використовують в господарстві у разі необхідності. Електроенергія, що виробляється, накопичується кількох гелевих акумуляторах загальною ємкістю 400 А·год. Постійний струм з акумуляторів перетворюється за допомогою інверторів на змінний та надходить у локальну мережу, що у повному обсязі задовольняє потреби господарства і туристів в електричній енергії.

Для підігріву гарячої води застосовується комплект обладнання геліосистеми, до складу якого входять: 3 теплові сонячні колектори, трьохсотлітровий бак-накопчувач гарячої води, насосна група і мікроконтролер-регулятор температури 1. Сонячні колектори змонтовані на даху головної будівлі, а бак-накопичувач знаходиться у ванній кімнаті. Обладнання геліосистеми поєднано між собою мідними трубами з діаметром умовного проходу 16 мм. До системи циркуляції сонячних колекторів послідовно підключено два теплові конвектори, що нагрівають приміщення ванної кімнати.

Конвектори служать також для захисту геліосистеми від перегріву у літній період, коли немає розбору теплої води. Якщо сонячної енергії для підігріву води недостатньо, в якості додаткового джерела теплової енергії застосовують кухонну піч з трубчастим теплообмінником, опалювану деревиною та поєднаною з накопичувачем води ємкістю 120 літрів. У опалювальний період

житловий будинок і курінь обігріваються за допомогою камінів, опалюваних деревиною.

Таким чином "Завод Гуцульських Коней" є прикладом господарства, що на 100% забезпечується тепловою та електричною енергією від відновлюваних джерел енергії.

8.3.2. Приклад комплексного використання енергії з відновлюваних джерел різної природи у фермерському господарстві Польщі

Для прикладу нами було взято дрібне багатопрофільне господарство з дрібнотоварним виробництвом сільськогосподарської продукції, характерне для Польщі.

8.3.2.1. Організаційно-економічна характеристика фермерського господарства, як об'єкту енергозабезпечення

Для розрахунку параметрів комплексної системи енергопостачання фермерського господарства в якості вхідних умов враховується технічна характеристика господарських та житлових приміщень, агрегатів і машин, задіяних у виробництві сільськогосподарської продукції, а також загальний обсяг посівних площ та структуру посівів, кількість відходів сільськогосподарського виробництва і т. ін, аналізується стан існуючої системи енергозабезпечення.

На підставі досліджень розробляється загальна концепція системи тепло- та електрозабезпечення господарства з врахуванням існуючих джерел енергії та критерію оптимального поєднання джерел енергії різної природи для найбільш ефективної роботи усієї системи.

Проводяться економічні розрахунки. У Польщі через Агентство модернізації і реструктуризації сільського господарства (Польща) можна отримати до 50% дофінансування проекту з встановлення обладнання для отримання енергії з відновлюваних джерел від загальної вартості проекту.

Для прикладу можна взяти проект комплексної модернізації типового для Польщі дрібнотоварного фермерського господарства.

Коротка характеристика господарства. Це багатопрофільне господарство з дрібнотоварним виробництвом сільськогосподарської продукції, у якому немає чітко вираженої спеціалізації. Площа та структура посівів у фермерському господарстві. Загальна площа фермерського господарства складає 22 гектари. Розподіл площ під сільськогосподарські культури та показано у таблиці 8.1.

Технічна характеристика господарських та житлових приміщень. Для розрахунків потреби у тепловій енергії для опалення приміщень використовувались дані про характеристику приміщень, їх площу і т.ін.

Загальна площа садиби господарства становить 1800 м^2. Біля житлових приміщень та навколо господарських об'єктів знаходиться забетонована площадка. Технічна характеристика господарських та житлових приміщень господарства наведена у таблиці 8.2.

Таблиця 8.1

Розподіл площ фермерського господарства

№	Вид продукції	Площа, га
1.	Пшениця	2
2.	Жито	2
3.	Овес	1
4.	Озимий ячмінь	1
5.	Цукрові та кормові буряки	6
6.	Картопля	3
7.	Городина	3
8.	Луки	2
9.	Ліс	1
10.	Непридатні землі	1
Всього		22

Таблиця 8.2

Площа наявних приміщень

№	Вид забудови	Поверхня, м^2
1.	Двоповерховий окремий будинок на одну сім'ю з гаражем та топочною у підвальному приміщенні	290
2.	Тваринницькі приміщення зі сховищем для кормів	220
3.	Господарські приміщення для зберігання сіна, соломи, збіжжя. Гумно.	210
4.	Гараж та майстерні	180
5.	Овочесховище у підвальному приміщенні	120
6.	Гараж для комбайнів та іншої сільгосптехніки	180
7.	Сховище для добрив	60
8.	Сховище для відходів	70

Характеристика тваринницького комплексу фермерського господарства. У досліджуваній комплексний системі енергопостачання фермерського господарства враховано кількість тварин, що вирощуються у господарстві для визначення кількості гною, що можна використовувати для зброджування у біогазовні і отримання натуральних добрив для власних потреб (табл. 2.3)

Таблиця 8.3

Склад тварин на утриманні

№	Вид	Кількість (гол.)
1.	Свиноматки	10
2.	Поросята	100
3.	Кабани	30
4.	Корови	2
5.	Телята	2
6.	Домашня птиця	100

Господарство спеціалізується на вирощуванні поросят на продаж. Щорічно вигодовується в середньому до 300 голів. Молоко і птиця, що вигодовується у господарстві, повністю використовуються для власних потреб. Годівля тварин у повному обсязі забезпечується за рахунок власних кормів. При вирощуванні тварин використовується підстилковий метод.

Загальна кількість збіжжя у середньому складає близько 140 тонн на рік. Близько 100 тонн з цієї кількості продається до млина. Висівки, вироблені при розмолі цього збіжжя викупаються та використовуються для годівлі свиней. Частина соломи зберігається на складі для використання у якості підстилки для тварин, іншу частину соломи заорюються у землю для підживлення в якості сидератів, а надлишки брикетуються. Картопля та інші овочі продаються до оптової овочевої бази. Зерно цукрового буряка експортується.

Стан системи енергозабезпечення до початку модернізації.

До модернізації електричне живлення господарства відбувалося від лінії низької напруги, що витримує максимальну потужність до 15 кВт. Річне використання електроенергії становило у середньому 17 МВт·год.

Річне використання теплової енергії становило 20 МВт·год. З них на опалення використовувалося близько 16 МВт · год енергії і підігрів води для користування близько 4 МВт·год, з яких 3,3 МВт·год йшло на потреби сім'ї та 0,7 МВт на технологічні потреби господарства.

На момент реалізації проекту з оптимізації системи теплозабезпечення фермерського господарства щороку за допомогою вугільного котла, отримувалося близько 18 МВт·год теплової енергії. Для підігріву води у системі гарячого водопостачання для задоволення потреб сім'ї з 5 осіб (господар з дружиною та 3 дітей) у господарстві використовувалась геліоустановка від якої отримували ще близько 2 МВт·год. Установка складалася з 2 плоских колекторів, бака-акумулятора гарячої води ємкістю 300 літрів, насосної групи, групи безпеки та цифрового мікроконтролера. Геліосистему було поєднано у єдину систему теплозабезпечення з твердопаливним котлом потужністю 21 кВт, пристосованим до спалювання вугілля і деревини. Щороку спалювалося близько 4 тонн вугілля і 5 м^3 деревини з власного лісу.

Питання модернізації енергетичної системи господарства постало через те, за рахунок надання послуг з «зеленого туризму» витрати води з системи ГВП збільшилися приблизно у 4 рази і потужностей старої системи тепплозабезпечення стало не вистачати.

8.3.2.2. Розрахунок потреб господарства

Дослідження потреб у тепловій енергії для гарячого водопостачання згідно нових вимог. На підігрів води для системи ГВП на добу необхідно витратити:

$$Q_{ГВП}^{д_{літо}} = m_{води}^{д_{літо}} \cdot c_{води}(T_2 - T_1) = 1250 \cdot 0{,}0011 \cdot (45 - 12) = 45{,}38 \text{ кВт} \cdot \text{год} \qquad (8.7)$$

де $Q_{ГВП}^{д_{літо}}$ – теплова енергія, необхідна для підігріву води влітку, кВт; $m_{води}^{д_{літо}}$ – маса води, яку необхідно приготувати за туристичний сезон; $c_{води}$ – питома теплоємність води; T_1 та T_2 – температура води до та після підігріву: температура холодної води, що надходить до системи 12°С, а підігрітої, що використовується у системі ГВП 45°С.

Виходячи з того, що сезон зеленого туризму продовжується близько 5 місяців з травня по жовтень, що становить близько 150 днів ($n^{літо}$), потреба у тепловій енергії за цей період становитиме:

$$Q_{ГВП}^{літо} = Q_{ГВП}^{д_{літ}} \cdot n^{літо} = 45{,}38 \cdot 150 = 6807 \text{ кВт} \cdot \text{год} \qquad (8.8)$$

Інші 215 днів необхідно підготовувати гарячу воду на 5 осіб родини пана М. Віта. Добова норма використання води у осінньо-зимовий період:

$$m_{води}^{д_{осінь-весна}} = m_{води}^{д_{норм}} \cdot n_{род} = 50 \cdot 5 = 250 \text{ літрів води} \qquad (8.9)$$

де $m_{води}^{д_{осінь-весна}}$ денна кількість води, яку необхідно підігріти у нетуристичний сезон, $n_{род}$ – кількість осіб у родині фермера, що постійно проживають у будинку.

Отже на добу для підігріву необхідно теплової енергії:

$$Q_{ГВП}^{д_{осінь-весна}} = m_{води}^{д_{осінь-весна}} \cdot c_{води} \cdot (T_2 - T_1) = 250 \cdot 0{,}0011 \cdot (45 - 12) = 9{,}075 \text{ кВт} \cdot \text{год} \qquad (8.10)$$

Отже, загальна потреба у тепловій енергії для підігріву гарячої води у осіннє-зимнє-весняний період, що складає приблизно 215 діб становитиме:

$$Q_{ГВП}^{осінь-весна} = Q_{ГВП}^{д_{осінь-весна}} \cdot n^{осінь-весна} = 9{,}075 \cdot 215 = 1951 \text{ кВт} \cdot \text{год} \qquad (8.11)$$

Враховуючи те, що згідно з багаторічним досвідом для технологічних потреб господарства витрачалось біля $Q_{ГВП}^{р\ техн} = 700$ кВт · год теплової енергії, загальна річна потреба господарства у тепловій енергії для системи ГВП в умовах досліджуваного фермерського господарства складатиме:

$$Q_{ГВП}^{р_{потр}} = Q_{ГВП}^{літо} + Q_{ГВП}^{осінь-весна} + Q_{ГВП}^{р\ техн} = 6807 + 1951 + 700 = 9458 \text{ кВт} \cdot \text{год} \qquad (8.12)$$

Ступінь покриття потреби у гарячій воді за рахунок геліосистеми з 4-х сонячних колекторів протягом року буде складати

$$S_{ГВП}^{р} = \frac{Q_{ГС}^{р}}{Q_{ГВП}^{р_{потр}}} = \frac{3398{,}87}{9458} = 0{,}35\% \qquad (8.13)$$

Дослідження потреб у тепловій енергії для опалення. Згідно з даними багаторічних досліджень у господарстві пана Віта на потреби опалення житлового будинку на рік витрачалось у середньому за останні 5 років $Q_{CO}^{p_{потр}}$ = 14 000 кВт·год теплової енергії (див. розд. 4, підрозд. 4.1.2.). Цієї енергії було цілком достатньо для створення комфортних температурних умов у помешканні протягом року. При модернізації системи теплозабезпечення задача збільшення потужності системи опалення не ставилася.

Загальні річні потреби господарства у тепловій енергії.

Загальна кількість теплової енергії необхідної для теплового забезпечення фермерського господарства протяго року складається з:

- теплової енергії необхідної для підігріву води для системи ГВП: $Q_{ГВП}^{p_{потр}}$ = 9458 кВт·год
- теплової енергії для системи опалення: $Q_{CO}^{p_{потр}}$ = 14 000 кВт·год

Таким чином загальна кількість теплової енергії потрібної у досліджуваному фермерському господарстві:

$$Q_{ГВП+CO}^{p_{потр}} = Q_{ГВП}^{p_{потр}} + Q_{CO}^{p_{потр}} = 9458 + 14\,000 = 23\,458 \text{ кВт} \cdot \text{год} \qquad (8.14)$$

8.3.2.3. Модернізація комплексу теплозабезпечення господарства

У системі теплозабезпечення господарства після модернізації беруть участь твердопаливний котел для спалювання деревини та брикетів з соломи, тепловий насос та геліосистема. Характеристика та розрахунок потужності окремих ВДЕ, що використовуються у системі енергозабезпечення господарства наводиться нижче.

Використання теплового насосу у комплексі обладнання з ВДЕ у фермерському господарстві.

У зв'язку з підвищеним попитом на гарячу воду в літній період «зеленого туризму», коли до 5 господарів додається 20 туристів, найбільш ефективним джерелом енергії для системи теплопостачання є геліосистема. Для покриття потреб у системі гарячого водопостачання було запроектовано на додаток до 2 існуючих сонячних колекторів встановлення ще двох вакуумних колекторів з 30 трубками «heat-pipe».

За 5 найтепліших місяців у досліджуваній місцевості на одиницю площі сонячного колектору падає близько $544\,\frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{м}^2}$ з 877. Це практично 65% всієї річної сонячної енергії.

Для комфортного користування системою гарячого водопостачання та максимального використання сонячної енергії необхідно накопичення гарячої води у баках-акумуляторах. При такій кількості людей необхідно мати ще, один 600 літровий бак-акумулятор.

Використання теплового насосу у комплексі обладнання з ВДЕ у фермерському господарстві.

Для модернізації системи теплопостачання господарства був встановлений тепловий насос типу "повітря – вода", що виробляє 3,8 кВт·год теплової енергії, споживаючи при цьому 0,79 кВт·год електричної.

В якості низькотемпературного джерела живлення теплового насосу використовується повітря, що надходить від повітряного теплообмінника по трубам ПВХ з діаметром умовного проходу 200 мм. Повітряний теплообмінник у свою чергу використовує тепло, що утворюється в результаті життєдіяльності свиней у свинарнику. При розрахунках нами було прийнято, що середня температура теплого повітря та випарів зі свинарника становить близько 28°С. Температура охолодженого повітря, що виходить з теплового насосу після робочого циклу становить від 15 до 23°С.

У літній період охолоджене повітря відводиться на підлогу свинарника. У період від листопада до березня воно подається вентиляційним каналом ПВХ умовним діаметром 200 мм до овочесховища. Таким чином покращено вентиляцію та знижено температуру в приміщенні для зберігання картоплі і городини, що сприяло покращенню умов та збільшенню строків зберігання й, відповідно, зменшенню втрат продукції. Те ж саме повітря використовується для сушіння соломи та відходів деревини. Крім того, теплова енергія отримана з повітря передається за допомогою теплоносія (гліколю) до верхнього змійовика бака-акумулятора системи ГВП ємністю 300 літрів, який поєднаний ще з двома баками загальною ємністю 600 л. Конструкція бойлера, що знаходиться в котельні дозволяє використовувати теплову енергію не тільки для системи ГВП, але й для опалення житлового будинку.

Робота теплонасосу у комплексі обладнання ВДЕ дозволяє перекривати потреби у тепловій енергії для підігріву води при хмарній погоді, коли геліосистема має низьку ефективність або не працює взагалі.

Найбільш ефективним для системи теплозабезпечення господарства є використання теплового насосу у період від ранньої весни до пізньої осені. При температурах більших за +10°С теплонасос виконує одразу дві функції: охолодження повітря у овочесховищі та свинарнику та підігрів води у системі теплозабезпечення. Крім того з підвищенням температури навколишнього середовища підвищується і коефіцієнт потужності теплового насосу, тобто відношення отриманої теплової енергії до електричної енергії необхідної для його роботи.

Згідно з алгоритмом роботи комплексу обладнання тепловий насос починає працювати, коли не вистачає теплової енергії від геліосистеми. За день у літній, «туристичний» період необхідно підігріти 1250 літрів води (25 осіб × 50 літрів). Враховуючи ступінь покриття потреб у тепловій енергії за рахунок сонячної системи за цей період тепловий насос повинен доповнити таку кількість енергії:

У період міжсезоння тепловий насос виробляє теплову енергію і для системи ГВП і для системи опалення.

Крім того, згідно наших досліджень щодо використання теплового насосу у господарстві, за температур менших від +2°С, енергії від теплового насосу не вистачає для опалення будинку, й тоді слід застосовувати твердопаливний котел для спалювання брикетів. За багаторічними статистичними даними щодо кліматичних умов регіону, температура нижча за +2°С, у даній місцевості буває у середньому не більше 105 днів на рік. Таким чином, інші 110 діб не турис-

тичного сезону для підігріву води у системі ГВП та для часткового опалення використовують тепловий насос.

У зимній період, при температурах нижчих за +2°С теплозабезпечення відбувається частково за рахунок геліосистеми, але в основному за рахунок твердопаливного котла. Коефіцієнт потужності, який характеризує економічність роботи теплового насосу, у цей період зменшується за рахунок зменшення низькопотенційного тепла нижнього джерела живлення – повітря. Отже, збільшується використання електричної енергії для досягнення номінальної теплової потужності теплового насосу. Крім того відпадає й інша функція теплового насосу, що актуальна для літнього періоду – охолодження повітря в овочесховищі та свинарнику. Отже приблизно 105 днів протягом року тепловий насос виключений.

Використання твердопаливного котла для спалювання брикетів з соломи та відходів деревини у комплексі обладнання з ВДЕ фермерського господарства.

У осінньо-зимовий період та ранньою весною теплової енергії від геліосистеми та ТН не вистачає. Для збільшення теплової потужності системи та гарантування теплопостачання до системи включений стальний твердопаливний котел номінальною потужністю 24 кВт/год., призначений для спалювання біомаси у вигляді друзок, брикетів, тирси і т.ін. Котел має регульовану подачу повітря, що забезпечує чітке підтримання необхідної температури, повне згоряння палива у топці та зменшення шкідливих викидів. Він має досить малі теплові втрати та високий, як для твердопаливних котлів ККД (80%).

Новий котел використовується у якості додаткового джерела тепла у холодні та хмарні дні, коли енергії теплового насосу та геліосистеми недостатньо. Згідно досліджень щодо режимів роботи комплексу обладнання, за температури менше +2°С енергії, виробленої тепловим насосом не вистачає для опалення та підігріву ГВП, і тому використовується твердопаливний котел. Такий період з середини листопада по початок березня і становить біля 100 діб (за середньорічними статистичними даними погодних умов).

Розрахунок кількості брикетованого палива, необхідного для повного теплозабезпечення виконано на наступною схемою.

Теплотворна здатність брикетованого палива ($q_б$) становить:

$$q_б = 18 \text{ МДж/кг } (5 \text{ кВт·год}).$$

Впродовж години для досягнення номінальної потужності твердопаливного котла (P) у 20 кВт·год необхідно завантажити до котла брикети загальною вагою $m_б^{год}$:

$$m_б^{год} = \frac{P}{q_б} = \frac{20}{5} = 4 \text{ кг} \qquad (8.15)$$

Для досягнення котлом номінальної потужності у 20 кВт у процесі спалювання брикетів необхідно, щоб протягом часу спалювалось в середньому орієнтовно 4 кг брикетів. При цьому одночасне завантаження котла номінальною потужністю 24 кВт становить 60 кг брикетованого палива, що забезпечує безперебійну роботу котла на максимальній потужності протягом 15 годин. Тобто завантаження котла відбувається не частіше ніж 2 рази на добу.

При найсильніших морозах у зимовий період енергії від теплового насосу не вистачає й котел працює із максимальною потужністю. Для досягнення котлом номінальної потужності у 20 кВт у процесі спалювання брикетів необхідно, щоб протягом часу спалювалось в середньому орієнтовно 4 кг брикетів. При цьому одночасне завантаження котла номінальною потужністю 24 кВт становить 60 кг брикетованого палива, що забезпечує безперебійну роботу котла на максимальній потужності протягом 15 годин. Тобто завантаження котла відбувається не частіше ніж 2 рази на добу.

Для досягнення максимальної потужності необхідно впродовж доби спалювати близько 96 кг брикетів. Але котел працює на максимальній потужності тільки під час значних морозів. Зазвичай потужність котла регулюється інтенсивністю спалювання брикетів, яка в свою чергу залежить від інтенсивності нагнітання повітря у топку. Клімат регіону проведення досліджень є досить м'яким, з невеликою кількістю дуже морозних днів. Середня потужність котла за опалювальний період складала $P_{ТК}^{сер} = 3{,}39$ кВт·год.

Таким чином теплова енергія вироблена твердопаливним котлом становила:

$$Q_{ТК}^{зима} = P_{ТК}^{сер} \cdot t^{зима} = 3{,}39 \cdot 2520 = 8552{,}7 \text{ кВт} \cdot \text{год} \qquad (8.16)$$

де $t^{зима}$ = 105 днів · 24 год. = 2520 год.

Для отримання такої кількості теплової енергії вага спалюваних брикетів становила:

$$m_б^р = \frac{Q_{ТК}^{зима}}{q_б \cdot \eta_{к\,б}} = \frac{8552{,}7}{5 \cdot 0{,}8} = 2138{,}18 \text{ кг} \approx 2{,}1 \text{ тонни} \qquad (8.17)$$

де $\eta_{к\,б}$ – ККД котла для спалювання брикетів.

Отже виявлено, що наявної у досліджуваному фермерському господарстві соломи не тільки достатньо для спалювання у твердопаливному котлі протягом 105 морозних днів в рік, але значну частину виготовлених у господарстві брикетів можна продавати. Щоб повністю забезпечити власні потреби з теплозабезпечення на увесь опалювальний сезон достатньо соломи, зібраної з поверхні 2,1 га, або друзок деревини з енергетичної верби з поверхні близько 0,2 га.

Інтеграція обладнання у єдиний комплекс теплозабезпечення господарства

Досвід використання ВДЕ свідчить, що різні джерела відновлювальної енергії мають характерні лише для них особливості, які значною мірою впливають на ефективність обладнання. Тому сучасні тенденції застосування ВДЕ базуються на тезисі, що лише враховуючі особливості кожного джерела енергії та поєднуючи їх у єдину систему можна добитися найбільшого енергетичного ефекту з мінімальними витратами.

Всі вище перелічені джерела альтернативної енергії були поєднані у єдиний комплекс обладнання. Це дозволило оптимізувати їх роботу за принципами описаними у розділі (8.2.2) і за рахунок цього отримати максимальний економічний ефект. Повна автоматизація процесів теплозабезпечення на базі єдиного центрального процесору управляння дозволяє працювати системі у автоматичному

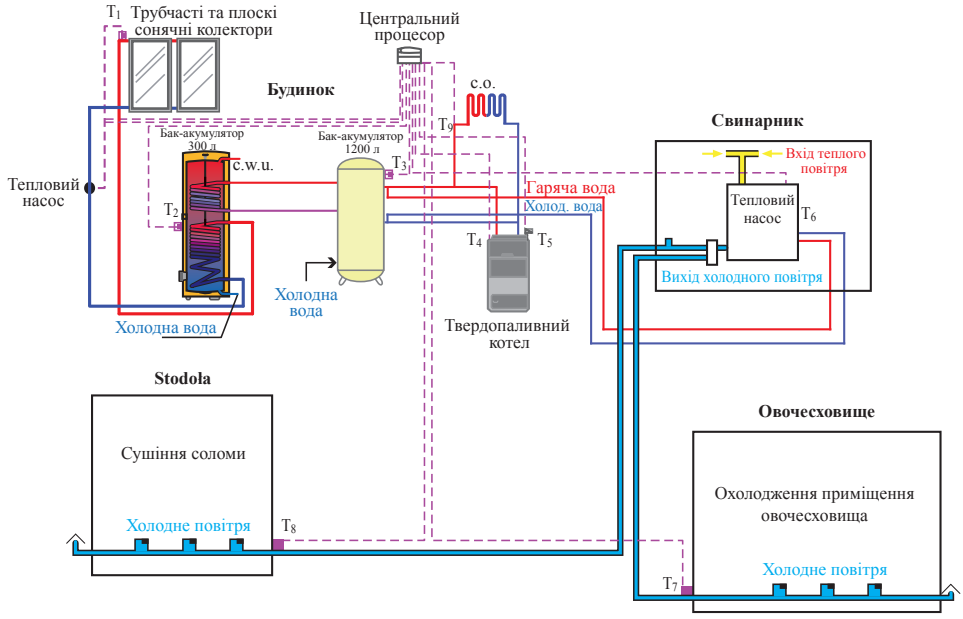


Рис. 8.5. Схема комплексу обладнання для теплозабезпечення фермерського господарства

режимі. Втручання господаря необхідно лише для загрузки котла брикетами. До речі, сучасні пелетні котли дозволяють автоматизувати і цей процес.

8.3.2.4. Використання відходів рослинництва і енергетичної верби

Брикетування соломи. З огляду на наявний у господарстві запас соломи у кількості близько 18 тонн щороку, наявної у досліджуваному фермерському господарстві соломи не тільки достатньо для власних потреб тепло забезпечення, але значну частину виготовлених у господарстві брикетів можна продавати. Тому фермером було закуплено і змонтовано на вільному місці у господарських приміщеннях брикетувальну машину продуктивністю $P_{БР}^{ном} = 100$ кг/год, вартість якої становила близько 7000 злотих.

З 1 гектару зернових у господарстві в середньому збирають близько 3 тонн соломи. Враховуючи, що у фермерському господарстві зерновими засіяно 6 га, з цієї площі можна зібрати до 18 тонн соломи. З огляду на те, що 3 тони соломи використовуються у якості підстилки для свиней та підживлення, для брикетування залишається ($m_{б\,сол}^{p}$) 15 тонн соломи.

Плантація енергетичної верби та відходів деревини. Для використання землі непридатної для сільськогосподарського виробництва у господарстві закладено плантацію енергетичної верби площею близько 1 га. Згідно з технологією, після 3 років вирощування з плантації кожен рік отримується близько 15 тонн деревини.

$$m_{БР\ верба}^{p} = 15 \text{ тонн}$$

У той же час з лісу, що також належить господарству, щороку отримується близько 5 тонн дров'яних відходів.

$$m^{p}_{БР\ дрова} = 5 \text{ тонн}$$

Тобто сумарно щороку з дерев'яних відходів, відходів соломи та друзок енергетичної верби і т.ін. отримують брикетів у кількості:

$$m^{p}_{БР} = \sum_{i} m^{p}_{БР_i} = 15 + 15 + 5 = 35 \text{ тонн} \quad (8.18)$$

З цих 35 тонн близько 2 тонни використовується для опалення власного будинку, а 33 тонни брикетів йде на продаж.

Брикетування всієї біомаси фермерського господарства займає близько півтора місяця. Для переробки на брикети 35 тон біомаси необхідно витратити 2100 кВт · год електричної енергії, що у перерахунку складає 1050 злотих.

Середня ціна брикетованого палива у Польщі у 2011 році була $C_{брикетів} = 300$ злотих за тонну. Надходження складали:

$$B^{p}_{бр} = C_{брикетів} \cdot m^{p}_{б\ продаж} = 300 \cdot 33 = 9900 \text{ зл} \quad (8.19)$$

Прибуток від продажу брикетів складається з вартості проданих брикетів за вирахуванням ціни електроенергії, витраченої на їх виробництво та транспортних послуг та логістики. Вартість транспортних послуг та логістики становить приблизно 10% від ціни брикетів При розрахунках вважалося, що роботи по брикетуванню виконуються без застосування найманої праці і витрати на оплату праці не враховувалися.

$$П^{p}_{бр} = B^{p}_{бр} - B^{ел}_{бр} - B^{тр+логістика}_{бр} = 9900 - 1050 - 9900 \cdot 0{,}1 = 7860 \text{ зл} \quad (8.20)$$

Таким чином господарство від продажу брикетів за 1 рік отримало прибуток у сумі 7860 злотих.

8.3.2.5. Переробка відходів сільського господарства

Мілко товарні сільськогосподарські виробництва при переробці сільськогосподарських відходів користуються послугами біогазової установки, що обслуговує весь район. Оптимальною концепцією в умовах Польщі є побудова однієї біогазової установки потужністю біля 1 МВт на одну сільраду, з розрахунку, що на потреби такої установки використовується відходи тваринництва та кукурудза або трава, вирощена на 50–100 га непридатних земель. Згідно підписаної угоди з якою щодо постачання біомаси, фермерське господарство віддає на переробку гній свиней та відходи рослинництва й отримує взамін зброджений і готовий до використання гній у тій же кількості, скільки віддає біомаси на переробку. Це дає йому можливість не тільки утилізувати відходи тваринництва та рослинництва та покращити санітарну обстановку на території господарства, але й отримати цінні органічні добрива.

8.3.2.6. Електрозабезпечення фермерського господарства

Господарство забезпечується електроенергією за рахунок малої вітрової електростанції з вертикальною віссю обертання потужністю 3 кВт та фотовольтажної установки з фотомодулями загальною потужністю 6 кВт.

Мала вітрову електростанцію з вертикальною віссю обертання створено власними силами фермера. Вартість виконання вітрогенератора становила близько 6000 злотих. Він встановлений на 6 метровій щоглі, що розташована на забетонованій площадці на пагорбі за господарськими приміщеннями. Електричне під'єднання від вітрогенератора до електричної шафи, розташованого на стіні сараю, зроблено підземним кабелем YKY 6 × 4 мм^2.

Дослідження вітрової установки, встановленої у досліджуваному фермерському господарстві пана М. Віта показали, що час роботи вітрогенератора в цій місцевості у середньому складає 1600 год./рік.

Кількість електроенергії, виробленої протягом цього часу становила 4800 кВт·год, загальною вартістю 2400 зл/рік.

Фотовольтажна установка. На південному боці господарських приміщень змонтовано батарею фотоелементів загальною потужністю 6 кВт. Вартість цього обладнання наведено у табл. 8.4.

Таблиця 8.4

Вартість обладнання для фотовольтажної системи

№	Обладнання	Ціна, зл
1	Фотобатареї SQ 160C, 50 штук	80 000
2	Регулятор Solaris 30/12(25/24)	500
3	Перетворювач напруги (генератор синусоїдального сигналу)	1 500
4	Джерело безперебійного живлення UPS	1 500
5	Акумуляторна батарея з 20 акумуляторів: 12 В/60 А·год	5 000
6	Вартість монтажу	5 000
Загальна вартість фотоелектричної системи		93 500

Загальна площа поверхні даху покритої сонячними фотобатареями становить 60 м^2. У фотовольтажній системі використано фотобатареї фірми Solaris, розташовані під кутом 45° до горизонту. Силові кабелі також під'єднані у розподільчій шафі до локальної електромережі фермерського господарства.

Річна продуктивність 1 кВт потужності фотовольтажної електростанції в умовах Кракова становить близько 1000 кВт·год електроенергії. Фотовольтажна установка виробляє близько 5000 кВт·год, що при ціні 0,5 злотих за 1 кВт енергії становить 2500 зл/рік.

За рік фотовольтажна батарея виробила близько 5000 кВт·год електроенергії, а ВЕУ близько 4800 кВт·год. Загальна кількість електроенергії склала 9800 кВт·год, що дозволило заощадити 4900 зл/рік (при ціні 0,5 зл/кВт·год).

8.3.2.7. Економічні розрахунки

Інвестиційні витрати на комплекс обладнання.

Щоб реалізувати описаний вище проект було витречена 173 500 злотих. У таблиці надається перелік основних витрат проекту.

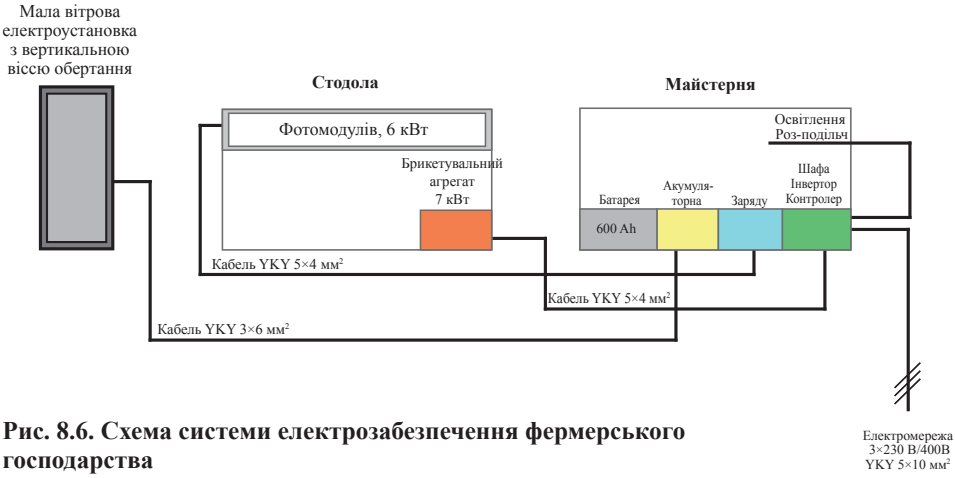


Рис. 8.6. Схема системи електрозабезпечення фермерського господарства

Річні обсяги теплової енергії, що отримується за допомогою обладнання з ВДЕ наведено у табл. 7.6.

Економічний зиск від реалізації проекту. Після реалізації проекту господарство заощаджує економлячи на витратах при отриманні теплової та електричної енергії відповідно 1816 та 4900 зл/рік, має прибуток від продажу брикетів з со-

Таблиця 8.5

Кошт реалізованої інвестиції

№	Назва обладнання	Вартість, зл
1.	Тепловий насос	18 000
2.	Монтаж та обв'язка теплового насосу	8 000
3.	Монтаж вентиляційної системи	7 000
4.	Фотобатареї разом з монтажними роботами	85 500
5.	Конструювання та монтаж вітрового генератора	6 000
6.	Батарея акумуляторів	9 000
7.	Брикетувальна машина разом з монтажем	7 000
8.	Джерело безперебійного живлення UPS	1 500
9	Генератор синусоїдального сигналу 3 × 230/400В	1 500
10.	Кабелі, проводи та провідна арматура	2 000
11.	Управляючий мікропроцесор	1 500
12.	Монтаж електромережі	10 000
13.	2 сонячних батареї + монтаж	5 500
14.	Баки-накопичувачі води загальним об'ємом 1200 л	4 500
15.	Твердопаливний котел для спалювання біомаси + монтаж	6 500
ВСЬОГО		**173 500**

Таблиця 8.6

Річна кількість енергії, виробленої джерелами теплозабезпечення при використанні енергії ВДЕ

№	Назва обладнання	Позначення	Кількість енергії, кВт·год
1.	Сонячні колектори	$Q_{ГС}^{р}$	3 398,87
2.	Тепловий насос	$Q_{ТН}^{р}$	12 577,82
3.	Твердопаливний котел центрального опалення на брикетах	$Q_{ТК}^{зима}$	8 552,7
ВСЬОГО			24 529,39

ломи, друзок лісного господарства та плантації енергетичної верби – 7860 зл/рік.

Отже, використання у фермерському господарстві комплексу енергетичного обладнання для отримання енергії з ВДЕ не тільки дозволяє у повному обсязі забезпечити потреби господарства у енергії, а й отримати додатковий прибуток у розмірі 14576 зл/рік

Термін окупності проекту.

Загальна вартість інвестиції у комплекс обладнання з ВДЕ становила 50% від вартості всього обладнання і робіт по його монтажу та налагоджуванню. При загальній вартості проекту 173500 злотих, власний вклад господаря становив 86750 злотих;

Річний прибуток за рахунок зменшення енергоспоживання від традиційних видів палив, реалізації брикетів становив 14576,07 зл/рік.

Приймаючи зростання вартості енергоресурсів щороку на 12% і враховуючи те, що прибуток від використання комбінованої системи енергопостачання залежить від ціни на енергоносії, він буде підвищуватися з року у рік на 12% термін окупності інвестиції у комплекс енергопостачального обладнання фермерського господарства на основі ВДЕ становить трохи менше ніж 5 років. Таким чином, з економічної точки зору інвестиція є виправданою.

Треба наголосити, що в розрахунках не були враховані додаткові кошти необхідні для повноцінної експлуатації існуючої системи:

- кошти на транспортування і складування вугілля та золи після спалювання;
- виплати за забруднення навколишнього середовища.

У розрахунках не враховувалось також такі додаткові проблеми:

- коливання температури в будівлі впродовж доби;
- необхідність частого обслуговування вугільного котла,
- необхідність додаткових площ для транспортування та зберігання вугілля.

З огляду на це власник будинку, що опалюється за допомогою ВДЕ має менше проблем і не має потреби витрачати додаткові кошти для оплати перелічених вище послуг.

У прибуток від комплексної системи енергозабезпечення ми не враховували кошти від економії на відсутності потреби у закупівлі мінеральних добрив, замість яких фермер використовує переброжений гній з біогазової установки.

Економічні переваги від збільшення врожайності культур при використанні біодобрив від біогазової установки нами також не досліджувались. Крім того, важко визначити економічні переваги від збільшення вартості продукції сільськогосподарського виробництва, що вирощувалась з застосуванням екологічних технологій і яку тепер можна позиціонувати на ринку як екологічно чисту продукцію.

Слід додати, що господарство отримало додаткові пільги у оподаткуванні за зменшення викидів CO_2. Крім того, надлишки електроенергії, отриманої від фотовольтажної та вітрової установок господар періодично продає за зеленим тарифом (у 2010 році господарство отримало зелений сертифікат).

8.3.2.8. Екологічні та соціальні переваги застосування відновлюваних джерел енергії

Зменшення емісії CO_2. На основі дослідження екологічно чистих шляхів постачання теплової та електричної енергії для фермерського господарства, нами розраховано обсяги зменшення викидів CO_2 у атмосферу за рахунок застосування оптимізованої системи теплозабезпечення за рахунок ВДЕ (спалювання 1 тонни вугілля при виробництві теплової енергії призводить до викидів у атмосферу 2 тонни CO_2).

$$U^t_{CO_2} = m^p_{вуг} \cdot 2 = 5153{,}22 \text{ кг} \cdot 2 = 10\,306{,}44 \text{ кг} \tag{8.21}$$

Загальна кількість електроенергії, що виробляється у господарстві протягом року за рахунок вітрового генератора та фотовольтажної системи складає $W^p_{ел} = W^p_{вітроген} + W^p_{фотовольт}$ = 4800 + 5000 = 10 800 кВт·год. При цьому фотовольтажна система виробляє до 5000 кВт·год електроенергії, а вітрова установка 4800. Згідно даних літературних джерел нами було прийнято, що 1 кВт·год. енергії вироблений ВДЕ, зменшує кількість викидів CO_2 до атмосфери приблизно на 2 кг [129]. Таким чином зменшення викидів буде становити:

$$U^e_{CO_2} = W^p_{ел} \cdot 2 = 9800 \cdot 2 = 19\,600 \text{ кг} \tag{8.22}$$

Загальне зменшення викидів CO_2 у атмосферу при застосуванні оптимізованої системи ВДЕ для енергозабезпечення фермерського господарства за рік становитиме близько:

$$U^p_{CO_2} = U^e_{CO_2} + U^t_{CO_2} = 19\,600 + 10\,306{,}44 = 29\,906{,}44 \text{ кг} \tag{8.23}$$

Утилізація гною свиней. Співробітництво з місцевою сільськогосподарською біогазовою установкою дає фермерському господарству крім екологічного, ще й відчутний економічний ефект. Згідно підписаної угоди про постачання біомаси (див. розд. 3), фермерське господарство отримує взамін зброджений і готовий до використання гній у тій же кількості, скільки віддає біомаси на переробку. Отримуючи продукти переробки біогазової установки (біошлам), який є дуже цінним органічним добривом, фермерське господарство має змогу практично

повністю відмовитися від закупівлі мінеральних добрив та перейти на органічне землеробство.

Обсяг виробленого у процесі вирощування свиней гною складає 6 тон щомісячно, що складає 72 т. на рік. До цієї ж біогазової установки відвозиться і листя буряків. З трьох гектарів буряків зостається: 6 га × 30 т = 180 т. У сумі до біогазової установки доправляється: 72 т + 180 т = 252 т біомаси.

Удобрювання полів виконується натуральним гноєм отриманим із цієї ж районної біогазової установки.

У розрахунках ми приймали, що на 1 га необхідно розкидати близько 15 тонн гною ($n_{гній}^{норма}$). Тоді площа, яку удобрили цією кількістю гною:

$$S_{г} = \frac{N_{гній}}{n_{гній}^{норма}} = \frac{252}{15} = 16{,}6 \text{ га} \tag{8.24}$$

Удобрювання полів натуральним гноєм дозволяє зменшити кількість закуповуваних штучних добрив NPK у кількості 200 кг/га.

$$N_{NPK} = S_{г} \cdot n_{NPK}^{норма} = 16{,}6 \cdot 200 = 3320 \text{ кг} \tag{8.25}$$

Ціна 100 кг добрив NPK становить у середньому 200 злотих.

Таким чином заощадження на закупівлі добрив становить:

$$П_{добрива}^{р} = 33{,}2 \cdot 200 = 6640 \text{ зл} \tag{8.26}$$

Заощадження за рахунок заміни мінеральних добрив органічними ми свідомо не враховували при розрахунках терміну окупності комплексу енергетичного обладнання тому, що пан М.Віт користується послугами громадської біогазової установки (вона не відноситься до комплексу впровадженого нами у ході дослідження обладнання, для якого проводились усі види аналізу).

Соціальні та побудові переваги від застосування оптимізованої системи ВДЕ.

Підвищення рівню комфорту. Автоматизована система управління комплексом обладнання точно підтримує задані комфортні температурні режими при опалюванні приміщення. У досліджуваному фермерському господарстві завжди є гаряча вода, яка зберігається у баках-акумуляторах, тому у разі потреби немає необхідності витрачати час та сили на розпалювання котла.

Зручність у користуванні. При експлуатації обладнання автоматизована система управління комплексом у автоматичному режимі підтримує усі робочі та температурні параметри без втручання людини. Налагодження системи проводиться одноразово при пуско-налагоджувальних роботах. Єдина функція, що виконує господар (автоматизована ліній поки що відсутня), це у зимовий період загружає топку твердопаливного котла брикетами (при найбільших морозах до 2 разів на добу).

Безпечність у користуванні. Тепловий насос та геліосистема більш безпечні ніж газовий або мазутний котли. Крім того, система автоматичного управління захищає комплекс обладнання від аварійних ситуацій та виходу його з ладу.

Підвищення продуктивності свинарства. Підтримка оптимальних температурних умов в свинарнику сприяла зростанню приросту ваги свиней та покращила санітарний стан повітря. Це в свою чергу зменшувало захворюваність поголів'я тварин. Влітку тепловий насос типу "повітря – вода" зменшує температуру у свинарнику на 5–10°С підтримуючи комфортний температурний режим.

Зменшення втрат при зберіганні продукції овочівництва, за рахунок створення за допомогою теплового насоса мікроклімату у овочесховищі. Збільшення строків зберігання рослинницької продукції.

Використання відходів рослинництва і прибутки з продукції брикетів. Залишки соломи, що до модернізації практично не використовувалися переробляються на паливні брикети і використовуються для опалення за допомогою твердопаливного котла.

Використання непридатних сільськогосподарських ґрунтів. Навколо рівчака, що розділяє поля, у господарстві була земля непридатна для механізованого обробітку. Саме тут, у ході проведення експерименту, було вирішено посадити енергетичну вербу *Salix viminalis*. Крім того, що з неї виробляється брикетоване паливо, вона виконує ще такі важливі функції: припиняє подальше збільшення рівчака і затримує сніг.

Отримання екологічно чистої продукції сільського господарства. Вартість сільськогосподарської продукції, що вирощувалась з застосуванням екологічних технологій і яку тепер можна позиціонувати на ринку як екологічно чисту продукцію, вища ніж зі звичайних інтенсивних технологій. Збільшення врожайності культур у господарстві за використання біодобрив з біогазової установки нами також не досліджувались.

Створення додаткових робочих місць. Брикетування біомаси з відходів сільського господарства навіть при застосуванні автоматизованих брикетувальних агрегатів, потребує людської участі в операціях завантаження сировини, вивантаження та складування брикетів. При безробітті у сільській місцевості, це дає шанс на працевлаштування для місцевого населення. Спалювання біомаси створює нові робочі місця, які оцінюються у 2 додатково працевлаштовані особи на кожен 1 МВт.

За нашими розрахунками, брикетувальний агрегат у фермерському господарстві пана М. Віта працюватиме протягом 6 місяців по 8 годин щодня. Для обслуговування агрегату необхідно задіяти три особи. У дослідженні нами закладалося, що родина фермера самостійно здійснює обслуговування брикетувального агрегату, що дозволило отримати додатковий дохід за рахунок самостійного працевлаштування. Але у разі потреби або у випадку розширення діяльності, фермер може використовувати працю найманих працівників.

Після 6 місяців переробки власної соломи та відходів деревини передбачається закуповування додаткової сировини від сусідніх фермерських господарств. Таким чином брикетувальний агрегат можна застосовувати для процесу брикетування протягом всього року.

Популяризація і реклама. Новітні технічні рішення, що застосовуються у фермерському господарстві М. Віта широко висвітлювалися й зараз висвітлюються у діяльності Служб сільськогосподарського дорадництва Малопольського воєводства.

Цей приклад неодноразово презентувався серед фермерів та інших виробників сільськогосподарської продукції на різного типу виставках, конференціях та семінарах, що проводилися у сільрадах та райрадах воєводства.

Крім того, цей цікавий досвід кілька разів висвітлювався у загальнодержавних та місцевих засобах масової інформації.

8.4. Висновки до розділу

1. Найбільш ефективним впровадження ВДЕ є для сільськогосподарських територій, де щільність енергії, що може бути отримана з відновлюваних джерел, відповідає енергетичним потребам.
2. Комплексне використання ВДЕ з врахуванням особливостей кожного з них дозволяє ефективно використовувати переваги кожного з видів і відповідно зменшувати вплив їх недоліків. Використання математичного моделювання дозволяє оптимізувати проекти складних систем з декількома видами ВДЕ й робить їх екологічно й економічно виправданими.
3. Найвищу еколого-економічну ефективність використання теплові насоси мають у агротехнологічних процесах при використанні у двонаправленому режимі підігріву та охолодження.
4. Автономне енергопостачання ефективне і можливе лише за рахунок комплексного використання ВДЕ.
5. Об'єднання теплозабезпечуючого обладнання у єдину систему, що управляється центральним мікроконтролером дозволяє оптимізувати роботу всіх систем та підвищити її ефективність. Це дозволяє зменшити планову потужність кожного з видів обладнання, що суттєво впливає на загальну вартість проекту.
6. Для віддалених від традиційних джерел енергії фермерських господарствах доцільне використання автономних енергосистем ВДЕ.
7. При розрахунках вартості екологічних проектів отримання енергії з ВДЕ слід враховувати як вартість обладнання й монтажу, так й експлуатаційні витрати та екологічні переваги.
8. Крім економічних комплексні проекти з впрвадження ВДЕ мають екологічні переваги: зменшення емісії CO_2; утилізація гною свиней та ВРХ, посліду птиці з одночасним отриманням високоякісного органічного добрива; використання непридатних сільськогосподарських ґрунтів для вирощування енергетичних культур; використання відходів рослинництва для виготовлення брикетів; отримання екологічно чистої продукції.

8.5. Питання до розділу

1. Чому використання ВДЕ найбільш перспективне у сільських територіях?
2. Назвіть приклади використання теплових насосів у сільському господарстві та переробній промисловості.
3. Які переваги має комплексне використання ВДЕ?
4. За якими принципами складається алгоритм оптимізації системи теплозабезпечення?
5. Які пристрої можуть входити у систему комплексного теплозабезпечення?
6. Які пристрої можуть входити у систему комплексного забезпечення електроенергією?
7. Які дані враховуються при розрахунку параметрів комплексної системи енергопостачання?
8. Наведіть приклади комплексного використання ВДЕ для теплозабезпечення.
9. Наведіть приклади комплексного використання ВДЕ для забезпечення електроенергією

IX ДОДАТКИ

Фотографії лабораторії ВДЕ у об'єднані шкіл електричних, м. Краків



Рис. 9.1. Прилади теплопостачання відновлюваної енергії: тепловий насос, геліосистема, турбокамін



Рис. 9.2. Стенд для дослідження фотобатареї



Рис. 9.3. Монтажна лабораторія з геліоколекторами та малої вітровою установкою

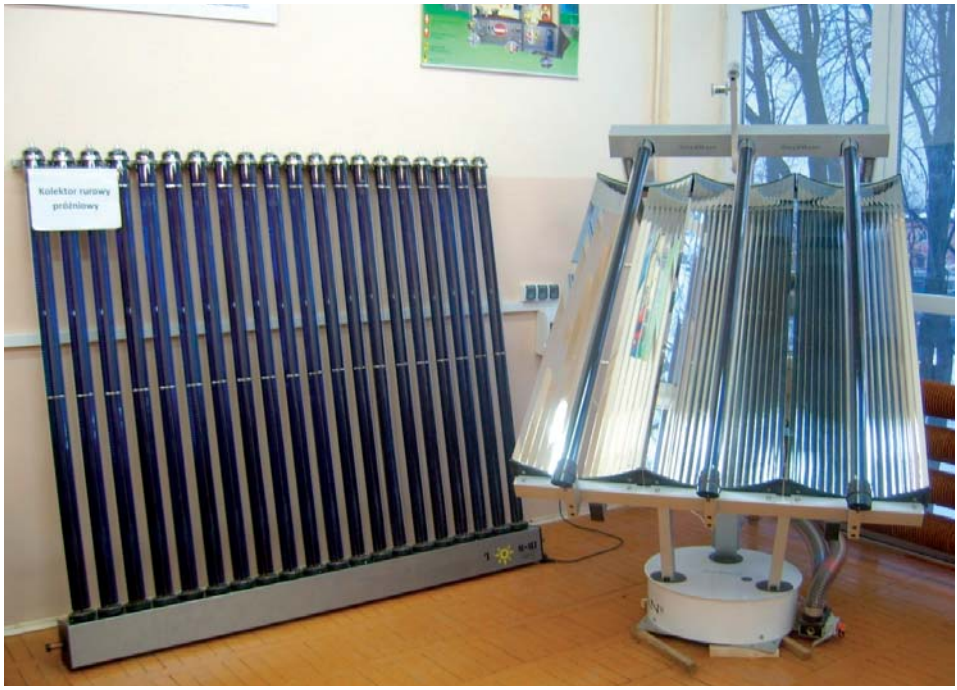


Рис. 9.4. Вакуумний трубчастий та поворотний концентруючий сонячні колектори

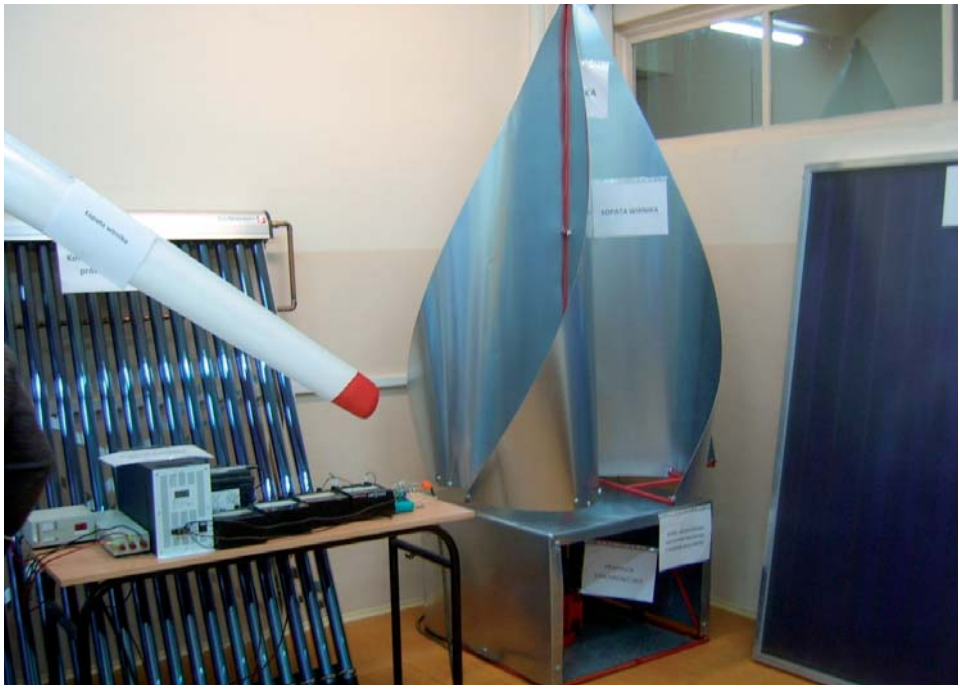


Рис. 9.5. Монтажна лабораторія з МВЕУ з вертикальною віссю обертання



Рис. 9.6. Сонячні колектори та фотобатарея

Фотографії лабораторії ВДЕ Полтавської державної аграрної академії



Рис. 9.7. Стійка управління системою теплозабезпечення від ВДЕ

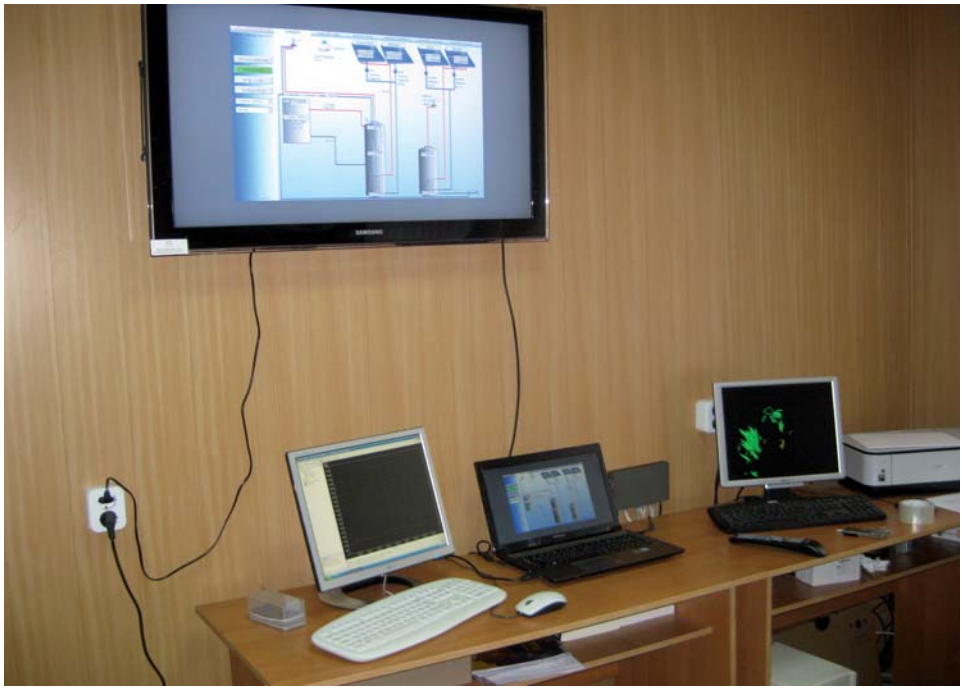


Рис. 9.8. Мнемосхема системи теплозабезпечення від ВДЕ



Рис. 9.9. Тепловий насос «повітря – вода»



Рис. 9.10. Сонячні колектори комплексної системи теплозабезпечення гуртожитку ПДАА

IX ЛІТЕРАТУРА

1. Ochrona Środowiska – Ekorozwój w gminie – Racjonalna gospodarka energetyczna – Tadeusz Bachleda-Curuś FRSiPL Kraków 2000
2. Seminarium „Gospodarcze sposoby wykonywania solarnych systemów do podgrzewania ciepłej wody użytkowej, doświadczenia austriackie i polskie", EC BREC Warszawa 7 maja 2004
3. A. Chwaleba, B. Moeschke, G. Płoszajski: „Elektronika" WSiP Warszawa 1999, s. 434-445
4. B. Pióro, M. Pióro: „Podstawy elektroniki" s. 135, 136 WSiP 1994
5. D. Laudyn, M. Pawlik, F. Strzelczyk: „Elektrownie" WNT 1990, s. 589-592, s. 407-408, s. 416-419
6. GLOBEnergia kwartalnik – rok 2006/07/08 (wybrane dane cytowane w książce)
7. W. Bujakowski: „Czasopismo techniczne" TKT-OKTT Nr 58-63, Kraków 2000
8. M. i J. Gajda: „Projekt techniczny MEW OLCZA" BIWiOŚ 1998
9. Seminarium targowe „Energia odnawialna – wykorzystanie biomasy w Polsce" P. Kowalik, s. 19, 21, 23, 24-26
10. S. Plewa: „Rozkład parametrów geotermalnych na obszarze Polski" Kraków 1994 CPPGSMiE PAN
11. Materiały konferencyjne „Energia odnawialna w ochronie środowiska" Kraków 2004
12. A. Grzybek, P. Gradziuk, K. Kowalczyk „Słoma energetyczne paliwo" Wydawnictwo: Wieś Jutra 2001
13. W. Nowak: „Wymiana ciepła i odnawialne źródła energii" HTRSE 2005
14. W. Bujakowski: „Projekty geotermalne w Polsce" TPGGiG 4-5/99
15. R. Ney, J. Sokołowski 1987, Nauka Polska Nr 6
16. PAN „Geotermia źródło energii przyjaznej środowisku" IGSMiE – LG/ WFOŚiGW, Kraków 1999
17. W. Bujakowski pr. zb.: „Energia geotermalna świat – Polska – środowisko" Wyd. IGSMiE PAN Kraków 2000
18. S. Cegielski: „Niekonwencjonalne źródła energii" – 2000
19. W. Zalewski „Pompy ciepła podstawy teoretyczne i przykłady zastosowania P.K. Kraków 1995
20. Seminarium targowe „Elektro-Energy 2003", „Kierunki rozwoju wykorzystania biomasy na cele energetyczne" A. Grzybek, P. Gradziuk, s. 35, 46, 47
21. „Poradnik inżyniera mechanika" Praca zbiorowa WNT 1991

22. „Pompy ciepła” Stiebel Eltron Polska sp. z o. o. Warszawa
23. Stanisław Nagy, Ludwik Zawisza „Jak korzystać z ciepła wód termalnych” Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków GlobEnergy 2004 nr 1
24. Miesięcznik „Czysta Energia” 2006/07/08 (wybrane dane cytowane w książce)
25. Volker Quaschning- „Regenetrative Energiesysteme Technologie-Berechnung-Simulation-Hanser Drezno 2006
26. Bundesministerium furUmwelt, Naturschutz und Raektorsicherheit, 04.2006
27. www.fundacjarozwoju.szczecin.pl – Władysław Nowak, dr inż. Aleksander Stachel
28. Ustawa o energiach odnawialnych (EEG) z dnia 25.02.2000 Źródło Parlament Federalny Niemiec
29 EurObserv’er Parsi – France partner Instytutu Energetyki Odnawialnej w Warszawie 2007
30. Materiały z konferencji OŹE – Grudziądz 2006 – wykład: Jacek Zimny
31. www.hewalex.pl
32. www.mawor.pl
33. www.solar-pro.pl
34. www.vestas.com
35. www.zaber.com.pl
36. www.solaris.polbox.pl
37. www.shell.com/solar
38. www.InsBud.net
39. www.viessmann.pl
40. www.ekoenergia.pl
41. www.elektron.pl
42. www.paradigma.pl
43. www.vatra.pl
44. www.metalerg.pl
45. www.verner.com.pl
46. www.merkury.win.pl
47. www.ces.com.pl
48. www.apricus.com
49. www.kmiue.imir.agh.edu.pl
50. www.hkslazar.pl
51. www.watt.pl
52. www.hubomag.pl
53. www.pro-2.net
54. www.zipromis.com.pl
55. www.pimr.poznan.pl
56. www.wso.wroc.pl
57. www.bachus.com.pl
59. www.zewdsa.com.pl
60. www.solina.pl
61. www. mew.pl
62. www.zuber.xlnet.pl
63. www.makroterm.ik.pl

64. www.zeneris.com
65. www.mpwik.krakow.pl
66. www.gdansk.pl
68. www.vpivienna.org
69. www.kolektory.poleko.pl
70. www.ekologika.com.pl
71. www.wiedog.webpark.pl
72. www.polbox.com
73. www.ieo.pl.
74. www.ipieo.pl
75. www.lex.pl
76. Konferencja OŹE w ZSE nr 1 – Kraków 26.10.2007 – wykład Ryszard Ciach
77. Górecki Wojciech (red.) – Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim. Kraków 2006
78. Mariusz-Orion Jędrysek – Ministerstwo Środowiska – Wybrane zagadnienia z zakresu OŻE (07. 2007)
79. www.phonix.com.pl
80. Rzeczpospolita 14.10.2007, 21.03.2008, 25.03.2008, 23.08.2008, 16.09.2009, 18.09.2009
81. www.ipieo.com.pl
82. Konferencja z udziałem Ryszarda Tytko w SOLARWATT – Drezno – 05.09.2007
83. www.sorel.com.pl
84. www.zsel1.krakow.pl
85. Tomasz Fiszer – AGH Kraków – X Konferencja Naukowo-Techniczna 16-17.03.2005
86. „Fszination Solartechnik" – Werner Lehnert – Lemo-Solar (R) Bad Rappenau 2005
87. „Solare Stromversorgung" – Heinz Ladener – Okobuch 2004
88. „Solaranlagen" – Heinz Ladener, Frank Spate 2004
89. Halina Lorenc – mapa wietrzności IMGW – Warszawa 2005
90. Elżbieta Goźlińska – Maszyny elektryczne WSiP 1995
91. Zdjęcia wykonane w czasie realizacji „Projektu edukacyjnego": Kraków 20.10.2007
92. www.geotermia.grudziadz.com.pl
93. www.barzyk.pl
94. www.uniwag-spolmot.com.pl.
95. www.biodiesel.org.pl
96. www.biogazownie.pl
97. www.biomasa.pl
98. www.pigeo.pl
99. Zestaw ćwiczeń laboratoryjnych – Piotr Zajger ZSE nr1 Kraków 20.10.2007
100. Wyniki badań układów fotowoltaicznych w laboratorium OŹE w ZSE nr 1 w roku 2008 – Dawid Placha
101. www.fzpep.com.pl
102. www.elektr.wiatrowe.org.pl
103. www.gus-rocznik statystyczny:2006,2007,2008,2009,2010.pl

104. www.visventi.org.pl
105. www.poldanor.com.pl
106. „Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym" – Lubośny Zbigniew WNT 2005
107. „Kolektory słoneczne, pompy ciepła na tak" – Praca zbiorowa pod redakcją Mirosława Zawadzkiego 2003 r.
108. Materiały z konferencji OZE w ZSE nr 1 26.10.2007
109. www.wikipedia.pl
110. Newsweek Polska nr 2/2008
111. Łączy nas ekorozwój i kultura – PKE – Okręg Mazowiecki Zbigniew T. Grzegorzewski wraz z zespołem
112. www.termosolar.com
113. http://www.poop.pl/ www.elhurtklima.com.pl
114. www.mustek.com
115. Dziennik nr 23.01.2008
116. Witold M Lewandowski „Proekologiczne odnawialne źródła energii", WNT 2007
117. www.uniwag-spolmot.com.pl
118. „Ocena stanu i perspektyw produkcji krajowej urządzeń dla energetyki odnawialnej" – Warszawa – sierpień 2007 – Instytut Energetyki Odnawialnej EC BREC – praca zbiorowa pod kierunkiem Grzegorza Wiśniewskiego
119. Biuletyn Energetyka polska w 2006 r. – Ministerstwo Gospodarki, ARE SA. Warszawa maj 2007
120. www.kolektory.biz
121. www.eko-technika.eu
122. Stowarzyszenie Gmin Polska Sieć „Energie Cites" OŹE w Małopolsce, Kraków 2007
123. Konferencja dotycząca OŹE – Małopolski Ośrodek Doradztwa Rolniczego Karniowice 12.03.2008
124. Konferencja – Targi OŹE – ENEX – Kielce 2008
125. www.biopaliwa.pl
126. www.elektrownie.tanio.net – Xinxin Polska – Elektrownie Wiatrowe
127. www.ogrzewnictwo.pl
128. www.drewno.pl
129. www.pellets.pl
130. www.tesmar.com.pl
131. www.delgreen.pl
132. Wojciech Górecki, „Wody Geotermalne Polski", AGH Kraków 2008
133. www.fonko.pl
134. Gogół W. „Konwersja termiczna energii promieniowania słonecznego w warunkach krajowych. Ekspertyza Komitetu Termodynamiki i Spalania PAN. Warszawa, ofi cyna wydawnicza Politechniki Warszawskiej 1993
135. www.sunex.pl/kos.htm
136. Wyniki badań układów solarnych w laboratorium OŹE w ZSE nr 1 w roku 2008 – Dawid Placha
137. Jerzy Kubowski – www.ekolagia.com
138. forum.gkw.katowice.pl

139. www.ogniwa paliwowe.com
140. www.przegląd techniczny.pl Zygmunt Jazukiewicz.
141. www.elektronika2b.pl – Jacek Dębowski
142. www.komunikacja.krakow.pl
143. Marek Łukasz Michalski – Koszt budowy i eksploatacji elektrowni i elektrociepłowni wykorzystujących biomasę-Gigawat-Energia 09.12.2006
144. www.energia.pl
145. www.geotermia.podhalanskasa.pl
146. Stanisław M. Pietraszko, Grądzki M. System fotowoltaiczny dołączony do sieci energetycznej w Gminie Warszawa-Wawer. Sympozjum: Techniczne, Ekologiczne i Ekonomiczne Aspekty Energetyki Odnawialnej 19-20.10.2001 Warszawa
147. Stanisław M. Pietraszko: Ogniwa i systemy fotowoltaiczne, 2000 Fotowoltaika Polska PVPL
148. Magdalena Rogulska „Stan obecny i kierunki rozwoju energetycznego wykorzystania biomasy w Polsce" referat z konferencji „Zrównoważone systemy energetyczne" 12-14.10.2005 Zakopane
149. Ewa Szweda, analityk Open Finance „Manager magazin" 9(44) 09.2008
150. Grzegorzewski Z.T. Znaczenie obowiązujących norm i aktów prawnych w rozwoju sektora energetyki słonecznej X Konferencja Naukowo-Techniczna, Ogólnopolskie Forum Odnawialnych Źródeł Energii,Warszawa 29-31.03.2004, Energetyka słoneczna 2004
151. Krzysztof Żmijewski – referat Urząd Regulacji Energetyki nr 2 marzec 2008
152. Dubas J.W., Kotowski W., Tomczyk A.; „Wierzba energetyczna – uprawa i technologia przetwarzania", Wydawca Wyższa Szkoła Ekonomii i Administracji w Bytomiu, Bytom 2004
153. Kowalik P., Wichowski R.; Przykłady wykorzystania somy i drewna do celów grzewczych w skali osiedla wiejskiego w Polsce północnej. The 6th Polish-Danish works hop on Biomass for Energy, 1999 s. 1-
154. Biomasa i biopaliwa. Zasoby i wykorzystanie w energetyce. Polska 2004, Wydawnictwo GEA Warszawa 2004
155. Janina Molenda – „Ogniwa paliwowe" – Wydział Inżynierii Materiałowej i Ceramiki AGH- wykład AGH 5.09.2008
156. Piotr Tomczyk – „Akumulatory i Ogniwa Paliwowe" Wydział Paliw i Energii AGH – wykład 5.09.2008
157. Elektrownie Szczytowo-Pompowe S.A. Towarzystwo Elektrowni Wodnych Biuletyn Targowy, Targi Eko Energia 1996
158. Gołębiowski S., Krzemień Z.; Przewodnik inwestora małej elektrowni wodnej, Biblioteka Fundacji Poszanowania Energii, Fundacja Poszanowania Energii, Warszawa 1998
159. Schemat instalacji c.o. i c.w.u. dla domu jednorodzinnego wykonany przez biuro projektowe Z500 z Warszawy
160. Opracowanie KGHM Polska Miedź rok 2008 – Elektrownie wiatrowe
161. Raport Ministerstwa Gospodarki z dn. 02.04.2008
162. Smolec W. „Fototermiczna konwersja energii słonecznej" Warszawa, PWN 2000
163. Agencja Rynku Energii S.A. Warszawa ul. Borowiecka 3
164. Towarowa Giełda Energii S.A. – biuletyn informacyjny
165. Polskie Sieci Energetyczne – Operator – raport 2007

166. www.sunnylife.pl
167. www.upload.wikimedia.org
168. www.elektro.info.pl
169. www.modernhome.pl
170. www.inhabitat.com
171. www.rms.com.pl
172. Raport Europejskiej Rady Energii Odnawialnej (EREC) i Greenpeace Jnternational, Bruksela 25.01.2007
173. Zimny Jacek, Odnawialne źródła energii. Mała energetyka wodna; www.kmiue.imir.agh.udu.pl
174. www.eco-schubert.pl
175. Gerd Eisenbeifi Niemiecki Instytut Badawczy do spraw Lotnictwa i Lotów Kosmicznych (DLR) programem w dziedzinie energetyki
176. www.energia.org.pl
177. Aleksandra Skarzynska Materiały: ABB www.medium.pl
178. Refleksowo-próżniowy kolektor słoneczny firmy Elfron
179. www.plenergia.pl
180. www.gus.pl rocznik statystyczny 2007, 2008
181. www.skyscrapercity.com
182. www.płońsk
183. ure.gov.pl
184. www.designnews.pl
185. wszystko o handlu.pl Maciej Cybulski
186. www.frosta.pl
187. www.tesco.pl/ekologia/zdzieszowice
188. J. Ropcke; Sonne, Wind & Warme, 46, 10, 2007
189. Gigawat Energia/Włodzimierz Kotowski, Eduard Konopka 07.07.2008 23:28
190. www.a-wind.pl
191. www.komfort-group.pl
192. www.ozee.kape.gov.pl
193. www.zewroznow.pl/images
194. www.elektownie-wiatrowe.org.pl
195. www.images.energieportal24.de
196. www.neon.new.pl
197. www.elfran.com.pl
198. www.sonnenkraft.com
199. www.nasa.gov
200. www.warfarma.pl Pol-Mot
201. www.aeroenergetyka.pl
202. www.cibet.com.pl
203. www.rms.com.pl
204. www.elektrownie-wiatrowe.waw.pl
205. www.info-ogrzewanie.pl
206. www.awers-web.pl
207. Stanisław M. Pietruszko Centrum Fotowoltaiki Politechnika Warszawska „Stanowisko polskiej społeczności fotowoltaiki w sprawie projektu „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”

208. Aleksander Żurek Rybnik
209. ecopol-system.pl
210. www.Hoval.pl
211. www.Danfoss.com
212. www.bikeorient.pl
213. www.ces.com.pl
214. Stanisław Bolkowski „Elektrotechnika" WSiP Warszawa 1993
215. Wtold Kotlarski, Jerzy Grad „Aparaty i urządzenia elektryczne" WSiP 1997
216. Witold Jabłoński, Grzegorz Poszajski „Elektrotechnika z automatyką" WSiP 1999
217. Zbigniew Stein „Maszyny i napęd elektryczny" WSiP 1989
218. Dziennik Gazeta Prawna 18.11.2009
219. www.kotły.pl
220. www.biowar.com.pl
221. www.renewableenergyworld.com
222. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23.04.2009
223. www.concentrix-solar.de
224. www.ogniwa-paliwowe.orh.org
225. www.uniterm.pl
226. www.frisko.com.pl
227. www.geox-gmbh.de
228. Ryszard Kozłowski wykład 15.11.2008. Kalisz
229. www.woith.pl
230. www.ho.haslo.pl
231. www.capstoneturbine.com
232. www.asf-green-energy.pl
233. www.opasolar.com
234. H.Sagolla, W. Mьller – Produktionsprozessse und Fertigung von PV-Modulen
235. Szlachta J. 2006. Opłacalności produkcji biopaliwa z rzepaku na przykładzie agrorafi nerii „Jawrol". Inżynieria Rolnicza. Nr 11 (86). s. 463-469
236. www.pigo.org.pl
237. www.komel.katowice.pl
238. Nasz Dziennik 07.01.2010
239. www.ekkon.eu
240. Władysław Nowak, Aleksander Andrzej Stachel, Aleksandra Borsukiewicz-Gozdur, „Zastosowania Odnawialnych Źródeł Energii", Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie 2008
241. www.ewz.pl
242. Kosiński J., Zdulski W.: Energetyka wodna – stan obecny, perspektywy rozwoju, ekologia. konferencja „Energia odnawialna w Polsce i w Niemczech", 26–27.05.2003, Łódź
243. Zagórski Marcin, Biogazownia ma być rentowna, Czysta Energia, styczeń 2010
244. Institut für Energetik und Umwelt GmbH we współpracy z Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft Institut für Technologie und Biosystemtechnik (Instytut Technologii i Biotechniki) Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. Tłumaczenie: EC BREC IEO, Warszawa 2009

245. Zbigniew Muras, Departament Przedsiębiorstw Energetycznych, Urząd Regulacji Energetyki Energetyka odnawialna i Kogeneracja, Czysta Energia, styczeń 2010
246. Katarzyna Janczur, Zbigniew Szymandera, Aufwind Schmack Nowa Energia, Poznań Efekt ekologiczny biogazowni rolniczej, Czysta Energia, styczeń 2010
247. Henryk Majchrzak Departament Energetyki, Ministerstwo Gospodarki, OZE w świetle zmian w Prawie energetycznym, Czysta Energia, styczeń 2010
248. Nowy Przemysł 29.01.2010
249. Ewa Klugmann-Radziemska, Politechnika Gdańska, Koszty inwestycyjne instalacji fotowoltaicznych Czysta Energia, styczeń 2010
250. Wiśniewski G. (red.), Curkowski A., Mroczkowski P., Oniszk-Popławska A., Zowsik M. 2010. „Przewodnik dla inwestorów zainteresowanych budową biogazowni rolniczych". Warszawa, in Press
251. Przykłady obliczeniowe Biogaz Inwest, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2011
252. Analiza porównawcza opłacalności ekonomicznej biogazowni rolniczej i utylizacyjnej. Andrzej Curkowski, Anna Oniszk-Popławska, Instytut Energetyki Odnawialnej
253. Andrzej Curkowski. Przemysław Mroczkowski Poradnik biogazowy Mazowiecka Agencja Energetyczna, Instytut Energetyki Odnawialnej
254. www.aleo-solar.de
255. www. opasolar.pl/a-sun.html
256. www.ecotechnologies.pl
257. www.schottsolar.co
258. www.azurspace.com
259. www.cythelia.fr/images/fi le/membranes/Brochure_evalon-solar
260. Willi Kirchensteiner „ Informationsmaterial zum Modul Solarthermie 1", 2010 by Bildungszentrum für Solartechnik der LH München, 2011
261. Willi Kirchensteiner „ Informationsmaterial zum Modul Solarthermie 2", 2010 by Bildungszentrum für Solartechnik der LH München, 2011
262. Willi Kirchensteiner „Lösungen zu den Arbeitsblättern zum Modul Solarthermie 1", 2010 by Bildungszent rum für Solartechnik der LH München, 2011
263. Willi Kirchensteiner „Worksheets for Photovoltaics Module 1", 2010 by Bildungszentrum für Solartechnik der LH München, 2011
264. Willi Kirchensteiner „Worksheet Solutions for Photovoltaics Module 1" ©2010 by Bildungszentrum für Solartech nik der LH München, 2011
265. Willi Kirchensteiner „Informationsmaterial zum Modul Photovoltaic 2" ©2010 by Bildungszentrum für Solar technik der LH München, 2011
266. www.swt.bg/docs/PV-Therm_160
267. www.sma.de/en/products/off-grid-inverters/sunny-island-charger-50.html
268. www.xantrex.com/power-products/power-inverters/prosine.aspx
269. www.sma-america.com
270. www.ecosolar.pl
271. www.opasolar.pl
272. www.immergas.com
273. www.solarventi.co.uk
274. A. Kaczmarczyk – Wybrane wyniki badań małej elektrowni wiatrowej, referat przedstawiony w dn. 19.05.2011, UP Kraków

275. www.rehart-group.de
276. www.dobraenergia.info/page8.php
277. Eugeniusz Frąckowiak augeniusz.frackowiak@gmail.com EOL
278. www.euronom.pl
279. www.zamer.com.pl
280. www.si-tech.pl
281. Willi Kirchensteiner „Informationsmaterial zum Modul Photovoltaic 2" 2010 by Bildungszentrum für Solar technik der LH München
282. Jacek Zimny „Odnawialne źródła energii w budownictwie niskoenergetycznym", WNT Kraków-Warszawa, 2010
283. www.TQD.com.pl
284. Krzysztof Kempkiewicz: Badania wpływu wybranych parametrów termofi zycznych na efektywność energetyczną sprężarkowych pomp ciepła małej mocy, rozprawa doktorska wykonana w Katedrze Energetyki Rolniczej pod kierunkiem Jacka Zimnego AR Kraków – 1999
285. Magdalena Rogulska „Stan obecny i kierunki rozwoju energetycznego wykorzystania biomasy w Polsce" referat z konferencji „Zrównoważone systemy energetyczne" 12-14.10.2005 Zakopane
286. Skupiński J.: Zastosowanie pomp ciepła „Hibernatus" w mleczarstwie przemysłowym, Chłodnictwo, nr 7, 1997
287. Tymiński J.: Spojrzenie na energetyzację i elektryfi kację rolnictwa w perspektywie XXI wieku. Prace Naukowo-Badawcze nr 2, Instytut Budownictwa, Mechanizacji i Elektryfi kacji Rolnictwa, Warszawa 1997
288. Wesołowski A.: Wykorzystanie ciepła odpadowego w urządzeniu do chłodzenia mleka. Chłodnictwo, nr 2, 1985
289. Zimny J., Kempkiewicz K, Knaga J., Skupiński J.: Zastosowanie pomp ciepła w obiektach rolniczych, V Konferencja Naukowo-Techniczna „Ogólnopolskie Forum Odnawialnych Źródeł Energii – 98", Gdańsk, 1998
290. Jan Cebula, Ludwik Latocha „Analiza pracy małej biogazowi rolniczej we wsi Studzianka", materiały z konferencji – Kazimierz Dolny 2010
291. Zdzisław Ginalski Analiza techniczno-ekonomiczna technologii fermentacji metanowej w skojarzonej Kogeneracji rozproszonej" CDR Radom, 2010
294. Ewa Klugmann-Radziemska Fotowoltaika w teorii i praktyce bte 2010
295. Mariusz T. Sarniak Podstawy fotowoltaiki Oficyna wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2008
296. Tomasz Boczor „Energetyka wiatrowa-aktualne możliwości wykorzystania" Wydawnictwo Pomiary Automatyka Kontrola, 2008
297. R. Tytko, W. Kalinchenko „Odnawialne źródła energii" Warszawa, Kraków, Połtawa, język ukraiński, 2010
298. Andrzej Curkowski, Anna Oniszek-Popławska, Przemysław Mroczkowski, Magdalena Zowsik, Grzegorz Wiśniewski „Poradnik dla inwestorów zainteresowanych budową biogazowi rolniczych" IEO Warszawa marzec 2011
299. www.zielonaenergia.eco.pl
300. Franciszek Wolańczyk „Jak wykorzystać darmową energię", Wydawnictwo KaBe, Krosno, 2011
301. Józef Paska „Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła", Oficyna wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2010

302. Ireneusz Soliński, Jacek Ostrowski, Bartosz Soliński „Energetyka wiatru – komputerowy system monitoringu" AGH Kraków, 2010
303. Jerzy Sanetra „Efekt fotowoltaiczny w organicznych ogniwach słonecznych – wybrane zagadnienia". Politechnika Krakowska 2006
304. Andrzej Flaga „Inżynieria wiatrowa – podstawy i zastosowanie" Arkady 2008
305. Jan Gronowicz „Niekonwencjonalne źródła energii" Instytut Technologii PIB, Radom – Poznań 2010
306. Józef Szlachta „Niekonwencjonalne źródła energii" Akademia Rolnicza Wrocław 2010
307. www.elektroonline.pl
308. www.thermikiexpress.gr
309. www.geco.pl
310. www.kolektory.com.pl
311. www.ekoenergia.polska-droga.pl
312. www.fl icker.com
313. Zdjęcie przedstawiające plantację wierzby energetycznej w Łuczycach u R. Prusaka
314. www.mpo.krakow.pl/barycz
315. www.MEFA Befestigungs-u.Montagesysteme GmbH
316. www.ensol.pl
317. www.ToKoEkoEnergo.com
318. www.rolmet.pl
319. http://news.bbc.co.uk/ 1/hi/england/devon/2992996.stm
320. http://www.marineturbines.com/home.htm
321. http://www.sofit.com.ua/articles/tehnologii_i_prukladu_vukorustannya_energii_svitovogo_okeany/
322. http://www.morinfocenter.ru/res.asp.
323. http://krok- 1.com.ua/development/blacksea.html
324. http://my.fit.edu/~swood/OE_topic.html
325. http://hmsc.oregonstate.edu/waveenergy/
326. http://www.reuk.co.uk/Oyster-Wave-Power.htm
327. http://www.greenparty.ua/news/news_23662.html
328. www.windpowerengineering.com
329. http://aenergy.ru/vetrogenerator
330. http://kaanubis.blogspot.com
331. Неисчерпаемая энергия. Кн. 1. Ветроелектрогенераторы/ В.С. Кривцов, А.М. Олейников, А.И. Яковлев. – Учебник, Харьков: Нац. Аэрокосм. Ун.-т «Харьковский авиационный институт», Севастополь: севст. Тех. Ун-т, 2003. – 400 с.
332. http://poisk.livejournal.com/441491.html
333. Ветроэнергетика/ Под ред. Д.Ренzo: Пер. с англ. под ред. Я.И. Шефтера. – М.: Энегоатомиздат, 1982. – 28 с.
334. Плеханов С. И., Наумов А.В. ВАТ НПП „КВАНТ". – 2010. – електронний ресурс [aenergy.ru]
335. http://analytic-info.net/analytics/inventions/detail.php?element_id=8610]
336. http://solar.atmosfera.ua/ua/about
337. http://ua-energy.org/post/11512

338. Солома как альтернативное топливо. Общественная организация «Летавица», Донецк-2008.
339. Кулик М.І., Слинько О.П. Рослинництво, як енергетичний потенціал країни// Наукові праці ПДАА «Енергозбереження та альтернативні джерела енергії: проблеми і шляхи їх вирішення» Том 7 (26), Полтава: ПДАА, 2010 – С. 24-32.
340. Роїк М.В., Курило В.Л., Гументик М.Я., Квак В.М. Енергетичні культури для виробництва біопалива//Наукові праці ПДАА «Енергозбереження та альтернативні джерела енергії: проблеми і шляхи їх вирішення» Том 7 (26), Полтава: ПДАА, 2010 – С. 12 – 17.
341. Новітні технології біоенергоконверсії: Монографія/ Я.Б. Блюм, Г.Г. Плетуха, І.П. Григорюк, В.О. Дубровін, А.І.Ємець, Г.М. Забарний та інші – К: «Аграр Медіа Груп», 2010. – 326 с.
342. Біопалива: Технології, машини, обладнання/ В.О. Дубровін, М.О. Корчемний, І.П. Масло та інші – К.: ЦТІ «Енергетика і електрифікація», 2004. – 256 с.
343. Аким Э.Л. Махотина Л.Г. Водорастворимые клеи-расплавы для производства целлюлозных композиционных материалов, легко подвергающихся вторичной переработке//Целлюлоза,бумага,картон,1998,N5-6.-С.18-20.
344. Залізна Т. А., Гелетуха Г. Г. Огляд сучасних технологій газифікації біомаси//промислова теплотехніка, – До: ИНТП НАН України. – т. 28, №2.
345. Гелетуха Г. Г., Залізна Т.А. Огляд технологий газифікації біомаси// Экотехнологии і энергозбережение. – 1998. – № 2, с. 21-29.
346. alternativenergy.ru
347. Г.Г. Гелетуха, Ю.Б. Матвеев, К.А. Копейкин Потенциал сбора и утилизации свалочного газа в Украине. Институт технической теплофизики НАН Украины, НТЦ \'\'Биомасса\'\', г. Киев
348. http://www.abok.ru.
349. А. І. Шевцов, М. Г. Земляний, В. В. Вербинський Воднева енергетика: перспективи України (аналітичний матеріал) http://www.db.niss.gov.ua/docs/energy/194.htm
350. http://www.icp.ac.ru/
351. http://www.h2-gas.ru/poluchenie-vodoroda.php
352. Пономарев-Степной Н.Н., Столяревский А.Я. Атомно-водородная энергетика. Пути развития./,Энергия, – 2004, – №1, с.3-9
353. www.ruspred.ru
354. Воднева економіка та паливні комірки.//Громадська Рада України, – 2005
355. http://www.windsolardiy.com/index.php?option=com_content&view=frontpage&limitstart=100
356. ВСН 52-86. Норм проектування. Установки сонячного гарячого водопостачання. – М.: Госгражданстрой СРСР, 1987.
357. Г.С.Асланин. Проблематичность водорода в плане замещения нефти./ Энергетическая политика, вып.2, -2006, с. 42-51.].
358. http://www.minagro.gov.ua/
359. http://rosteplocom.ru/tn primenenie
360. Ю. С. Бут, Економічне обґрунтування адаптації країн європейського союзу до наслідків кліматичних змін. http://www.economy.nayka.com.ua/

361. Дідух Я. Екологічні аспекти глобальних змін клімату: причини, наслідки, дії, Вісник НАН України, 2009, № 2.
362. International Scientific Congress Climate Change: Global Risks, Challenges & Decisions – Synthesis Report, IARU International Alliance of Research Universities, University of Copenhagen, Copenhagen, 2009.
363. Impacts of Europe's changing climate -2008 indicator-based assessment. EEA Report No 4/2008, JRC Reference Report No JRC47756, EEA/JRC/WHO,2008
364. Greenhouse gas emission trends and projections in Europe 2009,EEA Report No 9/2009, EEA, Copenhagen, 2009.
365. Annual European Union greenhouse gas inventory 1990-2008 and inventory report 2010, EEA Technical report No 6/2010, EEA, Copenhagen, 2010
366. Офіційний сайт Інституту відновлюваної енергетики Національної академії наук України. http://www.ive.org.ua/
367. Сайт ligazakon.ua
368. Мхатарян Н.М. Энергетика нетрадиционных и возобновляемых источнков. Опыт и перспективы. – К.: Наукова думка, 2002. – 320 с.
369. http://naer.gov.ua/ru/vozobnovlyaemaya-energetika-1/geotermalna-energetika
370. http://www.rea.org.ua/i
371. http://www.solar.org.ua/
372. www.proelectro.info/
373. Офіційний сайт Міністерства промислової політики України eneco.com.ua/data/Галузева%20програма%20Мінпромполітики.doc
374. Офіційний сайт Інституту відновлювальних джерел енергії [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <www.ive.org.ua/atlas.htm>
375. Україна в цифрах за 2007 р. [Текст]: стат. щорічник/ за ред. О. Г. Осауленка; відп. за вип. В. А. Головко. – К.: Техніка, 2007. – 548 с.
376. Панов, В. А. Нафтогазові обрії України [Текст]/ В. А. Панов// Всеукраїнська технічна газета. – 2006. − № 175-176. – С. 4-5.
377. Підсумки роботи паливно енергетичного комплексу України за 2007 рік [Текст]// Енергетика та ринок. – 2008. − № 1(46). − С. 37-42.
378. Стратегія енергозбереження в Україні [Текст]: аналіт.-довід. матеріали/ за ред. В. А. Жовтянського, М. М. Кулика, Б. С. Стогнія. – К.: Академперіодика, 2006. – Т. 1. – 510 с.
379. Офіційний сайт Державного комітету статистики [Електронний ресурс]. − Режим доступу: <www.ukrstat.gov.ua>.
380. Офіційний сайт Кабінету Міністрів України [Електронний ресурс]. − Режим доступу: <www.kmu.gov.ua>.
381. http://esco-ecosys.narod.ru/2006_2/art123.html – електронний журнал енергосервісної компанії „Екологические системы"
382. Розен, В. Проблеми побудови паливно-енергетичного балансу (ПЕБ) України [Текст]/ В. Розен// Енергетика та електрифікація. – 2007. − № 12. – С. 69-71.
383. Сіденко, В. Відновлювальні джерела енергії: реалії та можливості [Текст]/ В. Сіденко// Економіка України. – 2008. – № 5(558). – С. 91-93.
384. Енергетична стратегія України на період до 2030 року.

385. Офіційний сайт Національного агентства України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів НАЕР [Електронний ресурс]. − Режим доступу <www.naer.gov.ua>
386. Сысоев М. Зелений Тариф в Україні//Дело, № 26, 22 лютого 2010. С.24-28.
387. Офіційний сайт Інституту технічної теплофізики НАН України: Електронний ресурс < www.ittf.kiev.ua/>
388. Офіційний сайт міністерства палива та енергетики України http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/article?art_id=93902&cat_id=35082
389. Енергоефективне село [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.energy-village.in.ua>.
390. Науково-технічний центр «Біомаса» http://www.biomass.kiev.ua
391. Міністерство аграрної політики. Потреби України у виробництві біопалива та їх обгрунтування. Київ, 2009. www.minagro.gov.ua/files/
392. Гелетуха Г.Г., Желєзна Т.А. Сучасний стан та перспективи розвитку біоенергетики в Україні.//Промислова теплотехніка.: Інститут технічної теплофізики – 2010. – т.32, №4 – С. 94 – 100.
393. Маляренко В.А. Енергетика і навколишнє середовище. – Харків: Видавництво САГА, – 2008 р. – 364 с.
394. http://tiseco.com.ua/content/view/146/22/
395. http://energomenedgment.com.ua/index.php?do=cat&category=2.-yenergeticheskij-potencial-ukrainy.
396. http://progress21.com.ua/ua/articles/SolarenergyinUkraine
397. Офіційний сайт Державного комітету з енергозбереження України http://www.necin.com.ua/energetika/energy_potency.htm
398. http://rus.newsru.ua/finance/02may2010/gajsyn.html
399. http://ecoclub.kiev.ua/index.php?go=Pages&in=view&id=122.
400. www.eximb.com
401. http://ocean-energy.ru/