МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

С.М. БАЛЮТА, Д.М. ЛЮЛЬКА, О.О. СЕРЬОГІН, О.О. ОСЬМАК

АЛЬТЕРНАТИВНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Реєстраційний номер
електронного навчального
видання у НМУ
34.140-2024

Київ НУХТ 2024

УДК 62.92:664 (075.8)

Рецензенти: ***М.З. Абдулін***, д-р техн. наук, проф. (Національний технічний університет України КПІ ім. Ігоря Сікорського), ***П'яних К.Є.***, д-р техн. наук, проф. (Інститут газу Національної академії наук України), ***Куєвда Ю.В.***, канд. техн. наук, доц. (кафедра електропостачання і енергоменеджменту, НУХТ).

Балюта С.М., Люлька Д.М., Серьогін О.О., Осьмак О.О. Альтернативні джерела енергії в системах електропостачання. Підручник. [Електронний ресурс]. –К.: НУХТ, 2024. –397 с.

ISBN 978-966-612-309-4

Розглянуто основні поняття, способи виробництва електричної енергії з сонячного випромінювання, новітні технології їх використання, енергетичний потенціал біомаси, гідроенергетики, вітрових електростанцій та інших відновлюваних джерел енергії, що мають важливе значення для енергетичної безпеки держави. Особлива увага приділяється питанням оптимізації альтернативних енергетичних процесів, та збереження енергетичних ресурсів держави.

Підручник розраховано для навчального процесу під час підготовки бакалаврів та магістрів за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» та інших споріднених спеціальностей.

Даний підручник стане в нагоді для аспірантів, наукових співробітників та широкого кола спеціалістів, які займаються питаннями ресурсозбереження, використанням відновлюваних джерел енергії в харчовій і переробній промисловості, а також в комунальному господарстві для автономного енергозабезпечення.

Рекомендовано Вченою радою
Національного університету харчових технологій
як підручник для здобувачів закладів вищої освіти
(*протокол №5 від 21 грудня 2023 р.*)

Подано в авторській редакції

УДК 62.92:664 (075.8)

© С.М. Балюта,
Д.М. Люлька,
О.О. Серьогін,
О.О. Осьмак, 2024
© НУХТ, 2024

ISBN 978-966-612-309-4

ВСТУП

В основі будь-яких енергетичних процесів, що відбуваються на Землі, лежить затратне перетворення енергії з одного виду в інший. На сьогодні енергетичні потреби людства покриваються за рахунок: нафти — на 35%, вугілля — на 23%, газу — на 21%, ядерного палива — на 7%. Ці енергетичні ресурси не відновлювані, оскільки їх неможливо використати повторно.

Більше того, за нинішніх темпів видобування рентабельних енергетичних ресурсів залишилося ненадовго: вугілля — десь на двісті років, газу, нафти та ядерного палива — на років сорок.

Поновлювані енергетичні ресурси (гідроенергія, сонячна та вітрова енергія тощо) складають у загальному балансі енергетичних витрат близько 14%, і можливості реального збільшення частки використання цих видів енергії досить обмежені.

В умовах різкого зменшення запасів традиційних видів палива, використання сонячної енергії, енергії біомаси та інших відновлюваних джерел енергії для виробництва твердих, рідких та газоподібних палив, теплової та електричної енергії набуває дуже важливого значення. З кожного квадратного метра поверхні Землі, можна отримати потік енергії близько 1 кВт, в агропромисловому комплексі збирати два врожаї, а саме: продовольчий та енергетичний з використанням біомаси обсягом до 30% від загального врожаю.

За допомогою механічних, хімічних, термічних, біологічних або комплексних технологічних процесів біомасу в умовах агропромислових підприємств на новітньому обладнанні трансформують у газове (біогаз), рідке (дизельне біопаливо та біоетанол) чи тверде (паливні брикети, гранули із соломи тощо) біопалива.

Згідно з вимогами Європейського Союзу (Директива 2020/30/ЄС від 8 травня 2020 р.) частка біологічних видів палива в структурі енергоспоживання ЄС до кінця 2025 року має скласти 6,75%.

У нашій країні актуальність цього напрямку господарювання окреслена Постановою Кабінету Міністрів України № 1774 від 22 грудня 2020 р. Економічно доцільний річний потенціал біомаси в Україні станом на 2020 р. оцінюється у 29 млн. т умовного палива на рік.

Основними складовими потенціалу є відходи сільськогосподарського виробництва та енергетичні культури. Шляхом залучення цього потенціалу до виробництва енергії можна задовольнити близько 13% потреб України в первинній енергії.

В останні роки реалізовано кілька міжнародних проектів, зокрема, у 2018…2019 рр. розроблено План дій з використання біомаси, що визначає загальні напрямки розвитку біоенергетики, ідентифікуючи наявні проблеми, та пропонує можливі шляхи їх вирішення. Цей план сформували в рамках Нідерландсько-Українського проекту «Біомаса та біопалива» (C-2O071IA85) Агентство SenterNovem, НТЦ «Біомаса» разом з науково-дослідними установами двох країн за підтримки Міністерства економіки Нідерландів та Міністерства аграрної політики України.

У 2020 році здійснено міжнародний проект ERA-ARD «Bioenergy in Ukrain — opportunities for rural development and influence on local communities (BioPLUs)», який дозволив узагальнити передовий досвід аграрних підприємств Польщі, Литви та України зі створення новітніх об'єктів біоенергетики, ефективного виробництва та використання біопалив, а також особливостей законодавчого забезпечення нової сфери діяльності агропромислового комплексу і переробної харчової промисловості.

Ефективність переробки відходів харчових виробництв в альтернативні джерела енергії, біомаси в енергетичну продукцію досягається лише за раціональних параметрів технологічних процесів і машин для АПК, що здійснюють конверсію біосировини. Кожен вид біомаси здатний редукувати широкий спектр різноманітних продуктів.

Наприклад, під час виробництва дизельного біопалива від переробки відходів насіння олійних культур (соломи, макухи та лузги) можна отримати

чимало речовин, які мають комерційну цінність. Навіть звичайне спалювання соломи у твердопаливних котлах дозволяє отримати теплоту та електроенергію , а попіл повертається у ґрунт як добриво.

Виробництво і застосування біогазу та супутніх з ним органічних добрив високої якості, що виробляються з ресурсів вторинної енергетичної сільськогосподарської біосировини, створюють також умови для утилізації на сучасному рівні всіх біологічних відходів агропромислового виробництва.

РОЗДІЛ 1
СПОСОБИ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ З СОНЯЧНОГО ВИПРОМІНЮВАННЯ

1.1. Стисла характеристика становлення сонячної енергетики.

Сонячна енергетика — напрям альтернативної енергетики, що заснований на безпосередньому використанні сонячного випромінювання для отримання енергії в будь-якому вигляді.

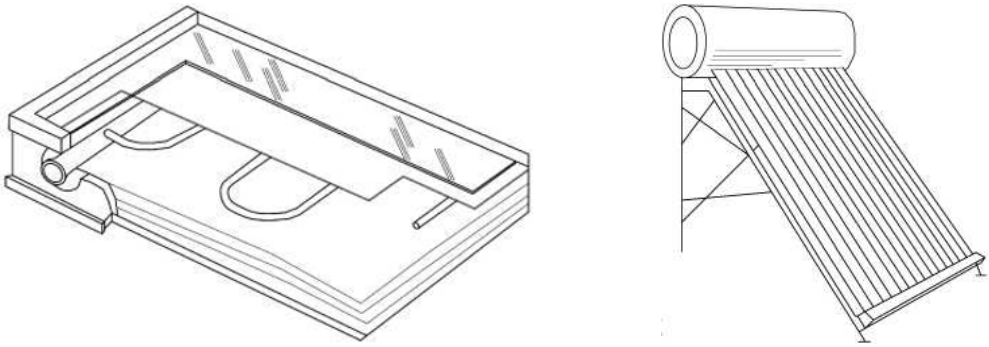
Енергія сонця безпечна для довкілля. Її можна виробляти до тих пір поки світитиме Сонце. Сонячне випромінювання доцільно використовувати для вироблення теплової та електричної енергії, що можна здійснювати на всій території України.

Станції, які працюють на сонячній енергії (геліостанції) (далі — СЕС), взагалі безшумні. Головним їх недоліком є те, що такі станції займають великі площі. Кожен 1 МВт потужності СЕС потребує щонайменше 1,5 га землі. Негативним також є те, що енергія виробляється не постійно. На сьогодні СЕС виробляють приблизно 4 % електроенергії, що припадає на всі відновлювальні джерела енергії у світі. Сонячна енергія перетворюється в електричну здебільшого шляхом використання фотоелектричних елементів.

Використовуючи енергію Сонця, можна частково забезпечити електроенергією мешканців приватного сектору (паралельно до роботи з електричною мережею). Для цього використовують фотоелектричні елементи, які розташовують на даху будинку.

Для вироблення тепла в приватних будинках в системі гарячого водопостачання можна застосовувати сонячні колектори (далі — СК). Сонячні колектори здатні нагрівати воду до 70 °С. Удень СК перетворює енергію Сонця в теплову, яка нагріває воду, що накопичується в теплоізольованих ємностях (баках-акумуляторах). Із баків-акумуляторів вода подається в систему гарячого водопостачання. СК встановлюються на даху будинку, а накопичувальну ємність

та допоміжне обладнання монтують в технічному приміщенні. Різновиди сонячних колекторів надано на рис. 1.1.



а б

Рисунок 1.1. Види сонячних колекторів:

а) плоский; б) вакуумний, із прямою передачею тепла воді

Експлуатаційні витрати на роботу системи гарячого водопостачання на базі СК мінімальні, адже електрична енергія витрачається тільки на роботу циркуляційного насоса. Наприклад, якщо потреби підприємства становлять 650 л/добу гарячої води, плоскі сонячні колектори повинні виробляти теплову енергію потягом року 8,7 МВт (7,5 Гкал). У такому разі для роботи циркуляційного насоса витрачається приблизно 180 кВт електричної енергії.

Сонячні фотоелектричні елементи (далі — ФЕ) безпосередньо перетворюють сонячне світло на електроенергію. У наш час на світовому ринку домінують кристалічний кремній (c-Si) і так звані тонко-плівкові технології (далі — ТП). В ФЕ-системах на основі кристалічного кремнію високої чистоти використано елементи, зібрані в модулі та електрично з’єднані. Тонко-плівкові технології ФЕ застосовуються для тонкого шару напівпровідникового матеріалу, який наноситься на скло, полімер або метал. ФЕ на основі кристалічного кремнію є найдавнішими і на сьогодні становлять домінуючу фотоелектричну технологію, що забезпечує приблизно 85…90 % ринку фотоелектрики.

Підприємства, що виробляють концентровану сонячну енергію (далі — КСЕ), використовують дзеркала для концентрування сонячного випромінювання

на приймач, який збирає та передає цю енергію до теплопровідної рідини, яку застосовують як для кінцевого використання, так і для генерування електричної енергії за допомогою звичайних парових турбін. Великі КСЕ-підприємства можуть бути оснащені системами акумулювання тепла для постачання теплової енергії споживачам та генерування електричної енергії вночі або у хмарний день.

Відомо чотири різновиди КСЕ-підприємств, а саме: з параболічним рефлектором, рефлектором Френеля, сонячною баштою та параболічним лотком, які відрізняються за конструкцією, конфігурацією дзеркал та приймачів, робочою рідиною для передавання енергії та наявністю або відсутністю теплового накопичувача. Перші три види здебільшого застосовуються на електростанціях із централізованим виробництвом електрики. Найтехнологічнішою є система, де використовується параболічний рефлектор. Сонячні параболічні лотки більш придатні для розподільного видобутку електроенергії. КСЕ-підприємства для функціонування потребують прямого сонячного випромінювання, тому їх застосовують у регіонах «сонячного поясу» — на 40° північніше та південніше від екватора.

Сонячні ФЕ-технології обирають, враховуючи початкові витрати, ефективність модуля та тарифи на електроенергію. У країнах, де сонячні ресурси значні, а тарифи на електроенергію високі, вартість електроенергії для населення, що виробляється фотоелектричними системами, та роздрібні ціни на неї співпадають. На малопотужних станціях місцем для встановлення фотоелементів можуть бути дахи будинків, якщо вони характеризуються значною опорною здатністю. Фотоелементи широко використовують і для автономного освітлення. Попит на них постійно зростає у зв’язку з розвитком технологій та зменшенням вартості обладнання.

1.2. Потенціал використання сонячної енергетики в Україні.

Середньорічна кількість сумарної енергії сонячного випромінювання, яка щорічно надходить на територію України, в північній частині України становить 1070 кВт·год/м^2 і 1400 кВт·год/м^2 і більше — в АР Крим. За інтенсивністю

сонячної радіації територію України умовно можна розділити на чотири зони. Фотоенергетичне обладнання можна ефективно використовувати протягом усього року, проте максимально ефективно — протягом семи місяців на рік — із квітня по жовтень.

В Україні сонячну енергію перетворюють на електричну насамперед за допомогою фотоелектричних пристроїв. Значні запаси сировини, наявність промислової та науково-технічної бази для виготовлення фотоелектричних пристроїв дають змогу не тільки забезпечити потреби вітчизняних споживачів, а й більше двох третин виробленої продукції експортувати. На початок 2015 року в Україні діяло 98 сонячних станцій загальною встановленою потужністю 819 МВт. У 2014 році на них вироблено 485 млн кВт·год електричної енергії.

Беручи до уваги досвід впровадження сонячних електростанцій в європейських країнах, де рівень сонячного випромінювання надійний, а також з огляду на світові тенденції щодо постійного зменшення собівартості будівництва СЕС унаслідок розвитку новітніх технологій, в Україні внаслідок удосконалення технологій та введення в експлуатацію нових потужностей на СЕС можна виробляти значно більше електроенергії.

Сонячна енергія — це кінетична енергія випромінювання (в основному світла), що утворюється в результаті реакцій у надрах Сонця. Оскільки її запаси практично невичерпні (астрономи підрахували, що Сонце буде «горіти» ще кілька мільйонів років), її відносять до поновлюваних енергоресурсів.

У природних екосистемах лише невелика частина сонячної енергії поглинається хлорофілом, що міститься в листках рослин, і використовується для фотосинтезу, тобто утворення органічної речовини з вуглекислого газу та води. Таким чином, вона вловлюється і запасається у вигляді потенційної енергії органічних речовин. За рахунок їхнього розкладання задовольняються енергетичні потреби всіх інших компонентів екосистем.

Підраховано, що приблизно такого ж відсотка сонячної енергії цілком достатньо для забезпечення потреб транспорту, промисловості та нашого побуту не тільки зараз, але й у доступному для огляду майбутньому. Більш того,

незалежно від того, будемо ми нею користуватися чи ні, на енергетичному балансі Землі та стані біосфери це ніяк не позначиться. Однак сонячна енергія потрапляє на всю поверхню Землі, ніде не досягаючи особливої інтенсивності. Тому її потрібно вловити на порівняно великій площі, сконцентрувати та перетворити в таку форму, яку можна використовувати для промислових, побутових і транспортних потреб. Крім того, треба вміти запасати сонячну енергію, щоб підтримувати енергопостачання і вночі, і в похмурі дні. Перераховані труднощі та витрати, що необхідні для подолання, наводять на думку про непрактичність цього енергоресурсу, принаймні сьогодні. Однак у багатьох випадках проблема перебільшується. Головне — використовувати сонячну енергію так, щоб її вартість була мінімальною або взагалі дорівнювала нулю. При вдосконалюванні технологій та подорожчанні традиційних енергоресурсів ця енергія буде знаходити все нові і нові області застосування.

Світлове випромінювання можна вловлювати безпосередньо, коли воно досягає Землі. Це називається прямим використанням сонячної енергії. Крім того, вона забезпечує кругообіг води, циркуляцію повітря та нагромадження органічної речовини в біосфері. Виходить, звертаючи до цих енергоресурсів, ми по суті справи займаємося непрямим використанням сонячної енергії.

Перспективи сонячної енергетики. Використання сонячної енергії може бути корисним в декількох аспектах. По-перше, при заміні нею викопного палива зменшується забруднення повітря та води. По-друге, заміна викопного палива означає скорочення імпорту палива, особливо нафти. По-третє, заміняючи атомне паливо, ми знижуємо загрозу поширення атомної зброї. Нарешті, сонячні джерела можуть забезпечити нам деякий захист, зменшуючи нашу залежність від безперебійного постачання паливом.

З погляду навколишнього середовища та стійкого розвитку ці альтернативні джерела електроенергії цілком надійні. На жаль, вони ніяк не вирішують проблему скорочення запасів сирої нафти, яка, як і раніше, необхідна для транспорту.

Пасивні сонячні нагрівальні системи дуже рентабельні, і має сенс включати їх у проекти всіх нових будинків. Однак, поки ще існуючі та використовувані будинки не зміняться, споживання традиційних енергоресурсів не знизиться; у кращому випадку сповільниться його ріст.

Дійсно скоротити їх використання могло б повсюдне поліпшення теплоізоляції будинків та установлення в них «заднім числом» сонячних систем опалення і водонагрівання. У такому випадку з'явиться можливість перекинути частину мазуту, споживаного в побутових цілях, на потреби транспорту. Однак у кращому випадку це було б вирішення проблеми майбутнього дефіциту сирої нафти, яка необхідна для виробництва автомобільного пального. Тому потрібно зосередити основну увагу на транспортному секторі.

1.3. Сонячні батареї.

Енергонезалежність, яку забезпечує власникам будинків, фермерських господарств та віддалених від мереж централізованого енергопостачання будівель, застосування сонячних батарей (рис. 1.2), стає більш реалістичною. Все частіше сонячні батареї використовуються в якості автономного, максимально незалежного джерела енергопостачання.

Рисунок 1.2. Сонячні батареї

Екологічність такого рішення з енергозабезпечення очевидна, так як енергія береться з поновлюваного джерела — Сонця. Сонячні батареї показали свою ефективність встановлення для будь-якого регіону. Вони не займають багато місця та навіть, в деякому плані, можуть прикрасити ландшафт ділянки, на якій встановлюються, надаючи їй більш сучасний вигляд. Економія на оплату енергоносіїв та централізоване енергоспоживання в ході застосування сонячних батарей, також є дуже значною. Їх застосування є ідеальне рішення у випадках, коли вартість виділених лімітів від місцевих обленерго занадто висока, а в деяких випадках навіть більша, ніж вартість встановлення самих сонячних батарей. Сонячні батареї можуть розробляти і проектувати спеціально для умов окремо взятих регіонів, наприклад, тих, що характеризуються досить холодною зимою або великою кількістю непогожих хмарних днів. Таке проектування дозволяє отримувати один з найвищих коефіцієнтів корисної дії, з розрахунку на невисокі показники сонячної радіації. У поєднанні з гарантіями кращих цін це дозволить говорити про найкоротші строки на окупність сонячних батарей, що продаються в сегментах побутових та промислових ринків. Дуже часто при продажі сонячних батарей деякими компаніями проводяться різні акції, що дозволяють знайти найкращі ціни на сонячні батареї за аналогічною специфікацією.

Застосування сонячних батарей дозволяє вирішувати завдання будь-яких рівнів у споживчому сегменті, це і забезпечення електроенергією встановленого на дачі обладнання, і комплексне автономне енергопостачання котеджів або садиб, включаючи з собою ландшафтне освітлення прилеглих територій, а також опалення, підігрів басейнів і кондиціонування приміщень. Системи автономного електропостачання на основі сонячних батарей можуть використовуватися і як основне джерело відновлюваної енергії, і як резервне, яке надійне і нешкідливе для вашого будинку.

1.4. Ресурси сонячної енергетики.

Реакція термоядерного синтезу легких елементів в глибинах Сонця породжує колосальну енергію сонячного випромінювання. Кількісно це

випромінювання характеризується інтенсивністю I_0 — це потужність променевої енергії, що приходить із-за меж земної атмосфери за 1 секунду і припадає на 1 квадратний метр площі, що перпендикулярна до сонячних променів. Для середньої відстані від Сонця при русі Землі по еліптичній орбіті I_0 = 1,35 кВт/м. Сумарна потужність променевої енергії, що надходить до земної атмосфери, дорівнює приблизно 180 млн. ГВт (сумарна потужність електростанцій України — 51,2 ГВт). Кількість сонячної променистої енергії, що приходить за рік до атмосфери Землі, становить колосальну величину $1{,}57 \cdot 10^{18}$ кВт·год. 45 % цієї променевої енергії припадає на видиме світло (довжина хвиль 0,4...0,75 мкм), 45 % — на інфрачервоне (теплове) випромінювання, 10 % — на ультрафіолетові промені.

Баланс променевої енергії Землі представлено на рис. 1.3. Близько 28 % енергії, що приходить від Сонця відбивається хмарами та аерозолями назад в космічний простір. Теплове (інфрачервоне) випромінювання Землі становить 114 % від енергії, що приходить з Сонця, з них 42 % повертається атмосферою, а інша йде в космос. По поверхні планети енергія, що приходить перерозподіляється морськими течіями та вітрами.

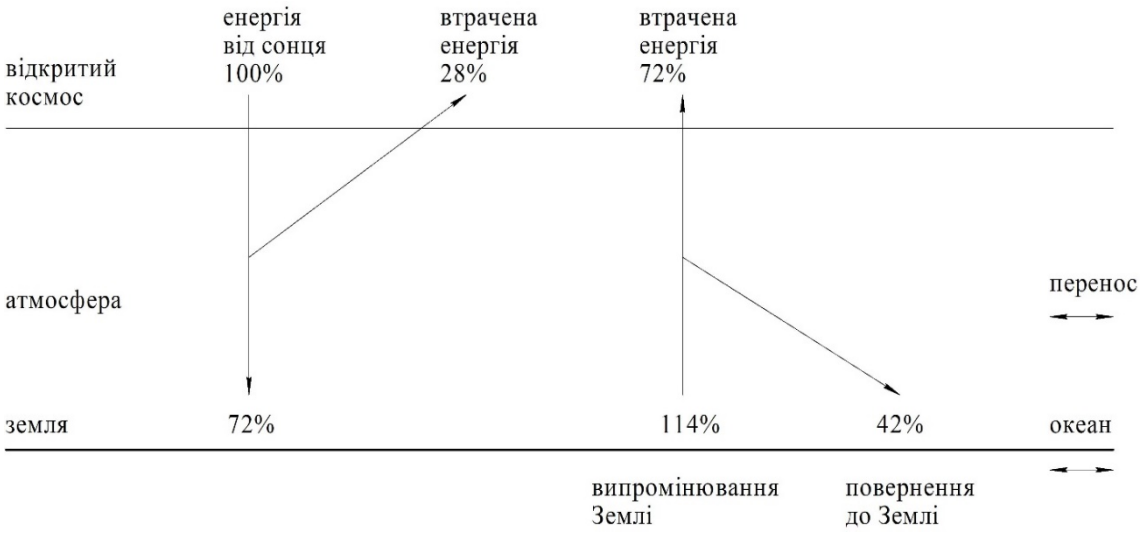


Рисунок 1.3. Баланс променевої енергії Землі

Локальні значення променевої енергії Сонця, яка приходить до поверхні літосфери або гідросфери, залежать від орієнтації до Сонця (освітленості), хмарності, запиленості повітря, висоти над рівнем моря, пори року та часу доби. У середніх широтах вдень інтенсивність сонячного випромінювання / досягає 800 Вт/м влітку і 200…350 Вт/м взимку, зменшуючись до нуля із заходом Сонця.

Променистa енергія Сонця використовується біосферою з часів появи життя на планеті. Перетворення сонячної енергії в механічну вперше було продемонстровано на Всесвітній виставці в Парижі, коли сонячний колектор приводив у рух парову машину.

Незважаючи на відносно низьку щільність променистої енергії, сонячна енергетика інтенсивно розвивається в останні роки. У США введено 8 великих сонячних електростанцій (СЕС) модульного типу загальною потужністю близько 450 МВт, енергія надходить в енергосистеми штатів. Випуск сонячних фотоелектричних перетворювачів в світі досяг 300 МВт на рік, з них 40 % припадає на частку США. В даний час у світі працюють більше 2 млн. геліоустановок теплопостачання. Площа сонячних теплофікаційних колекторів у США становить 10 млн. $м^2$, в Японії 8 млн. $м^2$. Сонячна енергія знаходить застосування в зерносушарках, опріснювальних установках, в установках енергопостачання космічних станцій і т.д. Реалізуються також екзотичні проекти. Так, уряд Австралії прийняв план будівництва «Сонячної вежі» з діаметром основи 130 метрів і заввишки 1 км. Біля підніжжя башти розкинеться величезна теплиця діаметром 7 км. Повітря, нагріте в теплиці, буде спрямовуватися в трубу, обертаючи встановлені в ній вітродвигуни. Потужність ВЕС повинна скласти 200 МВт. Вартість проекту оцінюється в $ 308 млн.

1.5. Безмашинні електроустановки на сонячній енергії.

У безмашинних сонячних енергетичних установках енергія сонячного випромінювання піддається прямому перетворенню в електричну енергію, без проміжного переходу в механічну. Для прямого перетворення не потрібні турбіни та електрогенератори.

Термоелектричні перетворювачі. В основі прямого перетворення теплової енергії сонячного випромінювання в електрику лежить ефект Зеєбека, який відкритий в 1821 році. Якщо спаяти кінцями два провідники різного хімічного складу і помістити спаї в середовища з різними температурами, то між ними виникає термо-ЕРС:

$$E = \alpha \cdot (T_1 - T_2) \quad (1)$$

де T_1 – абсолютна температура гарячого спаю,

T_2 – абсолютна температура холодного спаю,

α – коефіцієнт пропорційності.

У ланцюзі провідників виникає струм J, причому гарячий спай за секунду поглинає теплоту з нагрітого джерела в кількості $Q_1 = \alpha \cdot T_1 \cdot J$, а холодний спай віддає теплоту низькотемпературному тілу в кількості $Q_1 = \alpha \cdot T_1 \cdot J$. Різниця підведеної і відведеної теплоти складає секундну роботу струму:

$$L = \alpha \cdot (T_1 - T_2) \cdot J, \text{ Вт} \quad (2)$$

Відношення роботи до підведеної теплоти є термічним ККД процесу перетворення:

$$\eta_t = L/Q_1 = \alpha \cdot (T_1 - T_2) \cdot J/\alpha \cdot T_1 \cdot J = (T_1 - T_2)/T_1. \quad (3)$$

Таким чином, ККД ідеального термоелектричного перетворювача збігається з термічним ККД циклу Карно і повністю визначається абсолютними температурами гарячого та холодного спаїв. У реальних перетворювачах мають місце незворотні втрати через електричний опір провідників, їх теплопровідність і термічний опір теплообміну спаїв з навколишнім середовищем. Тому дійсний ККД установки дорівнює:

$$\eta = \eta_{oe} \cdot (T_1 - T_2)/T_1, \quad (4)$$

де $\eta_{oe} < 1$ – відносний електричний ККД перетворювача (названий так за аналогією з відносним внутрішнім ККД турбіни, що враховує безповоротні втрати на дроселювання).

При використанні металевих термоелектродів ККД термоелектричних перетворювачів дуже малий — не перевищує сотих часток відсотка. У 1929 р. А.Ф. Іоффе показав, що значний ефект дає застосування напівпровідників — ККД зростає на величину ≈10 %. У сучасних термоелектричних генераторах напівпровідникові термоелементи, в яких нагріваються сонячними променями («гарячі» спаї), що з'єднані послідовно. Такого роду генератори застосовуються як автономні джерела електроенергії для споживачів малої потужності — маяків, морських сигнальних буїв і т.п.

1.6. Фотоелектричні перетворювачі.

В основі установок цього типу лежить принцип вибивання електронів з напівпровідникових матеріалів світловими квантами. Променева енергія перетворюється в електричну. У сучасній сонячній енергетиці широко застосовуються напівпровідникові перетворювачі з хімічно чистого кристалічного кремнію.

Кремній — широко поширений в земній корі елемент; пісок, кварц — це діоксин кремнію SiO_2. Виробництво чистого кремнію в кінці XX століття дало можливість налагодити випуск багатьох напівпровідникових приладів, зокрема процесорів для сучасних комп'ютерів. Високотехнологічні наукоємні виробництва в США зосереджені в «силіконовій» (кремнієвій) долині в штаті Каліфорнія. Створення сонячних енергетичних джерел входить до програми таких найбільших світових концернів, як Siemens, Sony, Hitachi. Лідерами в галузі сонячної енергетики на кремнієвих перетворювачах є США, Німеччина, Данія, Японія, Швейцарія. Вартість кремнієвих фотоелектричних перетворювачів за останні 40 років знизилася в 40 разів. Зараз 1 кВт встановленої потужності на фотоелектричних СЕС обходиться приблизно в $2500.

Сонячний елемент складається з двох з'єднаних між собою кремнієвих пластинок. Світло, яке потрапляє на верхню пластинку, вибиває з неї електрони, надсилаючи їх на нижню пластинку. Так створюється ЕРС елемента. Послідовно з'єднані елементи є джерелом постійного струму. Кілька об'єднаних фотоелектричних перетворювачів являють собою сонячну батарею. Ефективність перетворення променистої енергії в електричну в сучасних установках досягає 13…17 %, в лабораторних умовах на деяких напівпровідниках ефективність досягається до 40 %.

Потужність СЕС з фотоелектричними перетворювачами визначається співвідношенням:

$$N_{фе} = \eta_{фе} \cdot F_{фе} \cdot I, \text{ Вт} \qquad (5)$$

де $\eta_{фе}$ – ККД фотоелектричних перетворювачів (змінюється в сучасних кремнієвих елементах в межах 0,12...0,17);

$F_{фе}$ – загальна площа фотоелектричних перетворювачів, м^2.

Використання фотоелектричних СЕС починалося з космічної техніки, де вартість відігравала другорядну роль. «Крила» фотоелементів станції «Мир» мали площу в сотні квадратних метрів. На Місяці більше року працював «Місяцехід», що живився від сонячних батарей. На американській станції «Скайлеб» батарея загальною площею 130 м^2 забезпечувала енергоживлення потужністю 10,5 кВт.

У наш час модулі фотоелектричних перетворювачів виготовляються в багатьох країнах для потреб великої енергетики. Потужності одиночних сонячних установок цього типу в США досягли 10 МВт, причому пік потужності досягається, коли Сонце знаходиться в зеніті — приблизно тоді, коли добове споживання енергії в сонячних південних субтропічних штатах Америки має максимум у зв'язку з роботою кондиціонерів.

Важливою перевагою фотоелектричних СЕС є дуже малі експлуатаційні витрати — модулі, які захищені від пилу та атмосферних опадів склом або

плівкою, працюють десятки років без обслуговування. У хмарну погоду потужність СЕС цього типу дещо знижується, хоча і менше, ніж в термоелектричних установках. Слід очікувати, що в південних сонячних регіонах при масовому випуску та зниженні вартості кремнієвих модулів такі установки виявляться конкурентоздатними в порівнянні з традиційними, які працюють на дорогому органічному паливі.

Розробляються проекти супутникових фотоелектричних СЕС. Передбачається виводити та монтувати їх на геостаціонарних орбітах на екваторі, на висоті 35800 км, так що вони будуть постійно «висіти» над одним і тим же місцем. Сонячні елементи з поверхнею в десятки км^2 розміщуються на тонкій синтетичної плівці, яку розміщено перпендикулярно до сонячних променів. Електричний струм від сонячних елементів перетвориться в спеціальних генераторах в мікрохвильове випромінювання, яке бортовою антеною направляється на Землю. Передавальна антена має діаметр близько 1 км, а приймальна антена НВЧ-випромінювання на Землі — близько 7 км. Приймальна станція перетворює НВЧ-випромінювання в струм промислової частоти та напруги. Для реалізації цього унікального за задумом та масштабами проекту будуть потрібні величезні кошти та великий обсяг науково-технічних розробок.

В Україні промислове виробництво фотоелектричних перетворювачів, модулів та сонячних електростанцій збільшилось за останні три роки у чотири рази. За даними інституту відновлювальної енергетики НАН України вітчизняними підприємствами виробляється фотоелектричних елементів загальною потужністю близько 150 МВт на рік. На сьогодні сонячна енергетика є серйозною альтернативою традиційній енергетиці, адже пряме перетворення сонячної радіації на електрику є найбільш ефективним використанням енергії Сонця, що здійснюється за допомогою напівпровідникових фотоелектричних перетворювачів. А в Україні історично створені умови сприятливі для розвитку промислового виробництва сонячної електроенергетики та її технічних засобів

(достатня кількість сумарної сонячної радіації, вітчизняний практичний досвід, науковий потенціал та ін.)

Так, виробничий цикл ВАТ «Квазар» є позитивним прикладом українського досвіду формування виробничого ланцюжка, починаючи з отримання мономультикремнію і закінчуючи монтажем систем. Це підприємство є найбільшим в Україні промисловим виробником, який в своїй роботі охоплює основну частину виробничого циклу від вирощування напівпровідникового матеріалу до інсталяції готових фотоелектричних систем автономного електропостачання. Також одним з найбільших учасників ринку «сонячного» кремнію є столичне ЗАТ «Піллар» (більше 2500 т на рік), що постачає свою продукцію багатьом зарубіжним виробникам сонячних елементів.

У 70-ті роки XX століття Радянським Союзом у Криму та Сполученими Штатами в Каліфорнії побудовано паротурбінні СЕС, будову яких схематично показано на рис. 1.4. На вежі *2* встановлено котел *3*, на якому фокусується сонячне випромінювання, яке збирається з декількох гектарів земної поверхні дзеркалами-геліостатами. Геліостати *1* відстежують рух Сонця по небосхилу. Дзеркала кожного з геліостатів площею в кілька квадратних метрів направляють сонячні промені на стінки теплообмінника котлоагрегату, в якому виробляється пара з температурою до 510°С. По паропроводу *5* пар направляється в машинний зал, де електроенергія виробляється в традиційному паротурбінному циклі. Установка має накопичувач теплоти *4* — ємність об'ємом в декілька тисяч м^3, що заповна щебенем, який нагрівається «гострою» парою в години максимуму інтенсивності сонячного випромінювання та віддає теплоту після заходу Сонця.

Загальна кількість теплоти, що сприймається парогенератором СЕС, складає:

$$Q = \eta_в \cdot n \cdot F \cdot I, \text{ Вт} \qquad (6)$$

де $\eta_в$ – коефіцієнт ефективності використання сонячного випромінювання (змінюється в межах 0,35...0,5);

n – кількість геліостатів, шт.;

F – площа дзеркал одного геліостатів, м^2;

I – інтенсивність сонячного випромінювання, Вт/м^2.

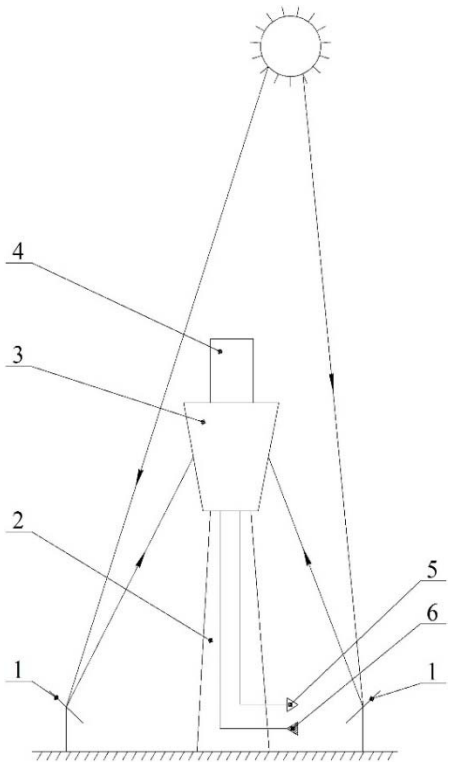


Рисунок 1.4. Схема СЕС: 1 – геліостат; 2 – вежа; 3 – сонячний котел; 4 – тепло-акумулятор; 5 – трубопровід «гострої» пари; 6 – трубопровід живильної води

Робота кілограма пари в паротурбінній установці в циклі Ренкіна дорівнює:

$$I = h_1 - h_2, \text{ кДж/кг.} \quad (7)$$

Термічний ККД:

$$\eta_t = (h_1 - h_2)/(h_1 - h_k), \quad (8)$$

де h_1 – ентальпія гострої пари;

h_2 – ентальпія відпрацьованої в турбіні пари (визначаються за $h - s$ діаграмою водяної пари);

$h_к$ – ентальпія конденсату (визначається за таблицями термодинамічних властивостей води та водяної пари).

Теоретична потужність паротурбінної СЕС матиме значення:

$$N_{nm} = \eta_t \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_e \cdot Q, \text{ Вт} \quad (9)$$

де η_{0i} – відносний внутрішній ККД турбіни;

η_e – ККД електрогенератора (в межах 0,92...0,96).

Реальна потужність СЕС менше теоретичної внаслідок витрат енергії на власні потреби (привід насоса і т.д.). Для паротурбінних СЕС характерні високі капітальні витрати, головним чином через високу вартість автоматизованих дзеркал-геліостатів. Вартість 1 кВт встановленої потужності на баштовій СЕС «Солар-1», як і Кримської СЕС, більш ніж в 10 разів перевищує характерну для традиційних установок. Економічніше виявилося інше технічне рішення, реалізоване в США в 1985 році. Замість дорогих скляних дзеркал-геліостатів тут використовується плівка з металевим напиленням, що натягнута на обручі діаметром 1,5 метра. Створюючи під плівкою вакуум, надають їй параболічну форму. Ці увігнуті дзеркала фокусують сонячне випромінювання на труби, в яких нагрівається і випаровується живильна вода паротурбінної установки. Таким чином, цій СЕС вежа з баком-парогенератором не потрібна. Вартість одного кіловата встановленої потужності знижена порівняно з «Солар-1» в 4 рази, собівартість кіловат-години виробленої енергії наблизилася до характерної для вугільних станцій.

На СЕС «Альмерія» (Іспанія) в якості теплоносія першого контуру парогенератора на вершині сонячної вежі використовується рідкий натрій, у другому контурі — звичайна вода. У варіанті СЕС, який розроблено в Німеччині, сонячні промені нагрівають до 800°С стиснене повітря, що приводить в дію газову турбіну. Теплота відпрацьованого в газотурбінній установці повітря після цього використовується в паротурбінному циклі. У підсумку підвищується ККД використання теплоти сонячних променів.

Ряд паротурбінних СЕС різної потужності побудовано у Франції та Італії. Розробляються проекти СЕС із замкнутими газотурбінними установками, в яких

робочим тілом є гелій. Параметри гелієвого теплоносія перед турбіною: температура близько 600°С, тиск 0,8 МПа; проектний ККД установок — близько 25 %.

1.7. Сонячне теплопостачання.

Сонячні водонагрівачі застосовуються з метою опалення та гарячого водопостачання з початку XX століття. До теперішнього часу в багатьох країнах (США, Німеччина, Норвегія), за державної підтримки програм енергозбереження, що масово встановлені на дахах або на засклених верандах сонячні колектори з полімерних пластмас зі склом.

Пристрій сонячного модуля-водонагрівача дуже просто (рис. 1.5). Плоский екран з привареними знизу трубами освітлюється сонячними променями. Застосовуються й безтрубні екрани, у вигляді двох пластин з щілинним зазором між ними. Екран з'єднано патрубками з верхньою та нижньою частинами бака-накопичувача. У контурі встановлюється природна циркуляція: в труби надходить холодна вода з нижньої частини бака, нагріта в трубах екрану вода з меншою щільністю піднімається у верхню частину бака. Верхню пластину екрану фарбують чорною матовою фарбою, щоб збільшити коефіцієнт поглинання променистої енергії, і покривають склом або полімерною плівкою для захисту від атмосферних опадів. У регіонах з негативними температурами контур заповнюють водним розчином антифризу; нагрітий сонячним випромінюванням антифриз віддає теплоту воді бака накопичувача в трубчастому теплообміннику.

За оцінками норвезьких енергетиків, річна економія енергії від систем сонячного теплопостачання в північній Європі становить 250...300 кВт·год на квадратний метр площі колектора. Вартість сонячних колекторів в Норвегії — близько 80 євро за квадратний метр, включаючи захисне покриття при установці на даху. Період самоокупності при існуючих в Норвегії цінах на електроенергію — близько 10 років. При цьому виключається забруднення навколишнього

середовища в результаті спалювання органічного палива в котлах традиційних ТЕЦ та котелень.

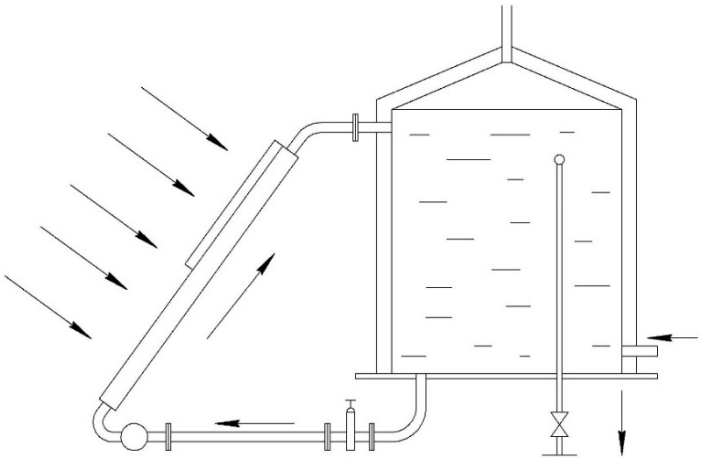


Рисунок 1.5. Найпростіший сонячний водонагрівач

У світі існують також повітряні (калориферні) системи сонячного опалення. Нагріте в сонячному колекторі повітря проходить через тепло-акумулятор — ємність, що заповнена щебенем або галькою. При необхідності обігріву приміщення кімнатне повітря «проганяють» вентилятором через шар гальки. Повітряна сонячна опалювальна система може експлуатуватися і без тепло-акумулятора. У цьому випадку вентилятор «проганяє» кімнатне повітря безпосередньо через повітряний сонячний колектор.

Новим способом використання сонячного випромінювання для теплофікації є застосування віконного скла, яке покрите поліефірною плівкою з металевим напилюванням. Це скло прозоре для променів світлового діапазону довжин хвиль, що несуть максимум енергії в сонячному спектрі, але воно відбиває інфрачервоне випромінювання з приміщення і таким чином забезпечує «парниковий ефект» у квартирі. Таке скло широко застосовується в Фінляндії.

Сонячна енергія може використовуватися для опріснення морської та очищення забрудненої води. Найпростіший сонячний дистилятор являє собою ємність, що заповнена шаром солоної води невеликої товщини. Сонячні промені, сконцентровані на ємності, випаровують воду. Пара конденсується на похилій плоскій стінці, і конденсат стікає в збірник опріснення води. Розроблено також

сонячні холодильні установки, в яких холодоагент (аміак) випаровується сонячним випромінюванням та надалі бере участь у роботі холодильного циклу абсорбційного типу.

Сонячна енергія використовується також в невеликих високотемпературних установках (рис. 1.6). Сонячні промені фокусуються параболічним дзеркалом на об'єкті, який необхідно нагріти (наприклад, плавильному тиглі).

Рисунок 1.6. Сонячний нагрівач

У порівнянні з нагріванням у печах такі установки створюють більш інтенсивний нагрів і чистоту процесу. Такий же пристрій мають «сонячні кухні».

1.8. Геліоустановки.

Сонячні колектори (рис. 1.7), які призначені для перетворення сонячної енергії у теплову для підігріву води на побутові потреби та підтримки системи опалення. Завдяки конструктивним удосконаленням та високому коефіцієнту абсорбції (95 %) сонячні колектори ефективно працюють майже 9 місяців на рік. Скло колекторів ударостійке, та гарантує механічну стійкість до атмосферних опадів (граду), чи потрапляння твердих предметів. Використання незамерзаючої рідини (розчину гліколю) забезпечує роботу колекторів за низьких температур повітря до мінус 30°С. Системи сонячного теплопостачання, якщо вони

правильно розраховані та якісно змонтовані, вважаються одними із найбільш надійних та довговічних. Основні види сонячних нагрівачів води: колектори плоскі та трубчасті вакуумні, термосифонні геліосистеми.

Рисунок 1.7. Сонячний колектор

Плоскі колектори широко використовуються в усьому світі, вони дешевші за вакуумні трубчасті колектори. Трубчасті вакуумні колектори — дорожчі та більш продуктивніші, ніж плоскі колектори, і використовуються у Європі вже впродовж кількох десятиліть. Вакуумні колектори встановлюють у випадках, коли потрібна висока температура, або для комплексних систем для нагрівання води та опалення приміщень. Сьогодні в Україні встановлюють також трубчасті вакуумні колектори. Вони мають трохи вищий ККД та нижчий рівень тепловтрат, ніж плоскі колектори.

Термосифонні геліосистеми використовують сезонно — з весни по осінь. Але існують вже конструктивні модифікації термосифонних систем для використання протягом всього року, але за відсутності великих морозів.

Плоский колектор — це добре теплоізольована засклена панель, у якій розміщена пластина поглинача сонячного тепла, і встановлені патрубки з циркулюючою рідиною, яка відводить отримане тепло (рис. 1.8).

Така пластина має спеціальне високоселективне покриття, що добре поглинає сонячну енергію. Нижня площина та бокові стінки колектора вкриті теплоізолюючим матеріалом. Але незважаючи на це, теплові втрати плоских

колекторів із заскленого боку досить значні, особливо зимою при значній різниці температур теплоносія в колекторі та зовнішнього повітря.

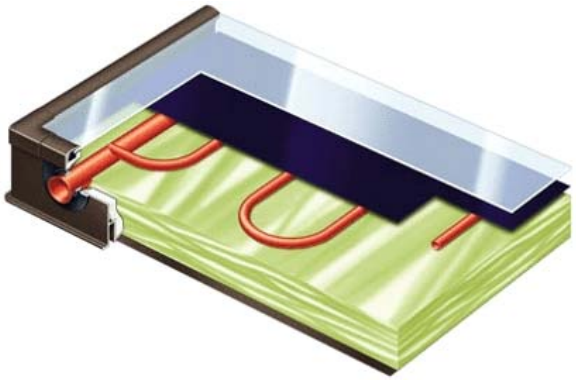


Рисунок 1.8. Плоский колектор

Треба звернути увагу на можливість блокування частини малих патрубків у плоских колекторах кристалами нерозчинних солей, що створює додаткові «незручності» при експлуатації. Це знижує продуктивність колектора, та ускладнює процес обслуговування — промивання великої кількості малих паралельних патрубків є проблематичним. При чому монтаж плоского колектора треба проводити з дотриманням певних правил — колектор достатньо важкий, він має встановлюватися на площину без перекосів. Інакше це істотно впливає на герметичність та скорочує термін його експлуатації. Загальний вигляд та конструкцію плоского сонячного колектора зображено на рис. 1.9.

Тепловий потік від Сонця потрапляє на пластину, що нагрівається, перетворюючи сонячне випромінювання у теплову енергію, яка передається теплоносію. Для покращення сприймання сонячної радіації абсорбери роблять з селективним покриттям. Селективне покриття складається з тонкої плівки фільтру (нікель, титан), що нанесена на металеву основу, яка добре проводить тепло (мідь, алюміній) та характеризується високою поглинальною здатністю у видимій області спектру і низьким коефіцієнтом випромінювання в інфрачервоній області.

Конструкції вакуумного *трубчастого колектора* (рис. 1.10) мають різні модифікації, але в принципі схожі будовою термоса: одна скляна трубка

знаходиться в іншій, більшого діаметра, а між ними — вакуум, найкращий теплоізолятор.

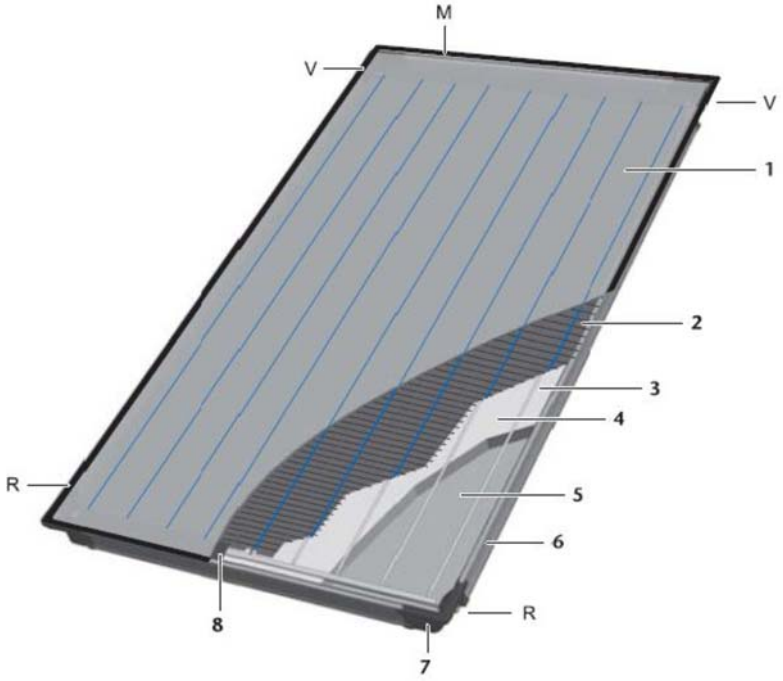


Рисунок 1.9. Загальний вигляд та конструкція плоского сонячного колектора: *V* – вихід теплоносія з сонячного колектору; *R* – вхід теплоносія в сонячний колектор; *M* – заглибна гільза датчика температури; 1 – скляне покриття; 2 – стрічковий абсорбер; 3 – мідна трубка; 4 – теплоізоляційний матеріал; 5 – тільна стінка корпуса; 6 – рамковий профіль зі скловолокна; 7 – пластикові литі кути; 8 – кожух трубопроводу

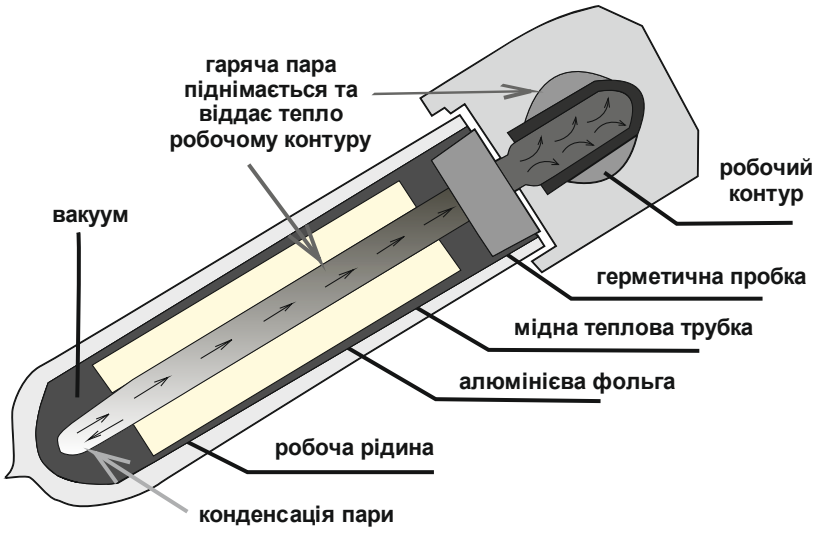


Рисунок 1.10. Трубчастий колектор

Завдяки цьому втрати на теплові випромінювання при підвищенні температури робочої рідини дуже низькі. В кожній внутрішній трубці вбудовано мідну пластину поглинача з геліотитановим покриттям. Це гарантує високий рівень поглинання сонячної енергії та дуже малу емісію теплового випромінювання.

Всередині встановлено теплову трубу, що заповнена спеціальною рідиною, яка випаровується при нагріванні. Через з'єднувальні елементи «сухого» типу теплова труба приєднана до конденсатора у теплообміннику типу «труба в трубі». Це дає змогу замінювати вакуумні трубки. Завдяки такій конструкції вакуумні колектори з тепловою трубкою можуть працювати за температур до мінус 35°С. Вакуумний колектор із дванадцятишаровим селективним покриттям, яке поглинає сонячне випромінювання та теплоізольоване вакуумом, затримує 98% сонячної енергії. В вакуумному колекторі повністю відсутні втрати по теплопровідності або конвекції. Оскільки повний коефіцієнт втрат у вакуумному колекторі низький, — менше 2%, то теплоносій у ньому може нагріватися до температури 250°С. Таке селективне дванадцятишарове покриття вакуумних трубок забезпечує максимальне поглинання енергії, завдяки чому колектори працюють також у несонячну погоду. Крім того, вакуумні колектори мають беззаперечні переваги. Завдяки циліндричній формі трубок сонячні промені впродовж дня падають на однакову за площею поверхню — це як плоский колектор, що повертається за сонцем. Це дає змогу колекторам працювати стабільно з максимальною потужністю протягом дня. Кругла форма елементів колекторів не накопичує бруду та стійка до атмосферного впливу. Максимальна робоча температура системи може бути керована завдяки фізичним властивостям рідини у тепловій трубці та спеціальній конструкції накопичувача. Відтак, зникає потреба у складних системах контролю та забезпечується проста та безпечна експлуатація.

Термосифонні геліосистеми використовуються для компенсації сезонних теплових навантажень — роботи в теплі місяці року, для приготування гарячої води на нагрівання води у відкритих басейнах, літніх пансіонатах, будинках

відпочинку та ін. (рис. 1.11). Ця установка встановлюється на будь-який освітлений сонцем майданчик в південному напрямку, підключається до звичайної системи трубопроводів (як звичайний електричний бойлер). Застосування вакуумних труб з багатошаровим покриттям та тепловою трубкою більш ефективно забезпечує передачу тепла воді від сонця і забезпечує безперервність роботи пристрою навіть при виході з ладу кількох вакуумних труб.

Рисунок 1.11. Термосифонна геліосистема

Сучасні побутові сонячні колектори здатні нагрівати воду до температури кипіння навіть при низькій навколишній температурі. За допомогою сонячних колекторів можна спокійно підігрівати воду для миття посуду, приймання душу, ванни, догрівати воду басейну. Зараз колектори почали широко застосовувати в ресторанах, готелях, де вода використовується досить швидкими темпами і у великих об’ємах. Окрім підігрівання води, в зимовий період можна використовувати сонячні колектори і для опалення приміщення. Але для того щоб опалювати було ефективно, сонячні колектори потрібно використовувати в парі з котлами (твердопаливними, газовими, електричними) і акумуляційними ємностями. В цьому випадку сонячні колектори працюють цілий рік в автоматичному режимі паралельно зі звичайними опалювальними приладами. Для найбільш ефективного підбору треба провести попередній аналіз, щоб

мінімізувати витрати. В першу чергу сонячні колектори потрібні для того, щоб економити Ваші гроші! Так, звичайно вони не дешеві. Але ви платите один раз, і враховуючи те, що середній термін експлуатації сонячних колекторів становить до 30 років, то вже через 3…5 років Вам ця система окупиться повністю, навіть тоді якщо встановлюються сонячні колектори лише для підігрівання води. Така система зекономить до 60 % енергії, яка необхідна для опалення та гарячого водопостачання будинку. Сонячні колектори встановлюються під кутом, який дорівнює куту широти місцевості, на південній стороні. Можливий монтаж прямо на дах. Враховується також кут повороту колектора в напрямку орієнтації на південь. Існує багато схем впровадження сонячних систем, як окремо функціонуючих, так і тих, що приєднуються до існуючої системи гарячого водопостачання та опалення (рис. 1.12.). В кожному конкретному випадку необхідно провести аналіз існуючої системи та отримати консультації спеціалістів.

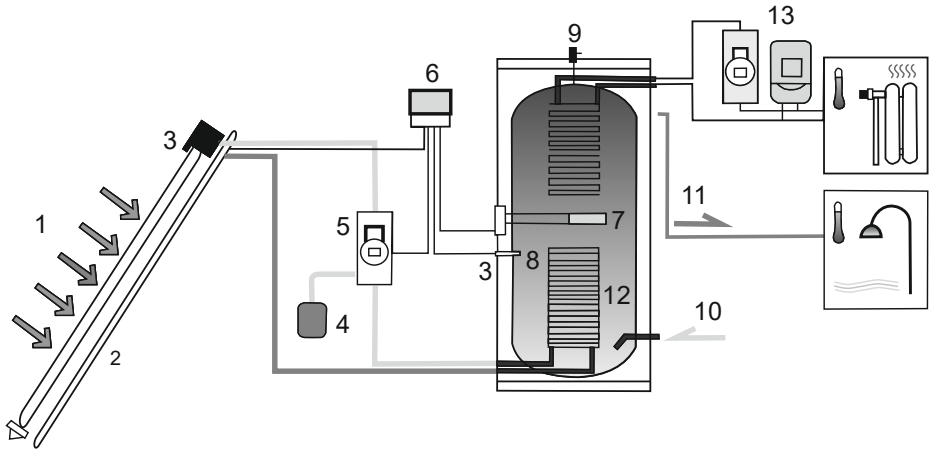


Рисунок 1.12. Схема системи гарячого водопостачання / опалення із примусовою циркуляцією, яка реалізована на базі вакуумного сонячного колектора: 1 – сонячні промені; 2 – сонячний колектор; 3 – датчик температури №1; 4 – розширювальний бак; 5 – насосна станція; 6 – контролер; 7 – електронагрівач (ТЕН); 8 – датчик температури №2; 9 – запірний клапан; 10 – вхідний отвір (холодна вода); 11 – вихідний отвір (гаряча вода); 12 – накопичувальний резервуар (бойлер) з одним / двома мідними теплообмінниками; 13 – основна система опалення газовим, електричним або твердопаливним котлом

1.9. Технологічні аспекти.

Сонячний колектор — у ньому відбувається перетворення сонячної енергії в теплову. Відбір тепла виробляється за допомогою прокачування через його канали рідкого теплоносія. Колектори необхідно орієнтувати у південному напрямку (припустиме відхилення без істотного зниження ефективності до 60°). Однак можливий варіант монтажу двох груп колекторів: одна група на захід, інша на схід. Для досягнення максимальної ефективності в літній період, кут нахилу повинен складати 25…35°. Для сонячних колекторів, які експлуатуються цілий рік (ефективність у літній період знижується, а в інші збільшується) кут нахилу повинен складати 40…60°. Під кутом 90° встановлюються колектори, робота яких розраховується в зимовий період, зокрема для систем опалення.

Бак-теплообмінник-акумулятор. Особливістю роботи систем сонячного опалення є необхідність акумулювання сонячної теплової енергії з метою її використання в різний час доби. Це можливо зробити за допомогою використання в системі бака-акумулятора. Дана необхідність зумовлена нестабільністю сонячного випромінювання протягом доби, у той час як гаряча вода та опалення необхідні постійно, навіть у той час, коли воно взагалі відсутнє. Ефективність установки значно залежить від правильності вибору об’єму бака-акумулятора. Всі баки повинні встановлюватися в приміщеннях, що захищені від атмосферних впливів. З точки зору використання водонагрівачів в геліосистемах можна виділити кілька типів (рис. 1.13…1.15).

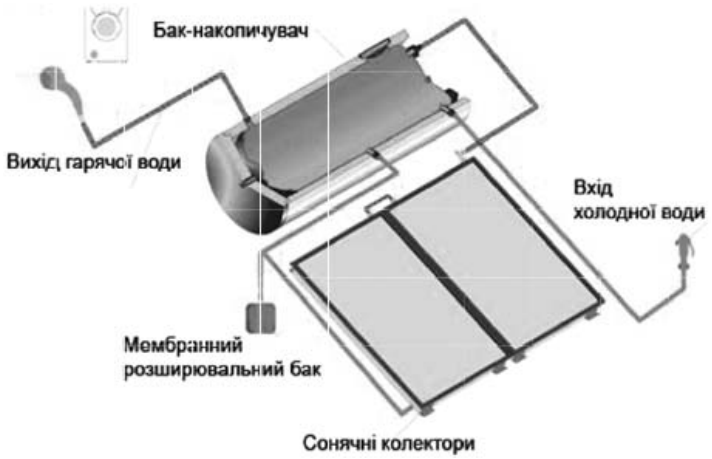


Рисунок 1.13. Відкрита схема з природною циркуляцією

У таких системах (рис. 1.13) циркуляція здійснюється за рахунок різниці густини холодної та нагрітої води. Як наслідок — бак-накопичувач в таких системах завжди повинен розташовуватися вище панелей сонячних колекторів. Такі системи виконують відкритими. Відкриті системи — це системи, в яких у сонячних колекторах здійснюється безпосередньо нагрівання води системи гарячого водопостачання (ГВП).

Переваги: простота конструкції; простота монтажу (внаслідок модульної конструкції можлива самостійна установка); надійність роботи; невисока вартість; можливість нагрівання води до високої температури; енергонезалежність.

Недоліки: необхідність очищення води внаслідок можливості утворення відкладень на патрубках колекторів; обмеженість застосування внаслідок можливості замерзання системи в зимовий період.

У системах такого типу (рис. 1.14) циркуляція здійснюється за допомогою електронасосів.

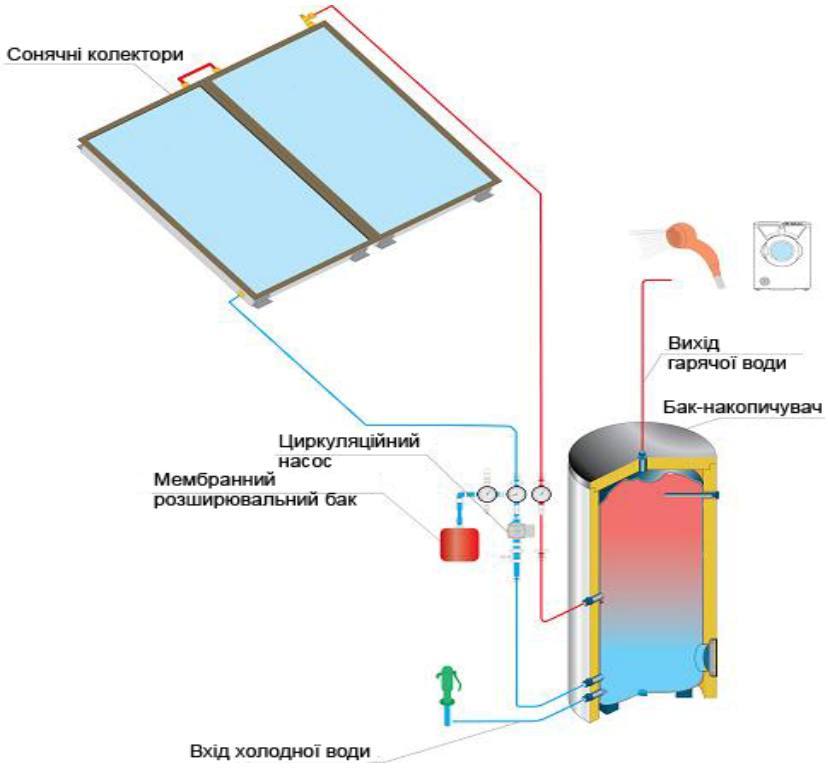


Рисунок 1.14. Відкрита схема з примусовою циркуляцією

Переваги: можливість виконання системи ГВП будь-якої потужності; можливість розташування бака-накопичувача в зручному місці (як правило, цокольний поверх або підвальне приміщення); відсутність ризику розмерзання накопичувального бака; можливість послідовного підключення до встановлення котельного агрегату або введення електрообігрівача безпосередньо в бак-накопичувач для додаткового підігріву води в холодний період.

Недоліки: вища вартість у порівнянні з попередньою схемою; складніший монтаж; енергозалежність; необхідність очищення води внаслідок можливості утворення відкладень на патрубках колекторів; обмеженість застосування внаслідок можливості замерзання системи в зимовий період.

Закриті системи (рис. 1.15) — це системи, в яких нагрівається проміжний теплоносій. В якості теплоносія, як правило, застосовуються незамерзаючі рідини на основі гліколей, що дозволяє експлуатувати колектори в зимовий період.

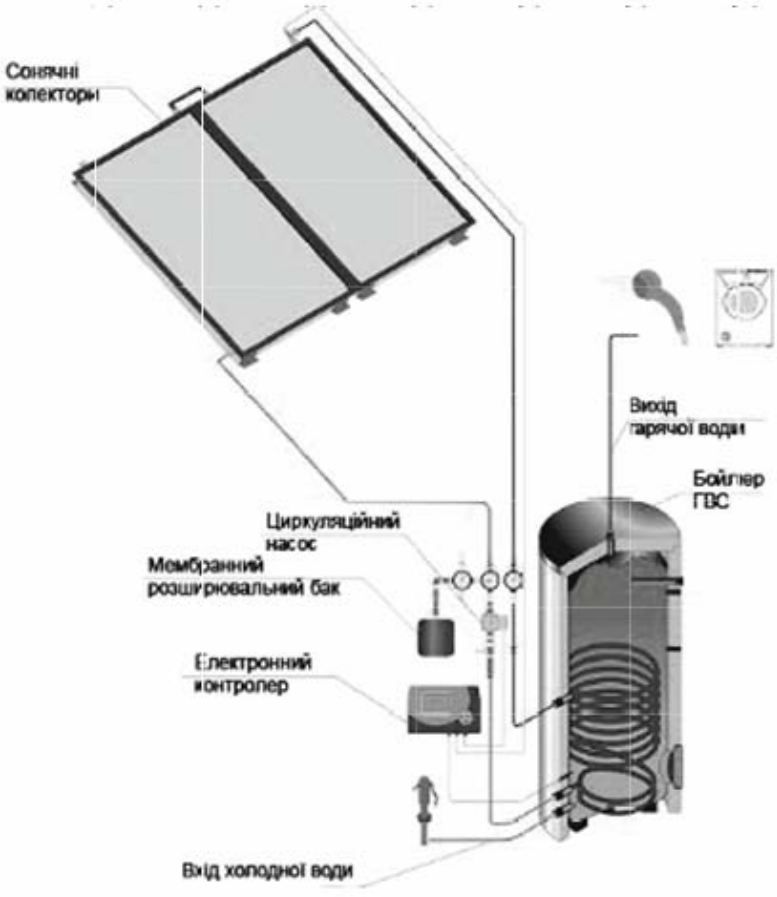


Рисунок 1.15. Закрита схема з примусовою циркуляцією і електронним керуванням

Переваги: можливість виконання системи ГВП будь-якої потужності; можливість розташування бойлера ГВП в будь-якому зручному місці; можливість повноцінної роботи протягом всього року при використанні незамерзаючого теплоносія в першому контурі; можливість суміщення пристрою з котельним агрегатом для догрівання гарячої води.

Недоліки: висока вартість; менша енергоефективність внаслідок наявності додаткового теплообмінника; необхідність залучення кваліфікованих спеціалістів-монтажників, внаслідок більшої складності системи; енергозалежність.

Очевидно, що для кліматичних умов України відкриті схеми мають обмежене застосування. Крім температурних обмежень, такі схеми мають підвищені вимоги до якості води, інакше при утворенні відкладень на патрубках в процесі експлуатації ефективність колекторів істотно знижується. Найкращі для наших умов закриті схеми з примусовою циркуляцією теплоносія за умови включення в схему електричного нагрівача або інтеграції з котельним агрегатом. У системах гарячого водопостачання котеджів подібні схеми дозволять покрити до 50% витрат на гаряче водопостачання протягом року. З метою забезпечення експлуатації в зимовий період для заповнення геліоконтура необхідно використовувати незамерзаючу рідину.

В Україні на початковому етапі найбільш затребувані сонячні колектори для потреб гарячого водопостачання в секторі приватних житлових будинків. Хоча, межі застосування сонячної енергії в нашій країні набагато ширші.

Основною перешкодою для впровадження даного обладнання є його висока вартість та великий термін окупності. Вагомими аргументами на користь придбання устаткування є зростання вартості газу, а також те, що багато споживачів хочуть платити за додаткову екологічно чисту енергію.

Контролер є обов'язковим елементом геліосистем з примусовою циркуляцією теплоносія. Він здійснює контроль стану та керування процесом нагрівання від сонця геліосистеми, а також може керувати іншими теплотехнічними процесами в загальній системі. Контролер отримує від датчиків

температури інформацію та вибирає необхідний режим роботи. Ефективність та безпека геліосистеми значно залежать від контролера, закладених у нього алгоритмів роботи, надійності елементів.

Насосна станція використовується в системах з примусовою циркуляцією (така система на 30% ефективніша, ніж система з природною циркуляцією) і призначена для забезпечення циркуляції теплоносія в колекторному колі. Гідравлічний опір колекторного кола досить мало, що дає можливість використовувати малопотужні насоси, споживана потужність яких мізерно мала в порівнянні з отриманою тепловою енергією від сонячних колекторів.

Трубопроводи та теплоізоляція. Трубопроводи необхідно використовувати металеві, бо всі відомі нам пластикові труби не витримують можливі робочі температури (максимальна температура пари в контурі, навіть неефективних сонячних колекторів може досягати 150°С, а робоча температура теплоносія 110°С). З цієї ж причини підвищені вимоги до трубної ізоляції, яка повинна витримувати високі температури, а також не вбирати вологу та не давати усадку. Задовольняє всім вимогам теплоізоляція зі спіненого каучуку. Для забезпечення достатнього зниження теплових втрат в трубопроводі, а також з метою безпеки необхідно застосовувати теплоізоляцію товщиною не менше 19 мм. Заборонено використовувати теплоізоляцію зі спіненого поліетилена, що надіта безпосередньо на патрубок без температуроподавляючого шару. Діаметри труб підбираються індивідуально, виходячи з необхідного гідравлічного опору системи та витрати теплоносія. Можливі параметри системи і діаметри патрубків повинні бути узгоджені з параметрами насосних станцій.

Розширювальні баки. Внаслідок того, що контур сонячних колекторів замкнутий, для компенсації зміни об'єму рідини при зміні її температури необхідно використовувати розширювальні баки з робочим тиском 6 атм. (максимальним 10 атм.) Можуть також використовуватися з азотною подушкою для збільшення терміну служби мембрани.

Опорні металоконструкції виготовляються з корозійностійких матеріалів (нержавіюча сталь або анодований алюміній) та розраховані на швидкість вітру 30 м/с.

1.10. Методика розрахунку та компоновки обладнання.

Сучасна система опалення та ГВП у зв'язку із нерівномірним надходженням кількості сонячної енергії у різні періоди року не здатна повністю забезпечити потребу в тепловій енергії, тобто в потрібний час відповідної температури в необхідної кількості (рис. 1.16). Діяти з точки зору економного використання палива та охорони навколишнього середовища означає, що застосування геліоколекторної установки потрібно планувати не тільки для нагрівання гарячої води, але й для системи опалення.

Геліоустановка може працювати лише за умови, якщо температура теплоносія, що подається нижча, ніж температура адсорбера сонячного колектора. Тому, найкращим варіантом є її застосування для опалювальних приладів з великою площею нагрівання та низькими температурами в системі або для підлогового палення.

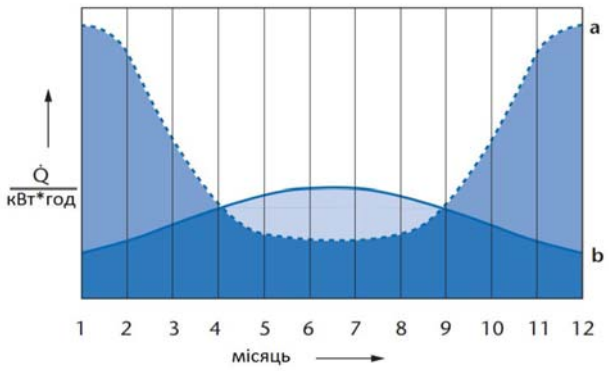


Рисунок 1.16. Співвідношення між енергією: a) річна потреба в тепловій енергії для ГВП і опалення (реальний попит); b) від геліоколекторної установки; Q) теплова енергія; – надлишок сонячної енергії (придатної, наприклад, для нагрівання басейну); – потреба в енергії (використання додаткового джерела енергії); – задіяна сонячна енергія (забезпечення тепловою енергією за рахунок Сонця)

За умови правильного проектування та монтажу, геліосистема покриває до 30% питомої річної потреби в енергії для ГВП та опалення. Системи гарячого водопостачання можуть бути: одно та багатоконтурними, з природною або примусовою циркуляцією. Крім того, сонячна енергія є екологічно чистим видом енергії.

Інтенсивність сонячної радіації залежить від таких факторів: тривалість дня, хмарність, висота Сонця над горизонтом, вологість та прозорість атмосфери, географічна широта. Сумарна сонячна радіація складається з прямої (що безпосередньо досягає поверхні Землі) та розсіяної (радіація, що розсіяна хмарами, пилом та вологою в атмосфері). В деяких джерелах сумарна сонячна радіація має назву абсолютна. Відбита сонячна радіація (альбедо) суттєвого впливу на роботу сонячного колектору не має.

Геліоколектори для нагрівання теплоносія використовують сумарну сонячну радіацію, яка складається з прямої, розсіяної та відбитої. Щільність потоку прямої сонячної радіації в площині колектору $H_{пр}$ на поверхню, що нахилена під кутом до горизонту дорівнює:

$$H_{пр} = H_{sc} \cdot R_{пр} \cdot K_{am}, \tag{10}$$

де $R_{пр}$ – коефіцієнт перерахунку приходу прямої сонячної радіації з горизонтальної на похилу поверхню;

K_{am} – коефіцієнт, який враховує поправку на повітряну масу, яку проходить сонячне випромінювання.

Коефіцієнт перерахунку приходу прямої сонячної радіації на похилу поверхню буде дорівнювати:

$$R_{пр} = \frac{cos\,\theta_{пох}}{cos\,\theta_{гор}}, \tag{11}$$

де $\theta_{пох}$ – кут між напрямком прямого сонячного випромінювання та нормаллю до похилої поверхні;

$\theta_{гор}$ – кут між напрямком прямого сонячного випромінювання та нормаллю до горизонтальної поверхні.

$$\cos\theta_{пох} = \sin\delta \cdot \sin\varphi \cdot \sin S - \sin\delta \cdot \cos\varphi \cdot \sin S \cdot \cos\varphi + \\ + \cos\delta \cdot \cos\varphi \cdot \cos S \cdot \cos\omega + \cos\delta \cdot \sin\varphi \cdot \sin S \cdot \cos\gamma \cdot \cos\omega + \\ + \cos\delta \cdot \sin S \cdot \sin\gamma \cdot \sin\omega , \quad (12)$$

$$\cos\theta_{гор} = \sin\delta \cdot \sin\varphi + \cos\delta \cdot \cos\varphi \cdot \cos\omega , \quad (13)$$

де S – кут нахилу геліоколектора до горизонту, град;

γ – азимутальний кут, тобто відхилення нормалі до площини колектора від місцевого меридіана (за початок відліку приймається південний напрямок, відхилення до сходу вважається позитивним, а до заходу негативним);

ω – часовий кут, рівний нулю опівдні; кожна година дорівнює 15° довготи, причому значення часового до опівдня вважається позитивним, а після опівдня негативним;

δ – нахил Сонця, тобто кутове положення Сонця опівдні відносно площини екватору град;

φ – географічна широта місцевості (позитивна для північної півкулі).

Часовий кут ω розраховується за формулою:

$$\omega = \frac{\pi}{12} \cdot (12\text{-}t) , \quad (14)$$

де t – сонячний час для даної місцевості, год.

Нахил Сонця розраховуємо так:

$$\delta = 23 \cdot 45 \cdot sin\left\{\frac{2\pi}{365} \cdot (284 + N)\right\} , \quad (15)$$

де N – порядковий номер дня року (починаючи з 1, що відповідає першому січня).

Коефіцієнт K_{am}, який враховує поправку на повітряну масу, знаходиться за формулою:

$$\mathrm{K_{ат}} = 1{,}1254 \cdot \frac{0{,}1366}{\sinh}, \tag{16}$$

де h – кут, який визначає висоту сонця над горизонтом в даний момент часу, град., синус цього кута рівний:

$$\sinh = \cos\delta \cdot \cos\omega \cdot \cos\varphi + \sin\delta + \cos\varphi\,. \tag{17}$$

Формула (10) дозволяє розраховувати лише величину потоку прямої сонячної радіації, що направлена на довільну поверхню. Проте, будь-який сонячний колектор сприймає на собі також дію розсіяної сонячної радіації. Точний розрахунок цієї складової частини енергії, яка надходить на сонячний колектор — процес досить складний. Проте, з достатньою точністю для довільно розташованої поверхні цю величину можна апроксимувати емпіричною залежністю:

$$\mathrm{H_{розс}} = 137{,}1\text{-}14{,}82 \cdot \frac{1}{\sinh}. \tag{18}$$

Відбита сонячна радіація може бути оцінена з виразу:

$$\mathrm{H_{від}} = 0{,}5 \cdot \rho \cdot (1\text{-}\cos S) \cdot (\mathrm{H_{пр}} + \mathrm{H_{розс}}), \tag{19}$$

де ρ – відбивальна властивість Землі ($\rho = 0{,}2$ в літній період; $\rho = 0{,}7$ в зимовий період за наявності снігу.

Остаточно, загальний потік енергії, який приноситься сонячної радіацією на довільно орієнтовану у простору нахилену поверхню на широті L, дорівнює:

$$\mathrm{H_т} = \mathrm{H_{пр}} + \mathrm{H_{розс}} + \mathrm{H_{від}}. \tag{20}$$

Необхідно врахувати, що всі ці значення наведено для ясного дня, на практиці при розрахунку потрібно враховувати, так званий, коефіцієнт хмарності. Слід також відмітити, що розраховані значення потоків для різних годин практично повністю збігаються із наведеними у таблицях нормативних документів (СНіП) та кліматичному атласі.

Сонячні системи, що забезпечують потреби в тепловій енергії, розподіляють на *активні* та *пасивні*.

Пасивні системи, де використовуються архітектурні елементи будови, які спроектовані та підібрані таким чином, щоб максимально використати енергію Сонця, більш дешеві і не потребують додаткового обладнання.

Активні будуються на основі сонячних колекторів (СК) з примусовою циркуляцією теплоносія за допомогою насосів. Плоскі сонячні колектори уловлюють як пряму, так і розсіяну сонячну енергію та дозволяють отримати воду з температурою 40…60°С. Сезонна ефективність простих пасивних геліосистем може виявитися не менш ефективною в порівнянні з більш складними та дорогими системами сонячного теплопостачання.

Недоліком пасивних систем є складність регулювання температури повітря в приміщеннях та необхідність застосування автоматичних регулюючих пристроїв.

Активні сонячні системи в якості теплоносіїв можуть використовувати повітря або рідину, що не замерзає (антифриз). Перевагою активних систем є легкість інтегрування з традиційними системами теплопостачання, а також можливість автоматичного керування роботою системи, а основним недоліком є велика вартість. Вибір, склад і компоновка елементів активної системи визначається в кожному конкретному випадку кліматичними факторами, типом об’єкту, режимом теплопостачання, економічними показниками. В зв’язку з тим, що підтримувати поверхню сонячного колектора перпендикулярно сонячним променям за допомогою системи слідкування складно та дорого, геліоколектори встановлюють нерухомо, або змінюють орієнтацію двічі на рік. Найкраще

орієнтувати колектори на південь. Оптимальний кут нахилу колектора до горизонту складає:

$S = \varphi + 12°$, – при літній (сезонній) експлуатації;

$S = \varphi - 12°$, – при цілорічній експлуатації;

де φ – широта місцевості.

Геліоустановки бувають двох типів: *сезонного* та *постійного використання*. В геліоколекторі сезонного типу вода нагрівається безпосередньо в сонячному колекторі, а в установках постійного використання вода нагрівається в баках. В якості проміжного теплоносія використовується антифриз, який сприймає енергію сонця в сонячному колекторі. Режим роботи сонячного колектора описується рівнянням енергетичного балансу, яке розділяє енергію сонячної радіації на корисну акумульовану енергію та втрати. Енергетичний баланс колектора в цілому можна записати в такому вигляді:

$$A\{[H_R(\tau\alpha)]_b + [H_R(\tau\alpha)]_d\} = Q_U + Q_L + Q_S\,, \qquad (21)$$

де H – щільність потоку сонячного випромінювання (прямого або розсіяного), падаючого на одиницю площі горизонтальної поверхні;

R – коефіцієнт перерахунку щільності потоку прямого або розсіяного випромінювання з горизонтальної на похилу поверхню;

$\tau\alpha$ – приведена поглинаюча властивість системи покриттів відносно прямого або розсіяного випромінювання;

A – площа колектору;

Q_U – тепловий потік, який переданий робочій рідині в сонячному колекторі (корисне тепло);

Q_L – теплові втрати колектора в навколишнє середовище шляхом випромінювання та конвекції, а також шляхом теплопровідності по опорах поглинаючої пластини;

Q_S – потік тепла, що акумулюється колектором.

Показником ефективності колектора сонячної енергії є його коефіцієнт корисної дії (ККД) — відношення корисної теплової енергії Q_U до падаючої сонячної енергії.

Для випробувань сонячних колекторів часто використовують методику Національного бюро стандартів США. Згідно з цією методикою випробування проводять на експериментальному стенді в стаціонарних умовах, коли сонячна радіація, швидкість вітру, температура навколишнього середовища постійна протягом деякого часу. Випробування проводять або в природних умовах приблизно опівдні в сонячні дні, або з використанням сонячного імітатору.

Корисна енергія, що відводиться з колектору, визначається виразом:

$$Q_u = F_R \cdot A \cdot [I_T \cdot (\tau\alpha) - U_L \cdot (T_i - T_a)], \quad (22)$$

де F_R – коефіцієнт відведення тепла з колектора;

I_T – щільність потоку сумарної сонячної радіації в площині колектору, Вт/м²;

$\tau\alpha$ – приведена поглинальна здатність (враховує також ту частину випромінювання, що пройшла крізь скляне покриття, досягла адсорбера, і знову повернулась до скла);

U_L – повний коефіцієнт теплових втрат колектору Вт/(м^2·К);

T_i – температура рідини на вході в колектор, °С;

T_a – температура навколишнього середовища, °С;

За результатами випробувань визначається ефективність колектору:

$$\eta = \frac{Q_u}{A \cdot I_T}. \quad (23)$$

Теплопродуктивність колектора можна визначити ще за температурами теплоносія на вході та виході колектора за формулою:

$$Q_u = G \cdot C_p \cdot (T_o - T_i), \quad (24)$$

де G – масова витрата теплоносія, кг/с;

C_p – питома масова теплоємність теплоносія, Дж/(кг·К);

T_o – температура теплоносія на виході з абсорбера колектора, °С;

T_i – температура теплоносія на вході в абсорбер колектора, °С.

Коефіцієнт корисної дії можна визначити ще наступним чином:

$$\eta = F_R(\tau\alpha) - \frac{F_R U_L \cdot (T_i - T_a)}{I_T}, \quad (25)$$

де $F_R(\tau\alpha)$ – складовий коефіцієнт, який показує максимальне теоретичне значення ККД для цієї конструкції геліоколектора;

$F_R U_L$– складовий коефіцієнт, що характеризує теплові втрати конкретної конструкції колектора.

Коефіцієнт, що знайдено за формулою (25) значною мірою характеризує конструктивну та теплотехнічну досконаліть конструкції плоского сонячного колектора. У стані рівноваги (відсутня циркуляція теплоносія) за наявної інтенсивності випромінювання Сонця та температури навколишнього середовища колектор нагрівається до максимальної температури. Температура рівноваги є характеристикою теплової ефективності колектора (теплових втрат колектора).

На значення ККД сонячного колектора сильно впливає температура теплоносія на вході в колектор: чим нижча температура, тим менші теплові втрати та вищий ККД. З досвіду експлуатації плоских сонячних колекторів, підвищення густини потоку сонячного випромінювання від 300 Вт/м² до 1000 Вт/м² приводить до підвищення ККД від 32% до 59%, а при підвищенні температури зовнішнього повітря від 20°С до 30°С ККД збільшується від 41% до 55 %.

Густина поглиненої перетвореної енергії розраховується за формулою:

$$q = \frac{E}{A}, \tag{26}$$

де A – робоча площа поверхні колектора, м².

Запитання для самоперевірки

1. Назвіть основні види сонячних колекторів та опишіть їх основні відмінності.

2. Який тип теплоносія використовують у геліосистемах для використання протягом року?

3. Опишіть принцип дії плоского вакуумного і трубчастого вакуумного колекторів та їх будову.

4. Чи може геліосистема повністю забезпечити потреби будинку у опаленні та гарячому водопостачанні?

5. Назвіть основні пристрої геліосистеми та дайте їх коротку характеристику.

6. Яку функцію виконує тепловий бак-акумулятору геліосистемі для потреб ГВП?

7. Основні параметри баків акумуляторів та принципи підбору бака-акумулятора для геліосистеми.

8. Розрахуйте ємність бака-акумулятора для потреб ГВП у приватному будинку на 6 осіб.

9. Яку функцію виконує повітревідвідник у геліосистемі?

10. Яку функцію виконує циркуляційний насос у геліосистемі?

11. За яким принципом підбирається напрямок у якому встановлюється сонячна батарея та кут її нахилу?

12. Які додаткові теплотехнічні пристрої можуть співпрацювати з геліосистемою?

13. Основні функції цифрового регулятора у геліосистемі.

14. Опишіть склад та будову геліоустановки для будинку на одну родину.

РОЗДІЛ 2
НОВІТНІ ТЕХНОЛОГІЇ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ З ФОТОЕЛЕМЕНТІВ

2.1. Загальні відомості.

У зв'язку зі зміною клімату, скороченням вуглеводневої сировини, фінансовою та енергетичною кризою різко зріс інтерес до джерел поновлюваної енергії. Сонячні електростанції — це перспективний напрямок розвитку енергетики в XXI-му столітті.

Джерелом енергії сонячного випромінювання є термоядерна реакція — кожну секунду на Сонці приблизно 61011 кг водню перетворюється в гелій. Дефект маси при цьому становить 4000 кг, що згідно із співвідношенням Ейнштейна $E = m \cdot c_2$ виділяється 41020 Дж енергії. Основна частина цієї енергії витрачається у вигляді електромагнітного випромінювання в діапазоні 0,2…3 мкм. Оскільки повна маса Сонця близько $2 \cdot 10^{30}$ кг, то воно може перебувати в досить стабільному стані понад 10 млрд. років з постійним виділенням енергії. Інтенсивність сонячного випромінювання у вільному просторі на відстані, що дорівнює середній відстані між Землею та Сонцем, називається сонячною сталою. Її величина 1353 Вт/м^2.

При проходженні через атмосферу сонячне світло послаблюється в основному через поглинання інфрачервоного випромінювання парами води, ультрафіолетового випромінювання — озоном та розсіюванням випромінювання частинками атмосферного пилу і аерозолями. Показник атмосферного впливу на інтенсивність сонячного випромінювання, що доходить до земної поверхні, називається «повітряної масою» (AM). AM визначається як секанс кута між Сонцем та зенітом.

На рис. 2.1 показано спектральний розподіл інтенсивності сонячного випромінювання в різних умовах. Верхня крива (AM0) відповідає сонячному спектру за межами земної атмосфери (наприклад, на борту космічного корабля), тобто при нульовій повітряній масі. Криві AM1 і AM2 ілюструють спектральний

розподіл сонячного випромінювання на поверхні Землі, коли Сонце в зеніті і при куті між Сонцем та зенітом 60°, відповідно.

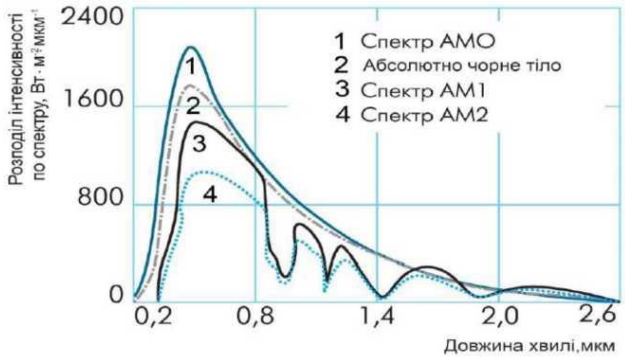


Рисунок 2.1. Розподіл інтенсивності у спектрі сонячного випромінювання

Середня інтенсивність випромінювання на Землі приблизно збігається з інтенсивністю випромінювання при АМ = 1,5 (Сонце — під кутом 45° до горизонту). Таким чином, при використанні високоефективних методів перетворення енергії Сонце може забезпечувати бурхливо зростаючі потреби в ній практично вічно. Такий прогноз робить обґрунтованими великі фінансові затрати на створення широкомасштабних сонячних електростанцій. Один із основних напрямів прямого перетворення сонячної енергії в електричну реалізується у напівпровідникових фотоелементах (ФЕ). До теперішнього часу виробництво більшості комерційних модулів сонячних елементів засноване на кристалічному Si з ефективністю $\eta < 20\%$ (I покоління ФЕ) і аморфних тонкоплівкових СЕ з великою площею ФЕ з величиною $\eta \approx 5\ldots8\%$ (II покоління ФЕ). Концепція III покоління — це використання нано- та мікроструктур (мікродротів).

Сонячні батареї (СБ) знайшли застосування в космонавтиці, де займають домінуюче положення серед інших джерел автономного енергоживлення.

СБ постачають електроенергію апаратурі супутників та системи життєзабезпечення космічних кораблів і станцій, а також заряджають електрохімічні акумулятори, які використовуються на тіньових ділянках орбіти.

Для виготовлення наземних фотоелектричних перетворювачів (ФЕП) найбільш придатними вважаються напівпровідники Si, CdTe, GaAs, InP.

Близько 91% енергії падаючого світлового потоку можна перетворювати в електричний струм у кремнієвих ФЕП при розв'язанні проблеми вивільнення носіїв заряду (НЗ) із об'єму напівпровідника. Низька вартість кремнію є визначальною при виборі матеріалу для фотоелементів.

Очікується, що протягом найближчих 20 років сонячна фотоенергетика створить більше 2 млн. робочих місць, скоротить викиди парникових газів в атмосферу на 350 млн. т CO_2, що еквівалентно зупинці 150 вугільних електростанцій.

Сонячні батареї.

Сонячна батарея (панель) є фотоелектричним генератором, принцип роботи якого заснований на фізичних властивостях напівпровідників. Термін служби сонячної батареї в основному досягає 25 років.

На сьогоднішній день на ринку збуту переважають в основному три види сонячних батарей — це тонкоплівкові, монокристалічні і полікристалічні сонячні панелі (рис. 2.2). Технологія, за якою виготовлена сонячна батарея, впливає на її ККД.

а б в

Рисунок 2.2. Батареї: а) монокристалічні; б) полікристалічні; в) тонкоплівкові

Вважається, що в ідеалі сонячна батарея має близький до 20% ККД. Однак на він приблизно дорівнює всього 10%, при тому, що для одних сонячних батарей більше, для інших менше. В основному це залежить від технології, за якою виконано p-n перехід. Найбільш ходовими з найбільшим відсотком ККД є

сонячні батареї, які виготовлено на основі монокристалу або полікристалу кремнію. Причому інші через відносну дешевизну стають дедалі поширенішими. До якого типу конструкції сонячна батарея відноситься можна визначити неозброєним оком.

Батареї з монокристалів. Вони мають надійний і міцний склопластиковий корпус. Через це всередину установки волога не проникає, тому дані установки можна використовувати на кораблях далекого плавання. Більш надійними та довговічними сонячні батареї робить відсутність рухомих елементів. Сфера застосування монокристалічних сонячних батарей досить широка, це може бути і зарядка акумуляторів, електроживлення для садових насосів, забезпечення живлення бортового обладнання корабля, освітлення садових та присадибних ділянок, живлення сигналізації і засобів зв'язку, і т.п.

Найбільш популярними серед покупців є монокристалічні сонячні батареї. Цей тип батарей складається з величезної кількості силіконових осередків. Силіконові осередки виконують функцію перетворювання електричної енергії з сонячних променів, що потрапляють на їх поверхню. Найбільш оптимальною кількістю осередків у монокристалічних батареях вважається 36. Це досить добре позначається на виробленні електроенергії. Монокристалічні батареї досить легкі та компактні, здатні трохи згинатися. Завдяки цій властивості, не складе особливих труднощів установка даних батарей на нерівних поверхнях, де складно буде домогтися правильного кута нахилу.

У даного виду сонячних батарей максимальна потужність досягається за умов, якщо небо буде ясним, температура повітря 25 °С, панелі будуть направлені прямо на сонце. Значно знизити потужність установки може навіть невелика хмарність (близько 70%), а в разі сильної хмарності можна вважати що робота сонячної батареї блокована, так як потужність знижується на 90%. Для того що б отримати оптимальну потужність, діапазон температур повітря повинен коливатися в рамках 15…25 °С. Для наших широт зміна сонячної енергії залежить від сезону. Для того щоб не змінювати постійно розташування панелей

рекомендується встановити їх у напрямку до екватора, відхилення має дорівнювати широті місцевості.

Тонкоплівкові сонячні батареї. Вважаються найдешевшим варіантом з усіх існуючих видів батарей. Це досить чітко відображено на попиті даного виду у споживачів. Цей вид батарей можна встановлювати в будь -якому найзручнішому для Вас місці, це може бути стіна будівлі, дах або ж земельна ділянка. На відміну від монокристалічних батарей, тонкоплівковим сонячним батареям не потрібні прямі промені сонця. За потужністю вони також зручніші, ніж інші види, тому що навіть при похмурій погоді вони втрачають потужність всього на 10…15%. Єдине недоліком для даного виду сонячних батарей це займана площа, яка практично в 2,5 рази більша, ніж у інших. Застосовуються вони в основному для більших систем електропостачання, рідко для побутових потреб.

Полікристалічні сонячні батареї. Ці батареї також вважаються альтернативним варіантом монокристалічних батарей. У їх будові застосовано полікристалічний кремній, що має яскраво синій колір. Полікристалічні сонячні батареї широко застосовані для освітлення дворів, парків, вулиць, шосе, лікарень, кафе, шкіл, приватних будинків, засобів зв'язку, а також для енергопостачання газопроводів та нафтопроводів, зарядки акумуляторів.

2.2. Основні принципи роботи та будова сонячних елементів.

Принцип дії сучасних сонячних батарей зберігся, незважаючи на багаторічну історію їх існування. Удосконаленню піддалася лише конструкція та матеріали, що використовуються у виробництві, завдяки яким виробники поступово збільшують такий важливий параметр, як коефіцієнт фотоелектричного перетворення або ККД пристрою. Варто також сказати, що величина вихідного струму і напруги сонячної батареї безпосередньо залежить від рівня зовнішньої освітленості, який впливає на неї.

Найпростішу конструкцію сонячного елементу (СЕ) — приладу для перетворення енергії сонячного випромінювання в електричну — показано на рис. 2.3.

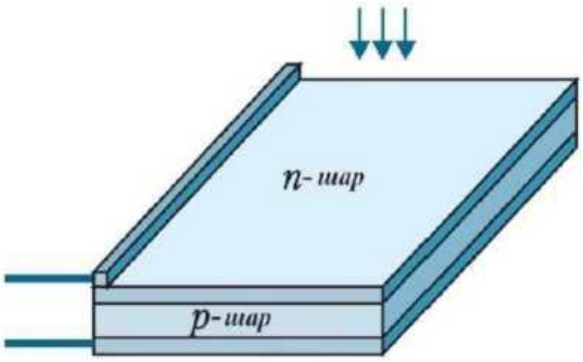


Рисунок 2.3. Конструкція сонячного елемента

На малій глибині від поверхні кремнієвої пластини p сформований p-n перехід з тонким металевим контактом. На тильну сторону пластини нанесено суцільний металевий контакт. Коли СЕ освітлюється, поглинені фотони генерують неврівноважені електрон-діркові пари. 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. 2.4, а).

У результаті n-шар набуває додаткового негативного заряду, а p-шар — позитивний. Знижується первісна контактна різниця потенціалів між p- і n-шарами напівпровідника, і в зовнішньому ланцюзі з'являється напруга (рис. 2.4, б). Негативному полюсу джерела струму відповідає n-шар, а p-шар — позитивному.

Величина встановленої фото ЕРС при освітленні переходу випромінюванням постійної інтенсивності описується рівнянням вольт-амперної характеристики.

Матеріал, з якого виготовлено пластини, впливає на характеристики сонячних батарей. Чистий кремній у виробництві пластин для сонячних батарей практично не використовується. Найчастіше в якості домішок для виготовлення пластини, що виробляє позитивний заряд, використовується бор, а для негативно

заряджених пластин миш'як. Крім них при виробництві сонячних батарей все частіше використовуються такі компоненти, як арсенід галію, мідь, кадмій, телурид, селен та інші. Завдяки цьому сонячні батареї стають менш чутливими до перепадів навколишніх температур.

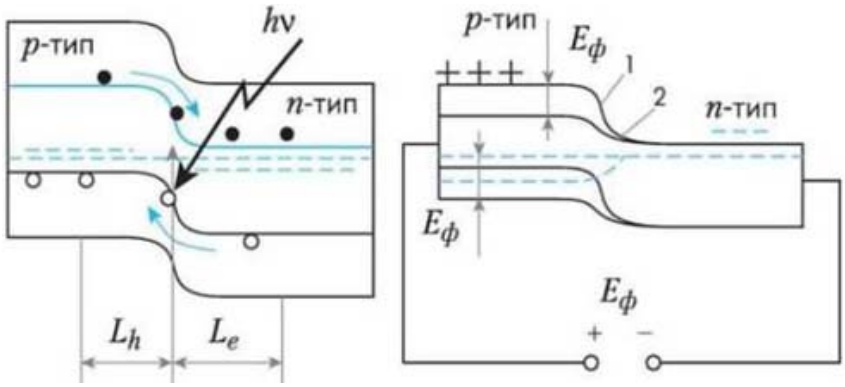


Рисунок 2.4. Зонна модель розімкнутого p-n-переходу: а) в початковий момент освітлення; б) зміна зонної моделі під дією постійного освітлення і виникнення фото ЕРС

Більшість сонячних батарей можуть накопичувати енергію в акумуляторах, а потім віддавати в навантаження. Акумулятори — хімічні джерела струму. Заряд акумулятора відбувається тоді, коли до нього прикладено потенціал, який більший від напруги акумулятора. Число послідовно та паралельно з'єднаних сонячних елементів повинно бути таким, щоб робоча напруга, яка підводиться до акумуляторів з урахуванням падіння напруги трохи перевищувала напругу акумуляторів, а навантажувальний струм батареї забезпечував необхідну величину зарядного струму.

Наприклад, для зарядки свинцевої акумуляторної батареї 12 В необхідно мати сонячну батарею яка складається з 36 елементів.

При слабкому сонячному світлі заряд акумуляторної батареї зменшується і батарея віддає електричну енергію електрообладнанню, тобто акумуляторні батареї постійно працюють у режимі розряду та підзаряду. Це процес контролюється спеціальним контролером. При циклічному заряді потрібна постійна напруга або постійний струм заряду. При гарній освітленості

акумуляторна батарея швидко заряджається до 90% своєї номінальної ємності, а потім з меншою швидкістю заряду до повної ємності. Перемикання на меншу швидкість заряду проводиться контролером зарядного пристрою.

Найбільш ефективним є використання спеціальних акумуляторів — гелієвих (у батареї в якості електроліту застосовується сірчана кислота) і свинцеві батареї, які зроблені за AGM-технологією. Цим батареям не потрібні спеціальні умови для встановлення і вони не потребують обслуговування. Паспортний термін служби таких батарей 10…12 років при глибині розряду не більше 20%. Акумуляторні батареї ніколи не повинні розряджатися нижче цього значення, інакше їх термін служби різко скорочується.

Акумулятор під’єднується до сонячної батареї через контролер, який контролює її заряд. При заряді батареї на повну потужність до сонячної батареї підключається резистор, який поглинає надлишкову потужність. Для того щоб перетворювати постійну напругу від акумуляторної батареї в змінну напругу, яку можна використовувати для живлення більшості електроприладів спільно з сонячною батареєю можна використовувати спеціальні пристрої — інвертори. Без використання інвертора від сонячної батареї можна живити електрообладнання, яке працює на постійній напрузі, в т.ч. різну портативну техніку, енергозберігаючі джерела світла, наприклад, ті ж світлодіодні лампи.

Для ефективної роботи сонячних елементів необхідне дотримання ряду умов: оптичний коефіцієнт поглинання активного шару напівпровідника повинен бути достатньо великим, щоб забезпечити поглинання значної частини енергії сонячного світла в межах товщини шару; генеровані при освітленні електрони та дірки мають збиратися на контактних електродах з обох сторін активного шару; сонячний елемент повинен володіти значною висотою бар'єру в напівпровідниковому переході; повний опір, включений послідовно з сонячним елементом (виключаючи опір навантаження), повинен бути малим для того, щоб зменшити втрати потужності в процесі роботи; структура тонкої плівки повинна бути однорідною по всій активній області сонячного елемента, щоб виключити закорочування та вплив шунтуючих опорів на характеристики елементу.

Фотоперетворювачі на основі кремнію. Монокристалічні кремнієві сонячні елементи (c-Si СЕ) виготовляють з кремнієвих пластин 0,3 мм (300 мкм) товщини шляхом легування їх відповідно донорними та акцепторними домішками, створення омічних контактів. Існують декілька типів конструкцій монокристалічних сонячних елементів, що відрізняються способом формування, структурою та розташуванням контактів (рис. 2.5).

Основний недолік монокристалічних кремнієвих сонячних елементів — велика витрата порівняно дорогого високочистого кремнію, більша частина якого відіграє роль пасивної підкладки. Слід зазначити, що технологія виробництва сонячних елементів на кристалічному кремнії перебуває в майже ідеальному стані та досить складно знайти шляхи покращення вже існуючих технологічних процесів, відпрацьованих протягом багатьох років у рамках виробництва мікроелектронних обладнань. Крім того, досить добре розроблено теорію фотогальванічних перетворень у монокристалі та на її основі створено комп'ютерні програми оптимізації параметрів монокристалічних сонячних елементів на основі кремнію. Єдиний шлях оптимізації c-Si СМ — це здешевлення вихідної сировини. Для зменшення собівартості кремнієвих сонячних елементів досліджується можливість використання як поглинача полі- та мультикристалічного кремнію.

Аморфний гідрований кремній. Аморфні сонячні елементи використовують як поглинаючий шар аморфні речовини, що володіють тільки близькою впорядкованістю структури. Ідеальним аморфним матеріалом для використання як поглинача є аморфний кремній, легований воднем (a-Si:H), є основою аморфних сонячних елементів. Іноді крім водню в поглинаючому аморфному шарі використовуються також домішки германію (a-SiGe:H).

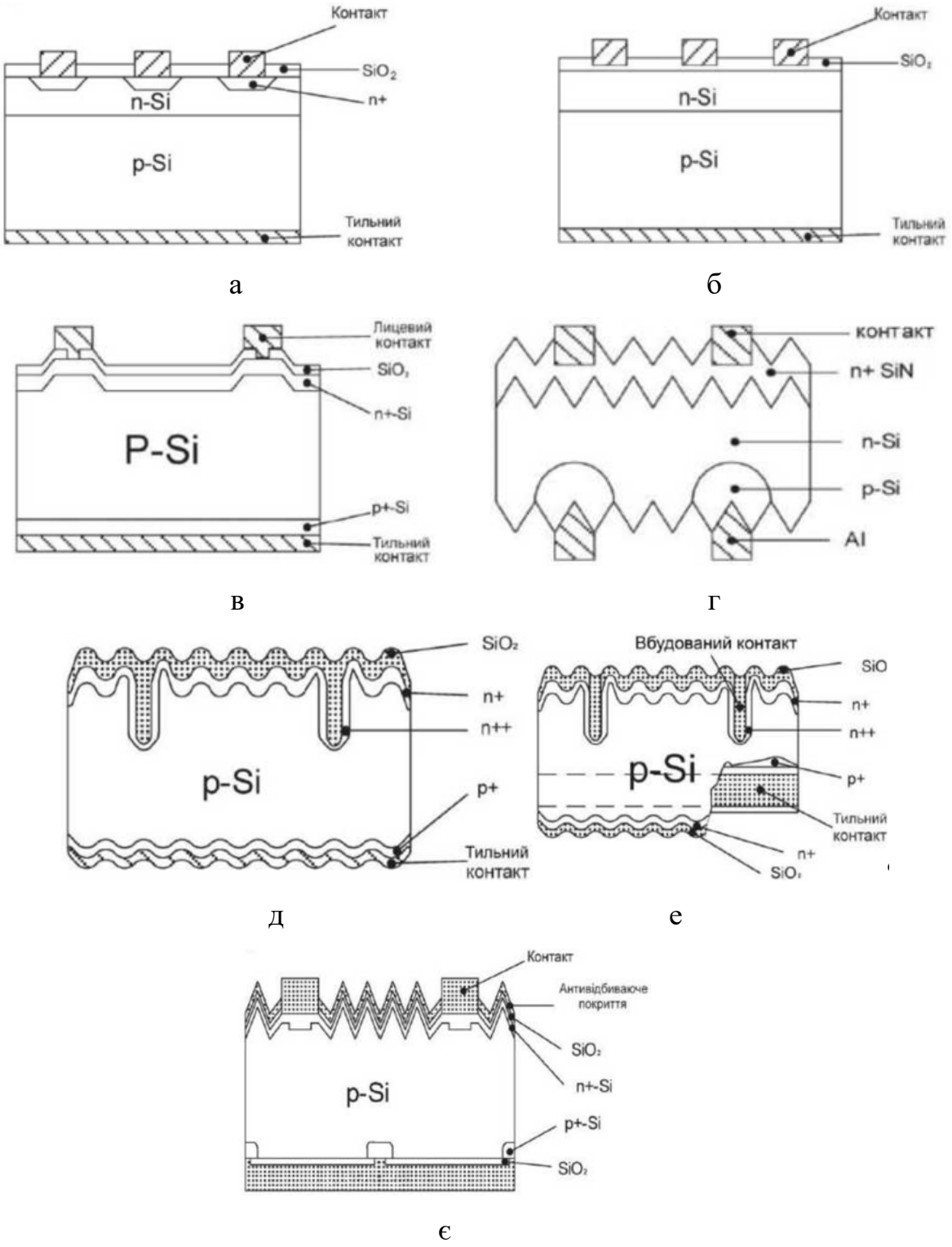


Рисунок 2.5. Різні типи сонячних елементів на основі монокристалічного кремнію: а) простий p-n перехід; б) метал-ізолятор n-p структура (MINP); в) сонячний елемент із пасивуючим емітером (PESC); г) двохлицьовий сонячний елемент; д) структура з однобічним вбудованим контактом (SSBS); е) структура з двостороннім вбудованим контактом (DSBS); є) структура з пасивуючим емітером та локально дифузійним тильним контактом (PERL)

У якості робочого переходу для a-Si СМ можуть використовуватися бар'єр Шотткі , МОП-структура, p-i-n структура (рис. 2.6). Фотоелектронні властивості найбільш виражені в гідрованого аморфного кремнію (a-Si:H) і мікрокристалічна (pc-Si:H) та визначаються щільністю розірваних атомних зв'язків. Наявність водню призводить до пасивації електрично активних глибоких рівнів по межах зерен і перехідних областей між аморфною та кристалічною фазами в (a^ї)-структурах і асоціюється з концентрацією розірваних спінових зв'язків. Водень для стабілізації структури повинен проникати на всю глибину впровадження суміші в матрицю кристала і перебувати в моногідридному з'єднанні Si-H, оскільки ця конфігурація найбільш стабільна. При отриманні pc-Si:H наявність водню повинно привести до фіксованої геометрії наноструктур з обмеженими розмірами кристалітів. Це забезпечить збереження їх навіть при збільшених температурах відпалу. Міграція водню в гідрогенізованому аморфному кремнію визначається енергією активації в області 0,5…2,7 еВ. Таку велику невизначеність викликано сильною залежністю рухливості H від концентрації CH. Водень може дифундувати через дрібні пастки, а захоплюватися розірваними зв'язками (глибокі пастки). При CH ~ Cd (Cd – концентрація дефектів) водень мігрує після термічного вивільнення з глибоких пасток. При CH >> Cd з типовою H концентрацією ~ 1021 $см^{-3}$ глибокі пастки заповнені, надлишковий водень може мігрувати через дрібні пастки з малою енергією активації і розташовуватися в середині метастабільної конфігурації Si-H-Si. Оптична ширина забороненої зони pc-Si:H залежить від концентрації пов'язаних атомів водню так само, як і в (a-Si:H)-структурах. Різниця в їх величинах полягає в різній концентрації пов'язаних атомів водню. У звичайних плівках (a-Si:H) з підвищенням рівня легування бором оптична ширина забороненої зони швидко зменшується, що є сильним обмеженням у використанні цього матеріалу в сонячних елементах. У той же час значення оптичної ширини забороненої зони pc-Si:H залишаються високими у всьому діапазоні концентрацій легуючої домішки.

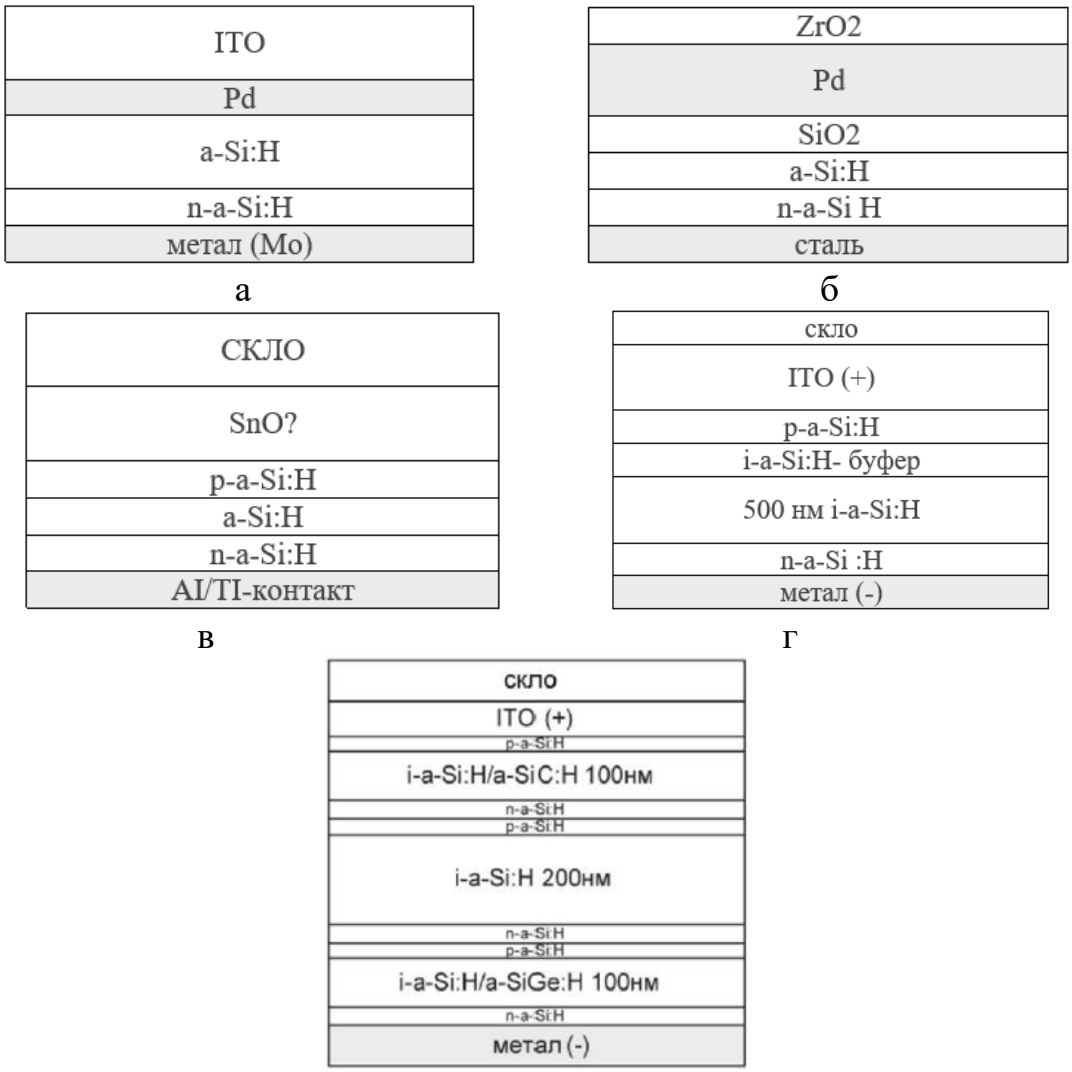


Рисунок 2.6. СЕ на основі аморфного кремнію: а) бар'єр Шотткі; б) МДП (MUS) - структура; в) i-n структура; г) i-n структура з буферним шаром (однопереходний елемент); д) трьохперехідний елемент (3 p-i-n структури з послідовним з'єднанням)

При високих рівнях легування бором провідність плівок pc-Si:H (B) досягає значень 10…1 См/см. Це робить даний матеріал придатним для використання в сонячних елементах в якості прозорого покриття з високою провідністю.

У створеній структурі міститься суміш (gc-Si:H + a-Si:H). При температурі відпалу 350…370 °C зберігаються аморфна фаза і gc-Si:H (B) з малим розміром кристалітів. При температурі відпалу $T > 370°C$ аморфна фаза відпалюється, залишається gc- Si:H (B) зі збільшеним розміром кристалітів і тому величина питомого опору, R_{min}, підвищується. Це вказує на те, що властивості

нанорозмірних структур будуть вичерпані і зразки кремнію набувають вже відомих властивостей мікроструктур. Плівки a-Si1- xCx:H більш теплостійкі в порівнянні з плівками a- Si:H, оскільки зв'язок C-H сильніший, ніж зв'язок Si-H. У створених a-Si:H-структурах в c-Si (p, n)-кристалі при радіаційній обробці його ядрами 238U через поділ носіїв зарядів в області вигинів енергетичних зон квантових структур інтенсивна фотолюмінесценція відсутня. Для наземного виконання СЕ з високим ККД необхідно мати перетворювач короткохвильового випромінювання в довгохвильове за рахунок перевипромінювання зона — зона в a-Si:H-структурі. Вивід носіїв заряду з обсягу аморфної фази СЕ (мала рухливість НЗ) проводиться по провідних квантових структурах малої глибини або по всій глибині ниток 300 мкм без перетворювача УФ. У космічному просторі при великому потоці УФ і руйнуючого впливу ефекту Стаблера-Вронського гідровані аморфні структури не можуть бути використані і вивід носіїв заряду повинен проводитися дротами, створеними на всю глибину СЕ.

Наноструктури на основі кремнію. СЕ з мікродротами (Vapor-Liquid-Solid-VLS-метод) відносяться до класу пристроїв із особливим конструктивним виконанням для одержання спрямованого транспорту носіїв заряду за рахунок геометрії та матеріалу таких структур. У тонкоплівковому СЕ аморфні шари кремнію синтезуються CVD-методом з газів SiH_4, H_2 і вирощуються на підкладці з металевої фольги.

Застосовується геометрія з набору мікроструктур у вигляді дротів в коаксіальній формі з p-n переходом. Масиви квантових ниток у монокристалічному кремнії з малим питомим опором формуються двома радіаційними процесами — внаслідок часткового розриву міжатомних зв'язків потоком прискорених електронів та створенням довгих схованих треків у його структурі за рахунок процесів іонізації, створених багатозарядними іонами. Ступінь іонізації структури кристала визначається величиною зарядового стану іона й наявністю розірваних міжатомних зв'язків, що знижують стік заряду з об'єму напівпровідника для виникнення термічного піка та кулонівського вибуху

з метою збільшення глибини утвору провідних квантових структур в об'ємі кремнієвого монокристала.

Критерієм виникнення схованого треку вважається підвищення температури локальної області кристала до температури плавлення (аморфна фаза). При високих величинах виділення енергії ($de/dx \sim Z_2$) процеси трекоутворення, посилені попереднім дефектоутворенням, характерні кожному іону.

Наявність квантових дротів дозволяє розв'язати проблему, що виникає при традиційному способі виробництва фотоелементів, яка пов'язана із процесом поглинання сонячного випромінювання в структурі матеріалу і з виведенням носіїв заряду з його об'єму — фотоелемент великої товщини забезпечує повне поглинання сонячного випромінювання, в той час як тонкий фотоелемент забезпечує ефективний збір носіїв заряду. Довгі квантові нитки створюють спрямований рух носіїв заряду з об'єму кремнію, а при оптимізації товщини p-n структур забезпечать одержання високої ефективності перетворення сонячного випромінювання в електричну енергію.

Перспективним є також метод вертикальних мультипереходів, які розташовано паралельно падаючому світлу (рис. 2.7 та рис. 2.8), який дозволяє неосновним НЗ досягати p-n переходу, підвищити ефективність ФЕ й захищеність від радіаційного руйнування, що важливо для використання в космічних умовах. Велика кількість вибудуваних мікродротів створює можливість збільшення виведення на колектор НЗ із малою дифузійною довжиною. Діаметр мікродроту повинен становити не менше декількох сотень нанометрів, довжина її повинна становити десятки мікронів для найбільшого поглинання фотонів із сонячного спектра.

Для вирощування мікродротів використовується VLS-метод (vapor-liquid-solid) з металевими каталізаторами. Для виведення НЗ пропонується використовувати сформовані випромінюванням провідні квантові дроти з мікро- і наноструктур.

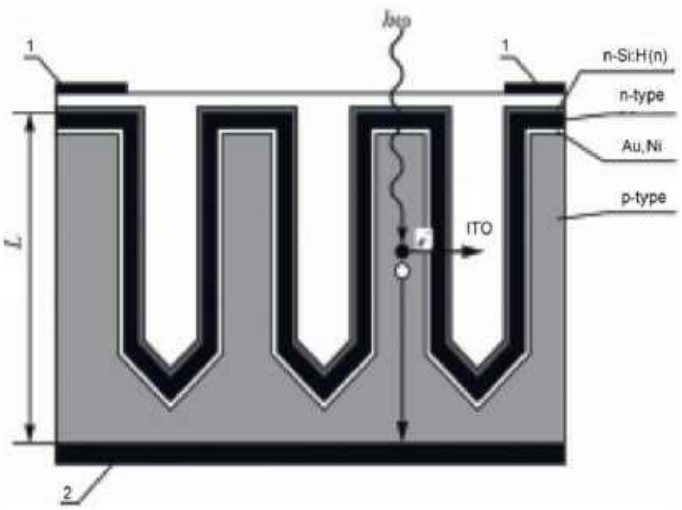


Рисунок 2.7. Схема (архітектура) кремнієвого фотоперетворювача вертикальної конфігурації з мікродротами (California Institute of Technology, USA): 1 – фронтальний контакт, 2 – тильний контакт

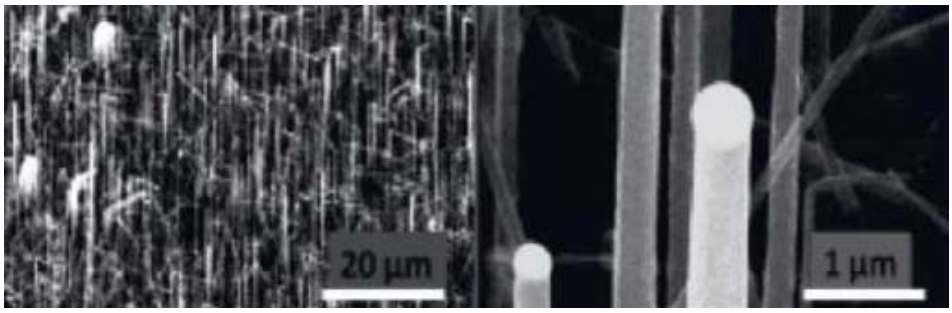


Рисунок 2.8. Типовий приклад Si-мікродротів, вирощених на основі SiH4, (структури ФЕ з p-n переходами в коаксіальному виконанні), California Institute of Technology, USA

НЗ з малою рухливістю, генеровані фотонами широкого спектра сонячного випромінювання, виводяться з об'єму кремнієвого фотоперетворювача по провідних квантових дротах (рис. 2.9), які створені методом кулонівського вибуху. Оскільки дифузія домішок в аморфній фазі значно вища, ніж у кристалічній структурі, отже, кластерні об'єднання, зміщаючись від центру схованого треку на периферію, створять нанорозмірні нитки зі збільшеною концентрацією домішок. При зниженні рекристалізації на епітаксіальному шарі матриці область p+(n+) буде розширюватися в структуру p(n).

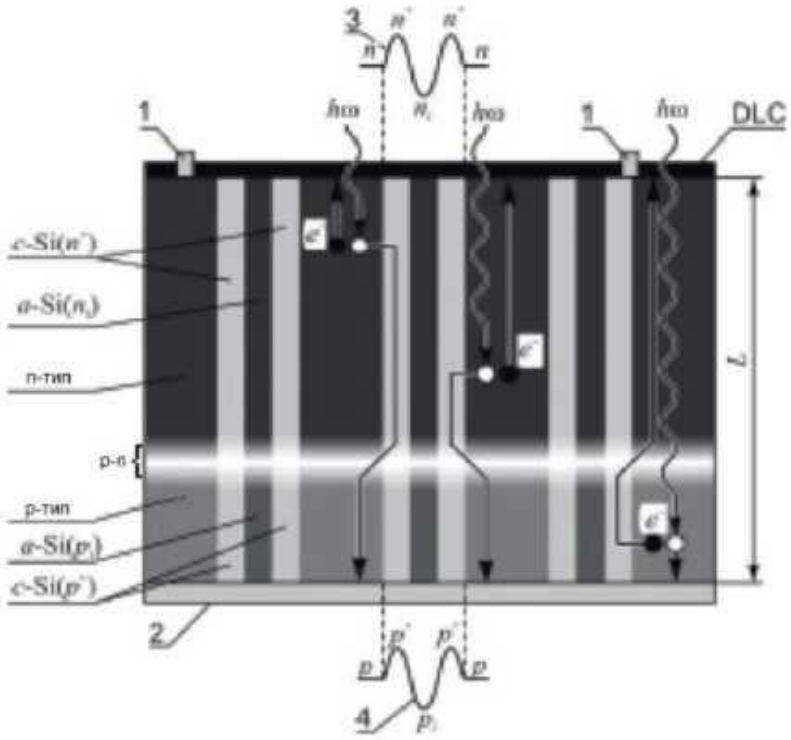


Рисунок 2.9. Схема (архітектура) кремнієвого фотоперетворювача в планарному виконанні із провідними квантовими нитками (NSC KIPT, Харків): 1 – фронтальний контакт, 2 – тильний контакт, L – товщина комірки, 3 та 4 – форма квантової нитки в n- і p-структурах кремнієвого фотоперетворювача

2.3. Сонячні елементи нового покоління.

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 одноперехідного елемента обмежений частиною сонячного спектра, енергія якого вища від ширини забороненої зони, а фотони меншої енергії не використовуються. Подолати це обмеження дозволяють багатошарові структури з двох та більше СЕ з різною шириною забороненої зони. Такі елементи називаються багатоперехідними, каскадними або тандемними. Оскільки вони працюють зі значно більшою частиною сонячного спектра, ефективність фотоелектричного перетворення у них вища. У типовому багатоперехідному сонячному елементі (рис. 2.10) одиночні фотоелементи розташовано 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 в наступний елемент з меншою шириною забороненої зони і т.д.

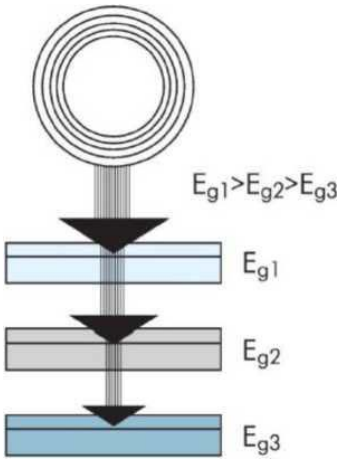


Рисунок 2.10. Принцип побудови багатоперехідного сонячного елемента

Основний напрям досліджень в області каскадних елементів пов'язаний з використанням арсеніду галію в якості одного або кількох компонентів. Ефективність перетворення подібних СЕ досягає 35%. Крім того в каскадних елементах широко застосовуються аморфний кремній, та сплави на його основі (a-Si1-xCx:H, a-Si1-xGex:H), а також $CuInSe_2$.

На рис. 2.11 зображено каскадну батарею, в якій верхнім елементом є структура на основі GaInP с n-AlInP як вікна, далі йде тунельний діод на GaAs для проходження носіїв між елементами та нижній елемент з GaAs.

Дуже перспективні каскадні батареї, що складаються з трьох елементів з різною шириною забороненої зони (рис. 2.12). Верхній шар, що поглинає короткохвильову область сонячного спектра, сформовано із сплаву на основі a-Si:H з шириною оптичної щілини 1,8 еВ. Для серединного елемента в якості шару і-типу використано сплав a-SiGe:H з вмістом германію 10…15%. Ширина оптичної щілини даного шару (1,6 еВ) ідеальна для поглинання зеленої області сонячного спектра.

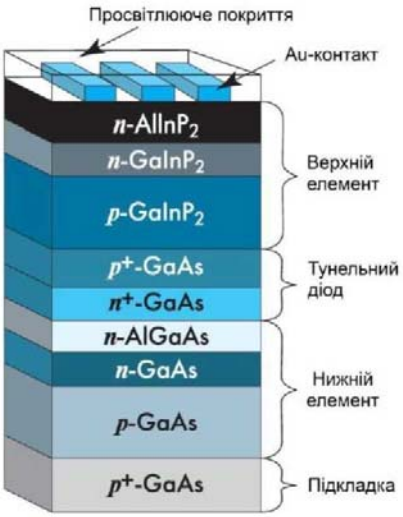


Рисунок 2.11. Каскадний елемент

Нижня частина СЕ поглинає довгохвильову частину спектра, для цього використовується-шар a-SiGe:H з концентрацією германію 40-50%. Не поглинене світло відбивається від заднього контакту на основі Ag/ZnO. Всі три елементи каскадної сонячної батареї пов'язані між собою сильно легованими шарами, що утворюють тунельні переходи між сусідніми елементами.

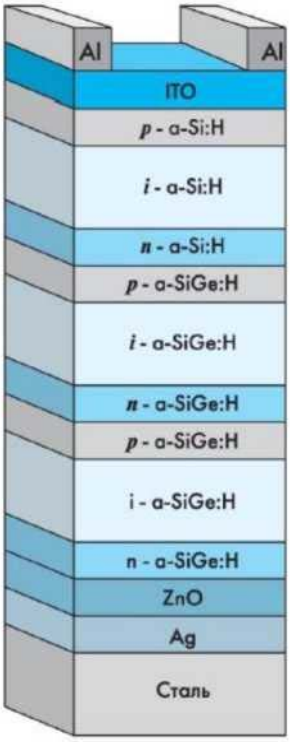


Рисунок 2.12. Трьохкаскадний сонячний елемент на основі сплавів a-SiGe:H

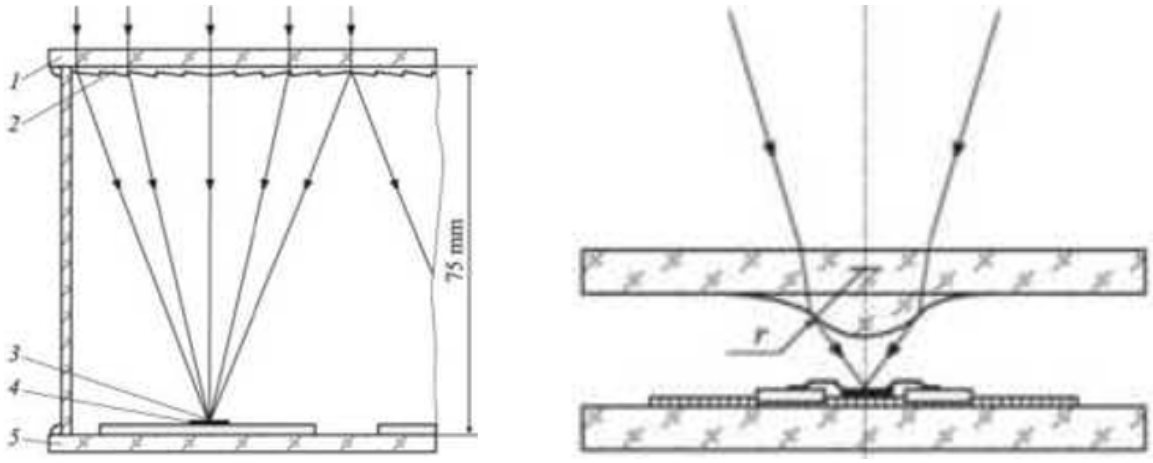
Елементи із концентрованим сонячним випромінюванням. До цього ми не розглядали ще одну можливість для збільшення ККД фотоелектричного перетворення. Йдеться про перехід до перетворення попередньо сконцентрованого сонячного випромінювання.

Те, що гетероперехідні сонячні фотоелементи на основі арсеніду галію можуть ефективно працювати при значному (в сотні і навіть тисячі разів) концентруванні світлового потоку та вигідно відрізняються в цьому відношенні від кремнієвих, було відзначено ще в 1970-х…1980-х роках. До цього часу відносяться перші досліди по створенню концентруючих фотоелектричних модулів з сильно точними гетерофотоелементами. Генерований фотострум зростав лінійно зі збільшенням світлового потоку, а вихідна напруга в свою чергу зростала зі збільшенням струму за логарифмічним законом. Таким чином, вихідна потужність підвищувалася надлінійно при концентруванні випромінювання та ефективність фотоелектричного перетворення збільшувалася.

З початку 1990-х років у практиці створення сонячних концентраторних систем виник новий напрям, що базується на концепції малорозмірних модулів, що мають всі передумови для забезпечення високоефективного і економічно виправданого фотоелектричного перетворення сонячного випромінювання. Необхідно зазначити, що при розгляді перспектив великомасштабної сонячної електроенергетики витрату будь-яких, навіть самих звичайних, конструкційних матеріалів може бути економічно виправдано лише при високій ефективності перетворення в розрахунку на всю фотоприймальну поверхню. Це пов'язано з необхідністю покривати значні площі земної поверхні для перехоплення випромінювання при виробленні великих потужностей.

Очевидно, що пристрої перетворення повинні бути захищені від атмосферних впливів для забезпечення їх довгострокової (20…30 років) працездатності. Малорозмірні лінзи Френеля тут об'єднано в інтегральну панель. У панель об'єднано та змонтовано на тонких (0,5 мм) металевих тепловідведення концентруючі фотоелементи. Обидві ці панелі скріплено скляними боковими

стінками, так що внутрішній об'єм модуля герметизовано (рис. 2.13 та рис. 2.14). При перетворенні концентрованого сонячного випромінювання з ефективністю близько 40% з використанням пристроїв для стеження за сонцем, питома (на одиницю площі) перетвореної кількості електроенергії збільшується в 2…2,5 рази в порівнянні з установкою на основі кремнієвих ФЕП, що перетворюють пряме сонячне випромінювання.



а б

Рисунок 2.13. : а) поперечний переріз концентруючого модуля: 1 – основа лінзової панелі, виконана зі скла; 2 – мікропризми лінз Френеля, які виконано з силікону; 3 – сфокусовані сонячні промені; 4 – сонячний елемент, що змонтовано на металевій основі; 5 – основа панелі сонячних елементів, виконана зі скла; б) система з вторинними мінілінзами для збільшення кратності концентрування сонячного випромінювання

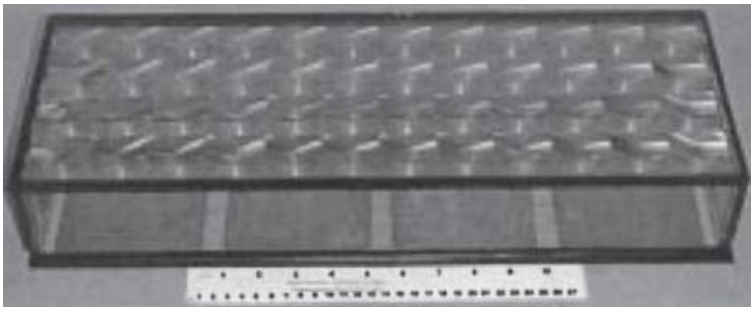


Рисунок 2.14. Експериментальний фотоелектричний модуль для перетворення концентрованого сонячного випромінювання з панеллю з 48 лінз Френеля

2.4. Переваги використання сонячних батарей.

До переваг використання сонячних батарей можна віднести: автономність; висока надійність; зниження витрат на гаряче водопостачання та опалювання до 85% (сонячна енергія безкоштовна); економія органічних видів палива (мазуту, нафти, газу); скорочення викидів двоокису вуглецю; загальнодоступність та невичерпність джерела; відсутність проміжних фаз перетворення енергії; напівпровідникові сонячні батареї мають дуже важливу перевагу довговічність, при тому, що догляд за ними не вимагає від персоналу особливо великих знань і мінімального обслуговування; теоретично, повна безпека для навколишнього середовища (екологічно чисте джерело енергії) та людини (технічна безпека відповідає всім світовим стандартам); розповсюдження сонячних установок серед населення і промисловості позитивно впливає на енергетичну безпеку Україну.

Недоліками сонячних батарей є: перманентна залежність потужності від місцевих умов, часу доби та пори року, висока вартість, невисокий коефіцієнт корисної дії та чутливість до механічних пошкоджень.

Розрахунки показують: щоб одержати велику кількість енергії, сонячні батареї повинні займати величезну площу — тисячі квадратних кілометрів. Сьогодні виготовити таку величезну кількість сонячних елементів практично неможливо.

Вживані в сучасних фотоелементах надчисті матеріали — надзвичайно дорогі. Щоб їх виготовити, потрібне складне обладнання, вживання особливих технологічних процесів. Економічні та технологічні міркування поки не дозволяють розраховувати на отримання таким шляхом значних кількостей електричної енергії. Ця задача залишається XXI століттю.

Останнім часом вчені у сфері конструювання матеріалів для напівпровідникових фотоелементів провели ряд робіт, що дозволили наблизити час створення сонячних електростанцій.

Коефіцієнт корисної дії сонячних батарей з нових структур напівпровідникових матеріалів досягає вже 30%, а теоретично він може скласти і 90%.

Вживання таких фотоелементів дозволить в десятки разів скоротити площі панелей майбутніх сонячних електростанцій. Їх можна скоротити ще в сотні разів, якщо сонячний потік заздалегідь зібрати з великої площі, сконцентрувати і тільки потім подати на сонячну батарею.

Ситуація в Україні.

Розвиток альтернативних джерел енергії в Україні, як вже було описано, знаходиться у зародковому стані, однак, як і в ситуації з вітроенергетикою, ми маємо непоганий потенціал для розвитку сонячної енергетики.

Сьогодні в Україні налагоджено власне виробництво високоефективних кремнієвих сонячних батарей із ККД до 20%. А необхідні для комплектації систем електропостачання системи керування, акумуляторні батареї та інвертори, що перетворюють постійний електричний струм у змінний, виробляються в сусідніх країнах. Хоча 90% комплектуючих до сонячних батарей сьогодні експортується за кордон, наявність високотехнологічного виробництва дозволяє говорити про можливість виробництва сонячних батарей власного виробництва, що значно здешевить їх кінцеву вартість. Тим більше, що своєрідний «фундамент» у розвиток альтернативних джерел енергії вже закладений Верховною Радою.

На початку 2009 року екс-президентом України В. Ющенко було підписано Закон про стимулювання використання альтернативних джерел енергії. Цей закон встановлює спеціальний коефіцієнт «зеленого» тарифу для електроенергії з використанням різних альтернативних джерел енергії, на який множиться звичайний тариф для споживачів другого класу напруги.

Для енергії сонячного випромінювання, відповідно до закону, коефіцієнт має три можливих значення: для наземних об’єктів електроенергетики — 4,8, які встановлено на дахах будинків, будинків та споруд із величиною встановленої потужності понад 100 кВт — 4,6; менше 100 кВт, також установлених на фасадах

будь-якої потужності — 4,4. Закон установлює «зелений» тариф на строк до 1 січня 2030 року.

Запитання для самоперевірки

1. *Принцип побудови багато перехідного сонячного елемента.*
2. *Який термін експлуатації фотопанелей?*
3. *З якого матеріалу виробляють пластини?*
4. *Які використовують акумулятори?*
5. *Які умови необхідно дотримуватись для ефективної роботи СЕ?*
6. *Чи є використання сонячних батарей перспективним у майбутньому?*
7. *Визначте принципи дії фотоелементів та їх будову.*
8. *Визначте залежності параметрів фотоелементів від інтенсивності освітлення.*
9. *Основні пристрої фотовольтаїкової системи та їх коротка характеристика.*
10. *Які матеріали використовують для виготовлення фотобатарей?*
11. *Які матеріали необхідно врахувати при підборі акумуляторів для фотоелектричної системи.*
12. *Виконати проект фотоелектричної установки потужності 7 кВт для будинку на одну родину. Оцінити вартість установки.*
13. *Опишіть призначення та принцип дії фотоелементів із полімерною мембраною Proton Exchange Membrane (PEM).*
14. *З якою метою у сонячних колекторах використовують концентратори?*

РОЗДІЛ 3
КОНЦЕНТРУЮЧІ СОНЯЧНІ КОЛЕКТОРИ, СОНЯЧНІ ОПАЛЮВАЛЬНІ УСТАНОВКИ

3.1. Сонячні водонагрівальні установки.

На опалення, гаряче водопостачання та кондиціонування повітря на харчових підприємствах, житлових, громадських і промислових будівлях витрачається більше 50% загальнорічного енергоспоживання в нашій державі.

Масштаби використання сонячної енергії залежать перш за все від метеорологічних умов — кількості сонячних днів у році, річної кількості сонячної радіації, що надходить, розподілу за сезонами, температури зовнішнього повітря і т.п. В районах України, що мають більше, ніж 1800 годин сонячного освітлення на рік, доцільно використовувати сонячну енергію для теплохолодопостачання будівель. Сонячні водонагрівальні установки отримали досить широке поширення завдяки простоті їх конструкції, надійності та швидкій окупності.

Зараз у всьому світі в експлуатації знаходиться більше 5 млн. сонячних водонагрівальних установок, які використовуються в індивідуальних житлових будинках, централізованих системах гарячого водопостачання житлових та громадських будівель, включаючи харчові підприємства, готелі, лікарні, спортивно-оздоровчі установи і т.п. Налагоджено промислове виробництво сонячних водонагрівачів в таких країнах, як Японія, Німеччина, Іспанія, Ізраїль, Кіпр, США, Австралія, Індія, Франції, ПАР та ін.

За принципом роботи сонячні водонагрівальні установки можна розділити на два типи: установки з природною та примусовою циркуляцією теплоносія. В останні роки все більше виробляється пасивних водонагрівачів, які працюють без насоса, а отже, не споживають електроенергію. Вони простіші в конструктивному відношенні, надійніші в експлуатації, майже не вимагають догляду, а за своєю ефективністю практично не поступаються сонячним водонагрівальним установкам з примусовою циркуляцією. Більше половини

пасивних водонагрівачів складають установки термосифонного типу з природною циркуляцією, а решта — це компактні водонагрівачі, в яких бак-акумулятор гарячої води та колектор сонячної енергії об'єднано (інтегровано) в один компактний пристрій.

Водонагрівачі з природною циркуляцією води. Принцип роботи сонячної водонагрівальної установки термосифонного типу з природною циркуляцією теплоносія ілюструється схемою, яка показана на рис. 3.1. Установка складається з колектора сонячної енергії, бака-акумулятора гарячої води, підйомної та опускної труб. В нижню частину бака-аккумулятора підводиться холодна вода (ХВ), а з його верхньої частини відводиться до споживачів гаряча вода (ГВ).

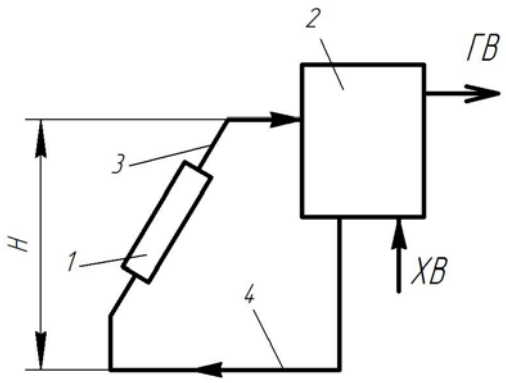


Рисунок 3.1. Схема сонячного водонагрівача з природною циркуляцією:
1 – сонячний колектор; 2 – бак-акумулятор гарячої води; 3 та 4 – трубопроводи

Ці елементи утворюють контур природної циркуляції води. По підйомній трубі *3* гаряча вода з колектора сонячної енергії надходить в бак-акумулятор, а по опускній трубі *4* з бака в колектор *1* надходить холодніша вода для нагрівання за рахунок поглиненої сонячної енергії. Оскільки середня температура води в підйомній трубі вище, ніж в опускний, густина води, навпаки, нижча в другій трубі. І внаслідок цього виникає різниця тисків, що викликає рух води в контурі циркуляції:

$$\Delta p = g \cdot H \cdot (\rho_1 - \rho_2), \text{ Па} \qquad (1)$$

де g – прискорення вільного падіння (для рівнинних районів 9,81 м/с^2);

H – різниця відміток низу сонячного колектора (нульовий рівень) та місця підводу гарячої води в бак-акумулятор, м;

ρ_1 – густина води в опускній трубі за температури T_1, кг/м^3;

ρ_2 – густина води в підйомній трубі за температури T_2, кг/м^3.

Очевидно, що чим більша різниця температур води, тим більша різниця тисків та інтенсивніший рух води. Аналогічний вплив і від збільшення різниці відміток H.

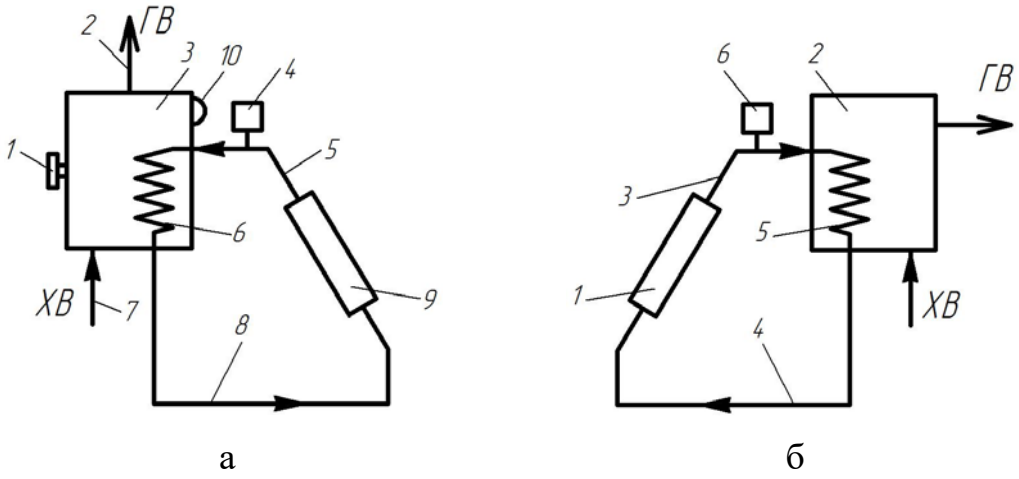


Рисунок 3.2. Схема двоконтурного сонячного водонагрівача з природною циркуляцією: 1 – термостат; 2 – гаряча вода; 3 – бак гарячої води; 4 – розширювальний бак; 5 – гарячий теплоносій; 6 – теплообмінник; 7 – підведення холодної води; 8 – зворотна труба; 9 – колектор; 10 – електронагрівач

Неодмінною умовою ефективної роботи сонячної водонагрівальної установки термосифонного типу є теплова ізоляція всіх нагрітих поверхонь — перш за все бака-акумулятора, підйомної та опускної труб, патрубка для відводу гарячої води до водорозбірних кранів або душу та «воздушника». Товщина теплової ізоляції бака повинна бути 50…75 мм при використанні мінеральної вати або іншого матеріалу з коефіцієнтом теплопровідності 0,04…0,045 Вт/(м·К), а для трубопроводів — від 25 мм для опускної труби до

50 мм для підйомного та сполучного трубопроводів. Точка приєднання підйомної труби до бака-акумулятора повинна перебувати у верхній частині бака на відстані не менше 2/3 висоти бака від його днища, а патрубок для підживлення холодної води необхідно приєднувати до нижньої частини бака. При необхідності використання електронагрівача для підігріву води всередині бака-акумулятора його необхідно розташовувати горизонтально та розміщувати в верхній частині бака. При дотриманні зазначених умов забезпечується температурне розшарування (стратифікація) рідини по висоті бака, при цьому температура води в нижній частині бака нижча, ніж у верхній. Завдяки цьому в колектор подається вода з невисокою температурою, ККД колектора зростає і сонячна енергія використовується більш ефективно.

Більш високе положення бака-акумулятора відносно колектора сонячної енергії в водонагрівальних установках термосифонного типу має важливе значення не тільки для забезпечення циркуляції теплоносія в денний час (на схемі напрямок руху — за годинниковою стрілкою), але також і для запобігання циркуляції води в зворотному напрямку — проти годинникової стрілки — в нічний час. Це можливо при низькому положенні бака, коли гаряча вода з верхньої частини бака вночі надходить в колектор, там вона охолоджується за рахунок випромінювання енергії в навколишнє середовище та конвекції і повертається в нижню частину бака. Природно, це небажаний процес, оскільки він викликає втрати енергії, і для його запобігання бак-акумулятор повинен бути встановлено так, щоб його днище було вище верхньої відмітки нахиленого колектора сонячної енергії на 300…600 мм.

Сонячні водонагрівальні установки з природною циркуляцією теплоносія є саморегульованими системами, і витрата рідини в них повністю визначається інтенсивністю сонячного випромінювання, що надходить, а також теплотехнічними та гідравлічними характеристиками сонячного колектора, бака-акумулятора та сполучних трубопроводів.

В умовах холодного періоду року в сонячному колекторі необхідно використовувати незамерзаючий теплоносій — суміш води з етилен- або

пропіленгліколем, глізантін (суміш води з гліцерином) та ін. У цьому випадку схема стає двоконтурною. Приклад конструктивного виконання водонагрівача з антифризом в контурі колектора зображено на рис. 3.3. Теплота, отримана незамерзаючим теплоносієм в колекторі, передається воді за допомогою теплообмінника, розміщеного в нижній частині бака-акумулятора. За санітарно-гігієнічними нормами вода повинна бути надійно захищена від потрапляння теплоносія, що містить токсичні речовини.

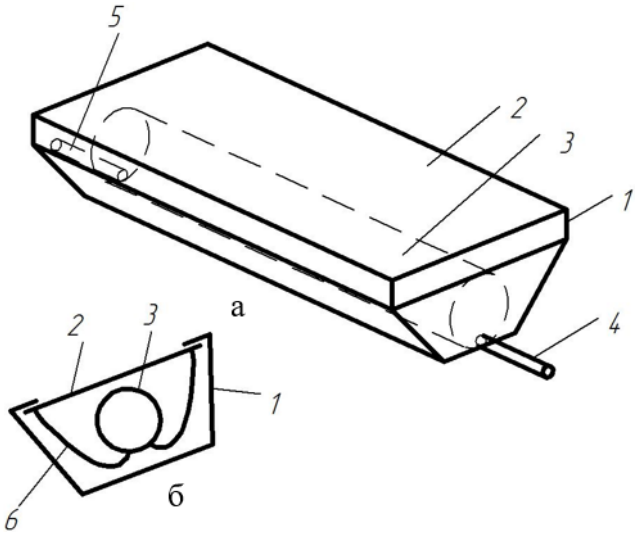


Рис. 3.3. Компактний сонячний водонагрівач ємнісного типу:

а) з однією або декількома ємностями з водою; б) з відбивачем сонячної енергії;

1 – корпус; 2 – скління; 3 – ємність; 4 – підведення холодної води;

5 – відведення гарячої води; 6 – відбивач сонячного випромінювання

Повертаючись до розгляду компактних інтегрованих водонагрівачів, звернемо увагу на вихідну конструкцію, яку схематично показано на рис. 3.3, а. В теплоізольованому корпусі зі скляною верхньою кришкою *2* розміщено ємність *3* з чорною або селективною зовнішньою поверхнею. Для підведення холодної та відведення гарячої води передбачено патрубки. Ефективність водонагрівача можна підвищити за допомогою відбивача, що має спеціальну форму та розміщено всередині корпусу (рис. 3.3, б). ККД компактних водонагрівачів досягає 60%.

На рис. 3. 4 показано конструкцію компактного водонагрівача з сонячним колектором, який виконано із теплових труб з надітими на них за допомогою пружних притисків плоскими ребрами, що мають селективне покриття у вигляді фольги, яку приклеєно до ребер. Теплота від абсорбера колектора передається баку-акумулятора контактним способом за допомогою листа, який приварено до ребер, що дотикається до всієї поверхні днища бака.

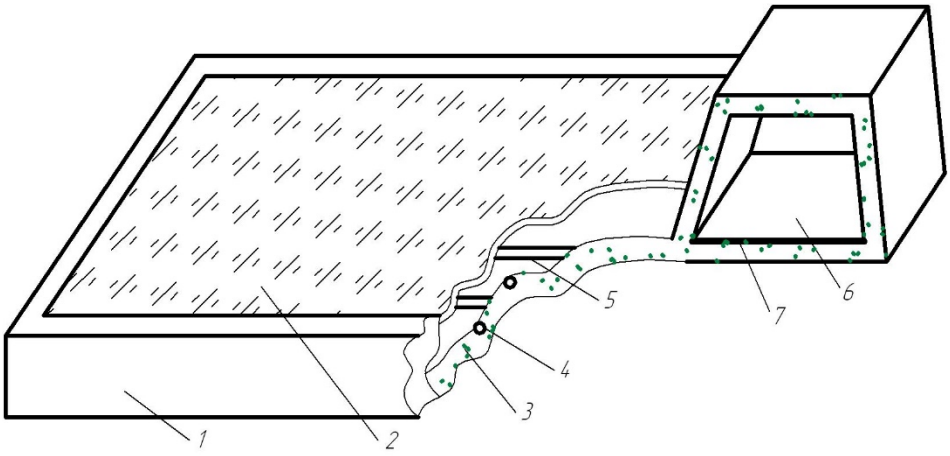


Рисунок 3.4. Компактний сонячний водонагрівач: 1 – корпус; 2 – скління; 3 – теплоізоляція; 4 – теплова труба; 5 – ребро; 6 – бак; 7 – контактний лист

Площа сонячного колектора становить всього 1,4…1,6 м^2, об'єм акумулятора дорівнює 60…100 л, ККД водонагрівача дорівнює 60%. Завдяки застосуванню теплових труб ефективність теплообміну достатньо висока, і вода, що надходить в бак, нагрівається за рахунок теплоти, що підводиться від колектора за допомогою контактного листа.

В цьому випадку повністю виключається можливість забруднення води робочою рідиною, що знаходиться в теплових патрубках.

Водонагрівальні установки з примусовою циркуляцією. Установки з примусовою циркуляцією теплоносія доцільно використовувати для гарячого водопостачання великих об'єктів. У них сонячний колектор являє собою великий масив модулів КСЕ (колектор сонячної енергії). Ці установки мають велику теплопродуктивність, але, як правило, вони досить складні.

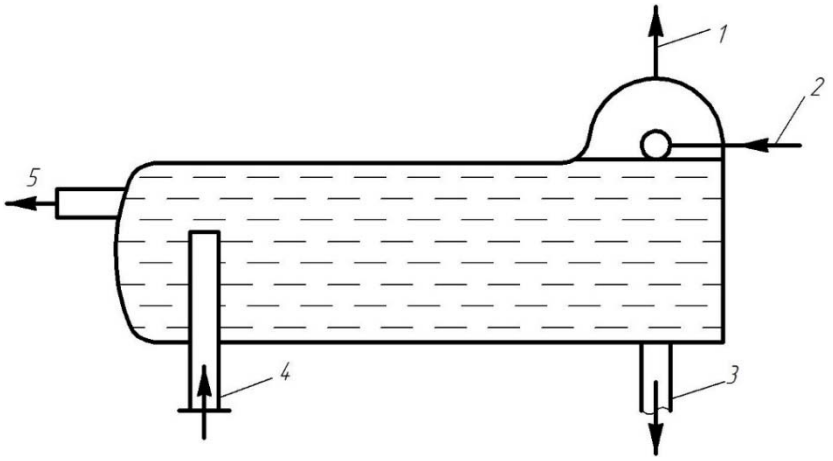


Рисунок 3.5. Типова конфігурація бака-акумулятора компактного водонагрівача: 1 – автоматичний повітряний клапан, 2 – підведення води через поплавковий клапан; 3 – вода в колектор; 4 – нагріта вода з колектора; 5 – гаряча вода до споживачів

Принципова схема установки з циркуляцією води в контурі КСЕ за допомогою насоса подачі холодної води в бак-акумулятор та регулюванням температури гарячої води, що надходить до споживача, шляхом підмішування холодної води в змішувальному клапані показана на рис. 3.6.

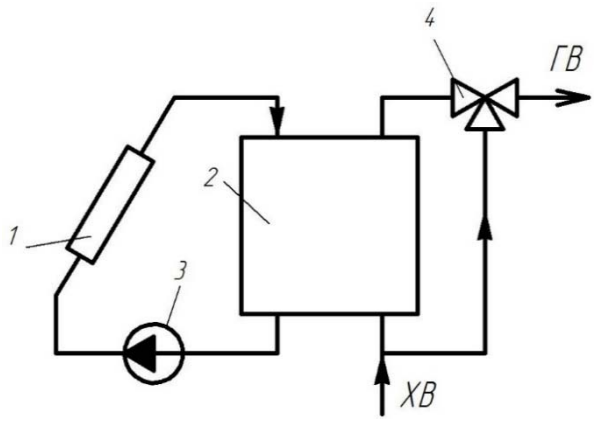


Рисунок 3.6. Сонячна водонагрівальна установка з примусовою циркуляцією: 1 – сонячний колектор; 2 – бак-акумулятор; 3 – насос; 4 – клапан; ХВ і ГВ – холодна та гаряча вода

У холодну пору року, як правило, застосовуються двоконтурні схеми водонагрівальних установок (рис. 3.7).

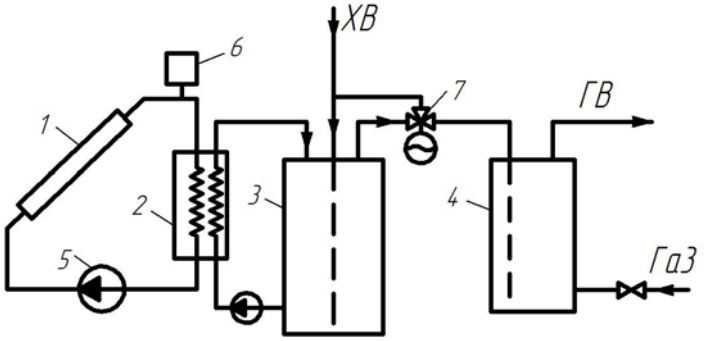


Рисунок 3.7. Двоконтурна схема сонячної водонагрівальної установки:

1 – сонячний колектор; 2 – теплообмінник, 3 – акумулятор гарячої води;

4 – дублер (газовий котел); 5 – насос; 6 – розширювальний бак;

7 – автоматичний змішувальний клапан

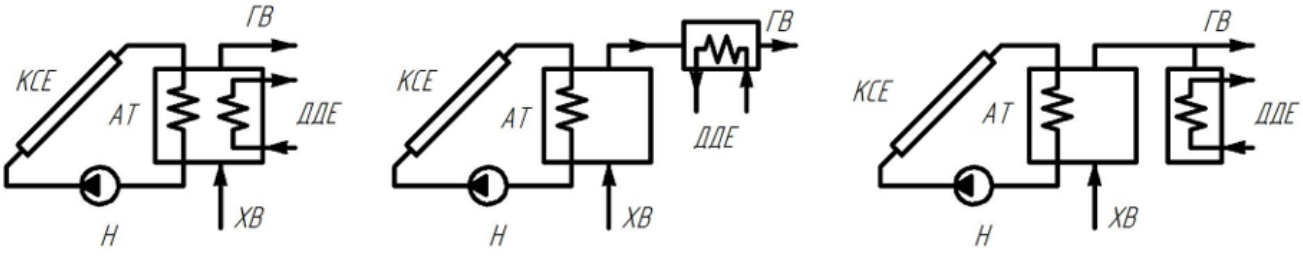
У першому контурі, що складається з сонячного колектора та теплообмінника з циркуляційним насосом і розширювальним баком, використовується незамерзаючий теплоносій. Другий контур утворюють бак-акумулятор, теплообмінник та електричний або газовий котел. Холодна вода підводиться в нижню частину бака-акумулятора, а вода, нагріта в теплообміннику, надходить у верхню частину бака, а звідти через автоматичний клапан змішувача і котел подається до споживачів. Все обладнання, крім сонячного колектора, встановлюється зовні, розміщується в будівлі, тому подібні системи можуть експлуатуватися і в холодний період року. Газовий котел призначено для доведення температури гарячої води, попередньо нагрітої за рахунок сонячної енергії, до необхідного значення. При відсутності сонячної радіації або недостатньому її надходження все теплове навантаження гарячого водопостачання забезпечується газовим котлом.

Сонячні водонагрівачі можуть використовуватися як перший ступінь для попереднього підігріву води в звичайних паливних системах гарячого водопостачання житлового будинку.

Для досягнення високої ефективності всієї геліопаливної системи гарячого водопостачання слід остерігатися змішування гарячої і холодної рідини в баку-акумуляторі, для чого в ньому необхідно підтримувати температурне

розшарування (стратифікацію) рідини. Гаряча рідина має меншу щільність, ніж холодна, і тому вона знаходиться у верхній частині бака, а температура в ньому зменшується зверху вниз. Рідина подається в сонячний колектор з нижньої частини бака, де вона має найбільш низьку температуру, і завдяки цьому забезпечується більш високий ККД колектора. Нагріта рідина, з колектора подається в верхню зону бака. Для забезпечення температурної стратифікації рідини в баці можна, зокрема, використовувати перфоровані горизонтальні перегородки, що розділяють бак на дві або кілька зон та запобігають перемішування шарів рідини з різними температурами. Відводити гарячу воду до споживача необхідно з верхньої частини бака, де також можна встановити електронагрівач, який буде забезпечувати необхідну температуру гарячої води за будь-яких погодних умов. Однак найкращим рішенням є використання двох баків-акумуляторів — одного з високою температурою рідини, а іншого — з низькою.

З економічних міркувань за рахунок сонячної енергії доцільно покривати до 80% навантаження гарячого водопостачання, тому необхідно використовувати поряд з колектором сонячної енергії (КСЕ) також додаткове джерело енергії; (ДДЕ). На рис. 3.8 показано схеми підведення енергії від ДДЕ.



а б в

Рисунок 3.8. Схеми підведення теплоти від додаткового джерела енергії:
а) безпосередньо в бак-акумулятор *(АТ)*; б) до гарячої води *(ГВ)* на виході з бака-акумулятора; в) до холодної води *(ХВ)* на байпасній лінії

В якості ДДЕ може використовуватися електронагрівач або паливний котел. Циркуляція теплоносія в контурі КСЕ здійснюється насосом *Н*. Зміна

ефективності системи в залежності від застосовуваного методу підведення додаткової енергії пов'язана з середнім рівнем температури води в колекторі. При підведенні додаткової енергії безпосередньо в бак-акумулятор (рис. 3.8, а) підвищується середня температура теплоносія в колекторі, а отже, знижується його ККД та теплопродуктивність і в результаті збільшується споживання додаткової енергії. Це означає, що сонячна енергія використовується недостатньо ефективно. Найкращим чином сонячна енергія використовується при послідовній схемі підключення дублюючого джерела енергії (рис. 3.8, б). У цьому випадку вода попередньо підігрівається за рахунок сонячної енергії до порівняно невисокої температури, тому середній рівень температури теплоносія в колекторі низький, а ККД та теплопродуктивність колектора максимальні. Схема підведення додаткової енергії в холодній воді в байпасній лінії (рис. 3.8, в) найменш вдала, оскільки при цьому недостатньо повно використовується сонячна енергія через те, що частина води взагалі не нагрівається нею, а подається відразу в паливний дублер. Що ще стосується ККД та теплопродуктивності самого колектору, то в цьому відношенні третя схема аналогічна другій схемі.

Рекомендації щодо схемного рішення комбінованих сонячно-паливних установок гарячого водопостачання. По-перше, необхідно забезпечувати вловлювання максимально можливої кількості сонячної енергії, що досягається зниженням середнього рівня температури теплоносія в колекторі та використанням ефективного колектора.

По-друге, слід виходити з того, що сонячна енергія повинна використовуватися для попереднього підігріву теплоносія, в той час як додаткове джерело енергії (паливо або електроенергія) — для доведення теплоносія до необхідної температури. При такому підході забезпечується максимальна економія палива завдяки найбільш ефективному використанню сонячної енергії.

По-третє, необхідно уникати змішування середовищ з різними рівнями температури в акумуляторі теплоти, зокрема, з цієї точки зору не рекомендується розміщувати електронагрівач в нижній частині бака-акумулятора або

здійснювати підведення теплоти від дублера безпосередньо в бак-акумулятор геліоустановки. Як мінімум, верхня частина бака, де розміщується дублер, повинна бути відділена перфорованою перегородкою від нижньої, в яку підводиться теплота від сонячного колектора. Оптимальним рішенням є використання двох баків — одного з низькою температурою теплоносія, що забезпечується сонячним нагріванням, а другого з високою температурою, яка забезпечується дублером.

В даний час успішно експлуатуються установки гарячого водопостачання для сезонних споживачів. Так, геліоустановка в Дитячому санаторії «Москва» АР Крим с. Сімеїз дає 7,5 т гарячої води в день. Потенційні масштаби використання сезонних установок гарячого водопостачання в Україні відповідають загальній площі поверхні сонячних колекторів 25 млн. м^2, при цьому очікується економія палива, що оцінюється в 4 млн. т у.п. на рік.

На рис. 3.9 показано схему душової кабіни, що випускається фірмою ТМА, м. Київ.

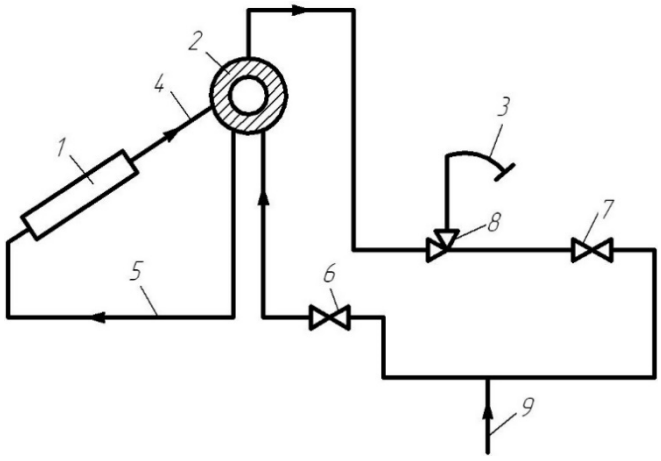


Рисунок 3.9. Схема душової кабіни: 1 – колектор; 2 – бак гарячої води; 3 – душ; 4, 5 – труби; 6, 7 – вентилі; 8 – кран перемикання; 9 – водопровід

Вона виготовляється з азбестоцементних плит габаритами 1850×1900×1150 мм. Колектор площею 2 м^2 і бак ємністю 100 л розміщені на даху. На жаль, кабіна має велику масу, яка без води в системі становить 360 кг. За один літній день в дитячому таборі «Артек» Пуща Водиця можна отримати

від 120 до 160 л води з температурою 40°С, а за сезон з квітня по вересень можна отримати економію в 400…700 кг умовного палива.

Для індивідуальних споживачів слід рекомендувати використовувати водонагрівачі з природною циркуляцією води або компактні пристрої, оскільки вони мають високу ефективність при низькій ціні, прості в конструктивному відношенні та надійні.

3.2. Системи сонячного теплопостачання промислових підприємств.

В Україні для теплопостачання будівель промислових підприємств витрачається значна частина всіх споживаних паливно-енергетичних ресурсів. Використання сонячної енергії для цього дозволить отримати значну економію.

Уже зараз в різних районах південної частини нашої країни експлуатуються дослідні сонячні установки теплопостачання комунальних будівель, в перспективі масштаби впровадження систем сонячного опалення будуть більш значними.

Розрізняють активні та пасивні системи сонячного теплопостачання будівель. Характерною ознакою активних систем є наявність колектора сонячної енергії, акумулятора теплоти, додаткового джерела енергії, трубопроводів, теплообмінників, насосів або вентиляторів та пристроїв для автоматичного контролю і управління. У пасивних системах роль сонячного колектора і акумулятора теплоти зазвичай виконують самі огороджувальні конструкції будівлі, а рух теплоносія (повітря) здійснюється за рахунок природної конвекції без використання вентилятора. В країнах Европейского Союзу пасивні геліосистеми будуть давати економію 50 млн. т нафти в рік.

Геліосистема теплопостачання може працювати ефективно тільки в тому випадку, якщо при розробленні конструкції самої будівлі враховувалися вимоги, що направлені на зниження потреби в тепловій енергії. Це найкраще досягається в так званих надізольованих будинках, що мають хорошу теплову ізоляцію стін, стелі, підлоги і практично герметичну конструкцію зовнішніх огороджень. В таких будинках коефіцієнт тепловтрат для стін становить всього 0,15 Вт/(м2·°С),

а неконтрольована природна інфільтрація зовнішнього повітря в будівлю характеризується надзвичайно низькою кратністю повітрообміну (0,1 год$^{-1}$). Необхідна якість повітря всередині приміщень забезпечується за рахунок регульованої вентиляції з утилізацією теплоти повітря, що виводиться. Загальний коефіцієнт тепловтрат в таких будівлях лежить в межах 0,7…1,2 Вт/(м^2·К). Тепловтрати будівлі частково компенсуються за рахунок тепловиділення людей, електропобутових та освітлювальних приладів і обладнання, яке зменшує теплове навантаження опалення приблизно на 1/3. Загальний ефект надізоляції будівель полягає в скороченні тривалості опалювального періоду і зниженню сумарних річних витрат теплоти. Завдяки цьому зменшується тривалість періоду роботи геліосистеми та підвищуються її техніко-економічні показники, а також річна частка сонячної енергії в покритті теплового навантаження. Одночасно знижується пікове навантаження опалення, в результаті цього зменшується необхідна продуктивність додаткового (резервного) джерела енергії. Розподіл теплоти між окремими кімнатами може здійснюватися шляхом природної конвекції повітря через відкриті двері.

Другий підхід зниження теплових втрат будівель полягає у використанні високоефективних вікон, наприклад зі спеціальними покриттями на склі або полімерних плівках, розташованих між двома шарами скла. Можуть використовуватися покриття, що забезпечують високу пропускну здатність по відношенню до сонячної енергії, і покриття з низькою випромінювальної здатністю для теплового випромінювання. При використанні таких вікон температура внутрішньої поверхні підвищується і завдяки цьому зменшується конденсація водяної пари на склі і збільшується відчуття комфорту. Використання спеціальних вікон, герметичних рам з вакуумованим проміжком між двома шарами скління поряд зі зменшенням тепловтрат також знижує рівень проникаючого шуму.

Отже, в будівлях, в яких передбачається ефективне використання сонячної енергії, повинен бути забезпечений високий рівень збереження енергії, особливо

в умовах холодного клімату. При цьому потужність геліосистеми та додаткового джерела енергії, а також їх розміри і вартість будуть мінімальними.

Пасивні геліосистеми опалення будівель. Для опалення будівель використовуються такі типи пасивних геліосистем: з прямим уловлюванням сонячного випромінювання, що надходить через засклені поверхні великої площі на південному фасаді будівлі (рис. 3.10, а) або через сонячну теплицю, що примикає до південної стіни будівлі; (зимовий сад, оранжерею) (рис. 3.10, б); з непрямим проникненням сонячного випромінювання, тобто з теплоакумулюючою стіною, розташованої за склінням південного фасаду (рис. 3.10, в); з контуром конвективної циркуляції повітря і гальковим акумулятором теплоти. Дім з такою системою показано на рис. 3.11. Крім того, можуть використовуватися гібридні системи, що включають елементи пасивної і активної геліосистеми.

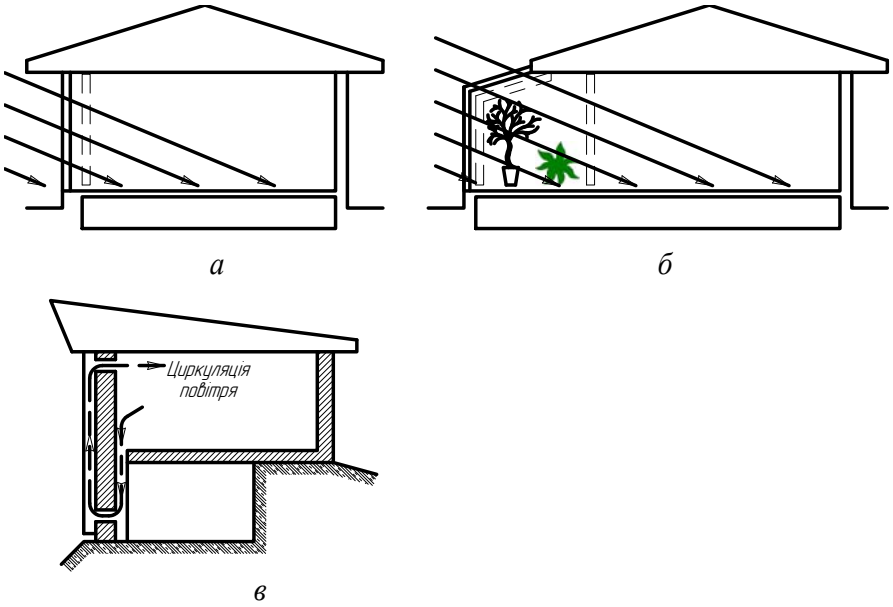


Рисунок 3.10. Типи пасивних геліосистем опалення будівель:
а) з прямим уловлюванням сонячного випромінювання; б) з прибудованою теплицею; в) з теплоакумулюючою стіною

Пасивні системи складають інтегральну частину самої будівлі, яка повинна проектуватися таким чином, щоб забезпечувати найбільш ефективне

використання сонячної енергії для опалення. Поряд з вікнами та заскленими поверхнями південного фасаду для уловлювання сонячного випромінювання також використовуються засклені отвори на даху і додаткові вікна у верхній частини будівлі, які підвищують рівень комфорту людини, так як виключають пряме потрапляння сонячних променів в обличчя. Однією з найважливіших умов ефективної роботи пасивної геліосистеми є правильний вибір місця розташування та орієнтації будівлі на основі критерію максимального проникнення і уловлювання сонячного випромінювання в зимові місяці.

Пасивні системи прості, але для їх ефективної роботи потрібні регулювальні пристрої, що управляють становищем теплової ізоляції світлопрозорих поверхонь, штор, засувок в отворах для циркуляції повітря в теплоакумулюючій стіні і т.п.

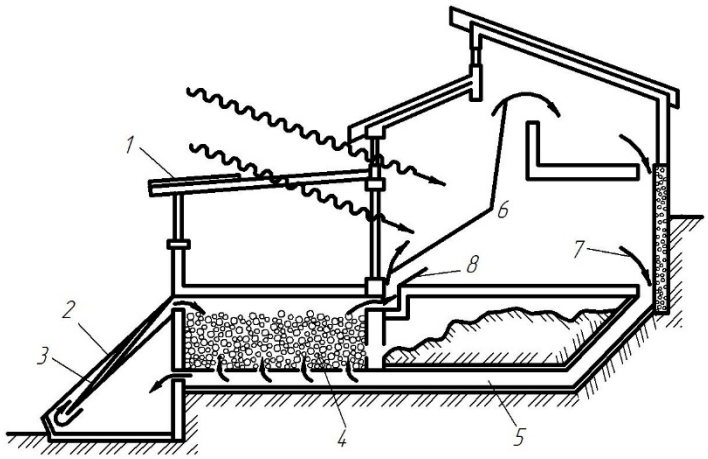


Рисунок 3.11. Сонячний будинок з прямим уловлюванням сонячної енергії, конвективним контуром для нагрівання повітря і акумулюванням теплоти в шарі каменів: 1 – сонцезахисний пристрій; 2 – повітряний колектор; 3 – чорний металевий лист; 4 – камені; 5 – повернення повітря; 6 – регулювання потоку повітря; 7 – свіже повітря; 8 – тепле повітря

Пряме уловлювання сонячної енергії може ефективно здійснюватися при дотриманні таких умов: 1) оптимальна орієнтація будинку — уздовж осі схід–захід або з відхиленням до 30° від цієї осі; 2) на південній стороні будинку повинно бути зосереджено не менше 50…70% всіх вікон, а на північній — не більше 10%, причому південні вікна повинні мати двошарове скління, а північні

вікна тришарове; 3) будівля повинна мати поліпшену теплову ізоляцію та низькі тепловтрати внаслідок інфільтрації зовнішнього повітря; 4) внутрішнє планування будівлі повинно забезпечувати розташування житлових кімнат з південного боку, а допоміжних приміщень — з північного; 5) повинна бути забезпечена достатня теплоакумулююча здатність внутрішніх стін та підлоги для поглинання і акумулювання теплоти сонячної енергії; 6) для запобігання перегріву приміщень в літній період над вікнами повинні бути передбачені навіси, козирки тощо. ККД такої системи опалення, як правило, складає 25…30 %, але в особливо сприятливих кліматичних умовах може бути значно вищим і досягати 60%. Істотним недоліком цієї системи є великі добові коливання температури повітря всередині приміщень.

Пасивні системи прямого уловлювання сонячної енергії мають найменшу вартість для нових будівель. Пасивні системи взагалі мають такий самий термін служби, як і сама будівля, і вельми низькі поточні експлуатаційні витрати. Використання системи прямого уловлювання сонячної енергії в існуючих будівлях зв'язано зі значними складностями, тому їх застосування в цих випадках недоцільне.

Поряд з одержанням теплоти ці системи також забезпечують ефективне використання денного освітлення, завдяки чому знижується споживання електроенергії. Однак площа скління південного фасаду повинна бути значною, щоб забезпечити необхідну частку сонячної енергії в покритті теплового навантаження, а теплоакумулювальні елементи (теплова маса) повинні бути розміщені в найбільш сприятливих місцях, щоб на них потрапляли сонячні промені більшу частину дня. Слід уникати зайвого перенагрівання тих зон будівлі, де постійно знаходяться люди, а також потрапляння в них прямих сонячних променів, «сонячних зайчиків» та відблисків. Замість скління вертикальних стін може бути використано скління елементів даху та горищних приміщень, які сполучено з житловими приміщенням. При цьому полегшується завдання розміщення теплоакумулюючих елементів, менше виникає «сонячних зайчиків» та зменшується затінення теплової маси предметами інтер'єру і

екстер'єру. Найважливіша вимога до пасивних систем полягає в необхідності забезпечення теплового комфорту і регулювання температурного режиму в приміщеннях. У приміщеннях з пасивним використанням сонячної енергії комфорт забезпечується при більш низьких температурах повітря в порівнянні зі звичайними будівлями, оскільки температура всіх або більшості внутрішніх приміщень вище температури повітря і вони випромінюють теплоту на людину, від чого відчуття комфорту підвищується.

Однак при використанні пасивних систем прямого уловлювання сонячної енергії важко піддається регулюванню температура повітря в приміщеннях через велику теплову інерцію їх теплоакумулюючих елементів. Раціональне проектування температурного режиму приміщень передбачає оптимізацію маси та розміщення кожного з цих елементів, а також використання навісів і козирків, теплової ізоляції світлопрозорих поверхонь в нічний час, автоматично керованих засувок для організації надходження та видалення повітря, закриття і відкриття вікон, кватирок і фрамуг і т.п.

У цих системах використовуються вікна і засклені поверхні великої площі в отворах стін на південній стороні будинку. Площа скління визначається тепловим навантаженням опалювання і площею опалювальних приміщень. Для зменшення теплового навантаження будівля повинна бути збудована із застосуванням поліпшеної теплової ізоляції і використанням інших заходів по збереженню енергії. Також можна використовувати теплову ізоляцію світлопрозорих зовнішніх поверхонь в нічний час, для чого можуть використовуватися теплоізоляційні щити, віконниці, щільні штори тощо. У будинку, який показано на рис. 10, передбачено пряме уловлювання сонячної енергії, а також є контур природної конвективної циркуляції повітря, яке нагрітого в колекторі, з акумулюванням теплоти в шарі гальки і регулюванням руху повітря за допомогою клапана, а також сонцезахисний пристрій.

Пасивні геліосистеми з заскленою теплоакумулюючою південною стіною (стіною Тромбу), пофарбованою в чорний або інший темний колір, відрізняються досить високою ефективністю і можуть мати кілька варіантів конструктивного

виконання. Вихідним варіантом є засклена південна бетонна або кам’яна стіна темного кольору, яка не має отворів для циркуляції повітря. Проникаюче через одно- або двошарове скління сонячне випромінювання поглинається поверхнею стіни, пофарбованої чорною матовою фарбою, і акумулюється в масі стіни, що викликає підвищення її температури. Акумульована в день теплота передається з деяким запізненням всередину приміщень за допомогою випромінювання та конвекції. При товщині бетонної стіни 200 мм запізнювання складає 5 годин.

Більш досконалою є конструкція стіни з отворами на нижньому і верхньому рівнях для циркуляції повітря. При цьому значно покращується передача теплоти в приміщеннях. Регулювання руху повітря можна здійснювати за допомогою поворотних засувок. Може також використовуватися вентилятор невеликої потужності. При використанні пасивної геліосистеми з теплоакумулюючою стіною Тромбу відстань між нею та внутрішньою стіною будівлі обмежена, оскільки ефект променистого опалення поширюється на відстань 5…7 м. Бетонна або кам'яна акумулююча стіна може бути замінена на так звану водяну стіну, що складається з встановлених один на одного резервуарів (бочок) з водою, причому ця система навіть більш ефективна (ККД досягає 35%), оскільки вода має високу питому теплоємність. Однак цей тип пасивних систем не підходить для районів з холодним кліматом з переважанням похмурих днів в зимовий період.

Розріз будинку з пасивною системою опалення та гравійним акумулятором, розташованим під будинком, показано на рис. 3.12. У системі передбачені засклена й теплоакумулююча стіна південного фасаду, похилі вікна великої площі в верхній частині будинку, теплоізоляція північної стіни та клапан, який перекриває скління в нічний час. Розподіл теплоти відбувається за рахунок природного руху нагрітого повітря.

Система з геліотеплицею (зимовим садом, солярієм або оранжереєю), яку приєднано до південної стіни будівлі, може мати ККД 60…75%, але в будівлю надходить всього лише 10…30% кількості сонячної енергії, що протрапляє на скління теплиці.

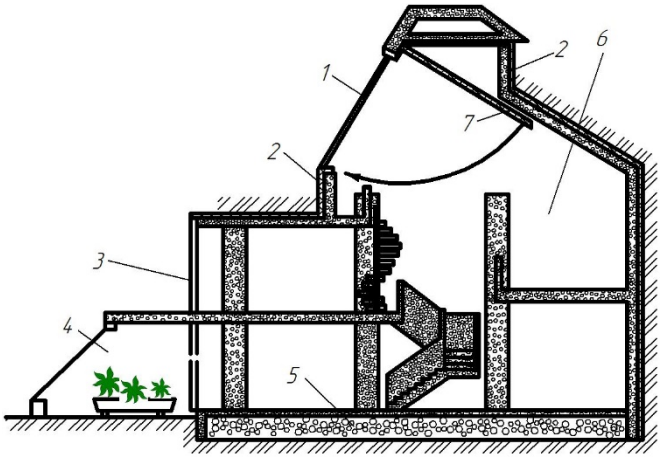


Рисунок 3.12. Сонячний будинок з гравійним акумулятором теплоти:

1 – скління; 2 – теплоізоляція; 3 – вікно; 4 – насип; 5 – гравій; 6 – кухня; 7 – клапан

При значній частині дифузного випромінювання ККД цієї системи на 5…10% вищий, ніж ККД системи прямого уловлювання сонячної енергії. При цьому необхідно застосовувати дво- чи тришарове засклення теплиці в поєднанні з вікнами в стіні, що приєднано до будівлі. Площа скління теплиці повинна бути в 1…3 рази більша за площу вікон житлового будинку. В геліотеплиці має бути передбачено акумулювання енергії в тепловій масі (бетонна плита або балка в підлозі і т.п.). Площа скління теплиці повинна дорівнювати площі поверхні теплової маси в підлозі, а відношення площ теплової маси в житловій будівлі і в геліотеплиці (оранжереї) повинно бути в межах 0…1. Стіна, що відділяє геліотеплицю (зимовий сад, оранжерею) від житлового приміщення, може бути теплоізольованою масивною стіною товщиною 100…150 мм, причому 25…45% площі цієї стіни повинно бути зайнято вікном.

Частка скління східної та західної стін геліотеплиці (оранжереї) повинна бути не більше 0,1 загальної площі підлоги геліотеплиці (оранжереї). Не можна використовувати похилі засклені поверхні в оранжереї, оскільки при цьому важче регулювати тепловий режим. Оскільки підлога геліотеплиці (оранжереї) — це основна теплова маса, її необхідно проектувати з урахуванням таких рекомендацій: стіна фундаменту геліотеплиці (оранжереї) повинна бути теплоізольована; підлога та теплова маса в ньому повинні бути тепло- і

гідроізольовані для захисту від ґрунтових вод; нижній рівень скління оранжереї повинен бути на висоті 0,15 м від рівня підлоги для забезпечення хорошого освітлення та зарядки теплоакумулюючої маси.

Поглинаюча здатність α підлоги повинна бути якнайвища, для цього її потрібно фарбувати в темний колір (для незабарвленої бетонної підлоги $\alpha = 0{,}65$). На підлозі не повинно бути килима або доріжок, допускається мінімальне його затінення предметами меблів, 15…25% площі підлоги може бути зайнято рослинами або доріжками. Температура в оранжереї повинна бути не вище 25…28°С взимку і 20…25°С влітку, а при зниженні температури до 7…13°С має включатися додаткове опалення.

Для кращого розподілу теплоти в житловому приміщенні повинно бути передбачено чотири отвори в стіні, що забезпечують витрату повітря 0,1 $м^3/с$.

Для північних районів України та Карпат становить певний інтерес досвід скандинавських країн в розробленні пасивних геліосистем опалення будівель. У традиційній архітектурі Швеції використовуються невеликі і теплоізольовані індивідуальні житлові будинки з вікнами невеликої площі, які орієнтовано на південь, схід та захід, і пічним опаленням. Сучасний шведський стандарт визначає наступні значення коефіцієнтів тепловтрат для різних зовнішніх огороджень будівлі: для стін К = 0,3 $Вт/м^2 \cdot °С$), що забезпечується при використанні теплової ізоляції з мінеральної вати товщиною 130 мм; для стелі (даху) і підлоги К = 0,2 $Вт/(м^2 \cdot °С)$ при товщині шару мінеральної вати 200 мм; для вікон К = 2 $Вт/(м^2 \cdot °С)$ – потрійне засклення.

Побудований відповідно до цього стандарту шведський будинок середнього розміру для однієї сім'ї має річне енергоспоживання 15…20 МВт·год, включаючи витрату теплоти на опалення і гаряче водопостачання, а також витрата електроенергії. Це еквівалентно витраті 1,5…2 $м^3$ мазуту. Будинок розміщують так, щоб його світлопрозорі поверхні не затінювалися в холодний період року. Ті приміщення, в яких люди перебувають більшу частину доби, розміщують на південній стороні будівлі. Загальна площа вікон — менше 15% площі стін. У неопалювальний період необхідно запобігати потраплянню

сонячних променів в будівлю, для цього використовують навіси (козирки) або виступи даху, спроектовані так, щоб пропускати всередину будівлі максимум сонячного випромінювання навесні та восени і зводити до мінімуму потрапляння прямих сонячних променів влітку.

Можна використовувати природну вентиляцію, але надходження повітря в приміщення можна також регулювати за допомогою прибудованої до південної стіни будівлі геліотеплиці (зимового саду, оранжереї), в якій зовнішнє повітря взимку підігрівається, а видалення повітря з приміщень регулюється.

Природно, в зимовий період потрібна енергія від додаткового паливного джерела з акумулятора теплоти.

Будівлі з пасивними системами опалення можуть будуватися на різних широтах. Прикладом може бути група будинків, які побудовано у Швеції. Двоповерхові житлові будинки на 16 квартир у м. Карльстаді (59° півн. ш.) було побудовано в 2015 р. і розташовано так, щоб не було взаємного затінення. Кожен будинок встановлено на бетонну основу товщиною 150 мм з тепловою ізоляцією, а стіни виконано з дерева. Будинок має геліотеплицю з подвійним склінням. Коефіцієнт тепловтрат дорівнює для стін К = 0,12 Вт/(м^2·°С) (товщина шару мінеральної вати δ = 360 мм), для підлоги К = 0,12 Вт/(м^2·°С) (δ = 220 мм), для даху К = 0,08 Вт/(м^2·°С) (δ = 550 мм), для вікон з потрійним склінням і відбиваючою металевою фольгою К = 1,4 Вт/(м^2·°С). Повітрообмін здійснюється за допомогою вентилятора і системи вентиляцій, яку об'єднано з опаленням. Кратність повітрообміну дорівнює 0,5 1/год. Взимку зовнішнє повітря проходить через геліотеплицю. У теплий період року (з травня по вересень) вікна повністю захищені від попадання сонячних променів за допомогою виступів даху. Будинки споживають дуже мало енергії – 27 кВт·год/м^2 на рік. Для опалення будинку з житловою площею 100 м^2 потрібно 270 л рідкого палива на рік.

Реалізується сумісний шведсько-німецький проект будівництва двох житлових будинків на 11 квартир кожен в містах Інгольштадт (Німеччина) та Хальмстад (Швеція), які розташовано на широті 48,8° і 56,7° півн. ш.

Середньорічна температура зовнішнього повітря +7,9°С і +7,2°С, а його розрахункова температура – 16°С.

В обох випадках використовується важка бетонна конструкція будівлі, південна орієнтація, скління південної стіни, геліотеплиця, захист від сонячного випромінювання влітку за допомогою виступаючого даху. Коефіцієнти тепловтрат рівні для стін 0,2, для вікон 1,4, для даху 0,11 і для підлоги 0,12 Вт/(м^2·К). Фундамент будівлі — бетонна плита на землі, несучі конструкції — з бетону, інші — з дерева. Опалення — водяне від газового (електричного) котла. Вентиляція — механічна з утилізацією теплоти видаляємого повітря за допомогою теплового насоса. Площа опалювальних приміщень 934 м^2, річне споживання енергії для опалення 33000 кВт·год, питоме споживання теплоти 35 кВт·год/ м^2 на рік.

Раціональне використання денного освітлення. Нове досягнення в області пасивного використання сонячної енергії — це такі архітектурно-планувальні та конструктивні рішення будівлі, завдяки яким забезпечується максимальне використання денного освітлення і, отже, скорочуються затрати на штучне освітлення, особливо в літній час. На досягнення цієї ж мети спрямоване введення літнього часу. Крім того, в жаркому кліматі перехід на максимальне використання денного світла значно зменшує теплове навантаження на систему кондиціювання повітря. Завдяки застосуванню волоконних світловодів природне освітлення може бути забезпечено також для підземних споруд.

Регулювання кількості світла, що проходить через скління, може бути здійснено при використанні пофарбованого скла або спеціального скла, на яке накладається невелика електрична напруга і завдяки цьому регулюється його пропускна здатність по відношенню до сонячного світла. Використання рідкокристалічних плівок в поєднанні з електричною напругою забезпечує перехід від прозорого скла до повністю непрозорого.

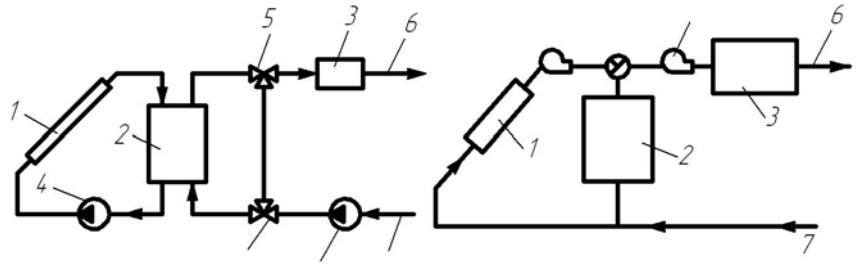
Активні геліосистеми опалення будівель. До складу активної системи сонячного опалення входять колектор сонячної енергії, акумулятор теплоти, додаткове (резервне) джерело енергії, теплообмінники для передачі теплоти з

КСЕ в акумулятор і з останнього до споживачів, насоси або вентилятори, трубопроводи з арматурою та комплекс пристроїв для автоматично управління роботою системи.

В залежності від виду теплоносія в контурі КСЕ розрізняють рідинні та повітряні геліосистеми теплопостачання. Теплоносієм в КСЕ може бути рідина (вода, 40…50% водний розчин етилен- або пропиленгліколя, органічні теплоносії та ін.) або газ (повітря). Використання повітря дозволяє виключити проблеми замерзання і корозії, трохи зменшити вагу установки, але теплотехнічні повітряні системи менш ефективні, ніж рідинні. В більшості експлуатованих геліосистем теплоносієм є вода або антифриз. При цьому ККД КСЕ вищий, але існує небезпека замерзання та корозії; протікання теплоносія, його перегріву. Теплота в будівлі розподіляється за допомогою вентилятора та повітропроводів в повітряних системах або за допомогою випромінюючих панелей, радіаторів та конвекторів, які розраховано на низькотемпературний теплоносій (в рідинних системах). Якщо теплове навантаження опалення дорівнює 45…60 Вт/м^2, то при використанні підлогової системи опалення (поверхня теплоізольованої знизу підлоги обігрівається теплою водою, що циркулює по прокладених в ній трубах) досить мати температуру води 30°С, а температуру поверхні підлоги 22…24°С, щоб в приміщенні температура повітря була 18°С. При цьому коефіцієнт тепловіддачі від підлоги до повітря становить 10…12 Вт/(м^2·°С). Підлога зазвичай виконується з бетону, в середині якого прокладається ряд поліетиленових труб Ø20 мм для теплоносія, знизу розміщується шар теплоізоляції, який гідроізолюється від шару кам'яної засипки. В іншому варіанті використовуються мідні труби з алюмінієвим ребром (листом) товщиною 0,5 мм, що розташовано над шаром жорсткого пінополіуретану. Зверху на алюмінієвий лист укладається тонкий шар повсті, а на нього палас. Під опалювальною підлогою може розміщуватися гальковий акумулятор, через який за допомогою вентилятора продувається повітря.

Принципові схеми рідинної та повітряної систем сонячного опалення (рис. 3.13, а та б) містять сонячний колектор, акумулятор теплоти, насоси

(вентилятори), додаткове джерело енергії, регулюючу арматуру, що подавальний та зворотний трубопроводи (повітроводи).



а б

Рисунок 3.13. Принципові схеми водяної (а) і повітряної (б) активних систем сонячного опалення: 1 – колектор сонячної енергії; 2 – акумулятор теплоти; 3 – додаткове джерело енергії; 4 – насос (вентилятор); 5 – регулюючий клапан; 6 – подача нагрітого теплоносія; 7 – повернення охолодженого теплоносія

На рис. 3.14 показано житловий будинок з рідинним сонячним колектором на даху. Інше обладнання геліосистеми опалення та гаряче водопостачання будівлі розміщено в підвалі. Там встановлено основний акумулятор теплоти 2, теплообмінник 3 для підігріву води, бак 4 для акумулювання гарячої води, теплообмінник 5 для нагріву повітря для опалення будинку, розширювальний бак 7 і теплообмінник 8 для передачі теплоти від антифризу до води. Зовні будинку знаходиться теплообмінник 6, що призначений для скидання надлишкової кількості уловленої сонячної теплоти в літній період. Отже, в будинку передбачено повітряне опалення.

Основне та допоміжне обладнання геліосистеми, включаючи акумулятор теплоти, теплообмінники, насоси, тепловий насос, додаткові підігрівачі для гарячої води та опалення, тобто все, крім сонячного колектора, що встановлюється на даху, може розміщуватися в підвалі будинку або прибудові.

Порівняння активних і пасивних геліосистем дає можливість виявити їх переваги і недоліки. Переваги активних геліосистем пов'язані з легкістю та гнучкістю інтегрування системи з будівлею, можливістю автоматичного

управління роботою системи і зниженням теплових втрат. Однак при використанні активних геліосистем часто виникають проблеми, які зумовлені недостатньою надійністю обладнання, в тому числі системи автоматичного управління, неправильними його установкою і монтажем, поганим технічним обслуговуванням, небезпекою замерзання та корозії, особливо в системах з рідинним колектором сонячної енергії.

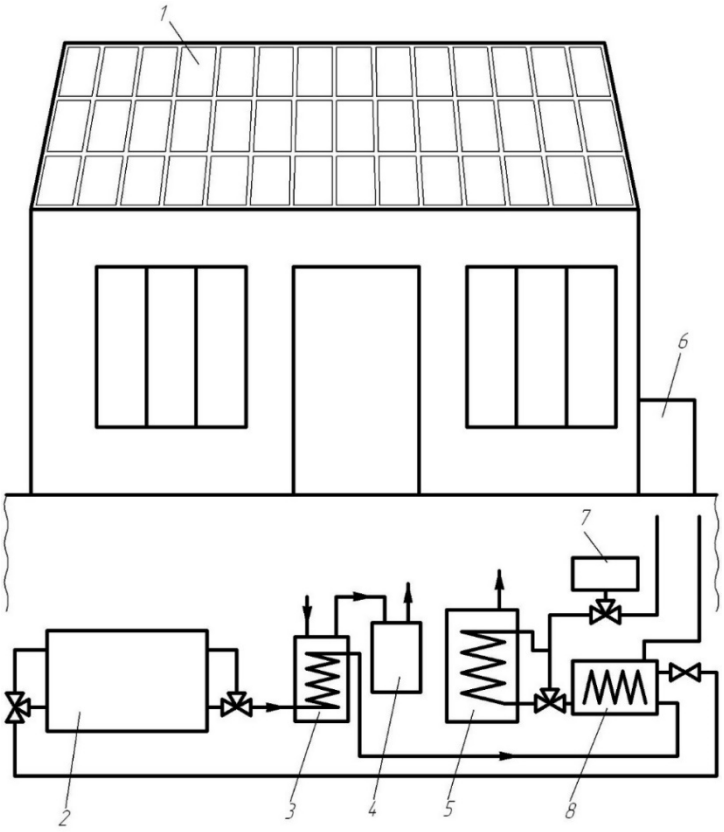


Рисунок 3.14. Будинок з активною геліосистемою теплопостачання:
1 – сонячний колектор; 2 – акумулятор теплоти; 3 – теплообмінник для підігріву води; 4 – бак-акумулятор гарячої води; 5 – теплообмінник для нагрівання повітря; 6 – теплообмінник для скидання надлишкової теплоти; 7 – розширювальний бак; 8 – теплообмінник для нагрівання води

Істотним недоліком цих систем є їх висока вартість. На відміну від них пасивні системи прості, надійні в роботі та недорогі, але вони також мають недоліки. Перш за все виникають труднощі з підтриманням температурного режиму, необхідного для забезпечення теплового комфорту в опалюваних приміщеннях. Так, в системах з прямим уловлюванням сонячної енергії через

недостатність маси теплоакумулюючих елементів і їх неправильне розміщення виникають сильні коливання температури в приміщеннях. При використанні стіни Тромбу можуть мати місце великі витоки теплоти назовні, якщо в нічний час не закривати засклені поверхні тепловою ізоляцією. В той же час будівлі з геліотеплицею влітку можуть відчувати перегрів. В гібридних системах можна поєднати позитивні якості активних і пасивних елементів і усунути багато недоліків, підвищивши тим самим ефективність систем при помірних капіталовкладеннях.

3.3. Архітектурно-конструктивні особливості сонячних будинків.

У всьому світі є пам'ятки стародавньої архітектури, які свідчать про те, що будівельники завжди прагнули надавати будівлям таку форму, розміщувати їх та орієнтувати окремі елементи (внутрішні простори, двері, вікна і т.д.) таким чином, щоб максимально використовувалися переваги клімату і ландшафту, а при визначенні теплового комфорту враховувалася роль дерев, рослинності та водойм, які розташовано поблизу будівлі. У конструкціях будівель часто використовуються масивні стіни і реалізується прагнення зменшити відношення поверхні будівлі до його об’єму для зниження коливань температури повітря в приміщеннях.

Застосування в сучасних сонячних будинках систем для використання сонячної енергії визначає особливість їх архітектури, позначається на орієнтації будівлі, положенні її елементів щодо південного напряму плоскості горизонту, визначає вибір матеріалів та конструкцій огорож і т.п. Розглянемо особливості архітектурно-планувальних і конструктивних рішень будинків з геліосистемами теплопостачання і проаналізуємо рішення ряду сонячних будинків, досвід створення яких може виявитися корисним при будівництві індивідуальних житлових будинків з геліосистемами.

У багатьох країнах світу все більше зростає зацікавленість до сонячної або біокліматичної архітектури. При цьому виникають нові рішення, які нерідко розходяться з традиційними уявленнями класичної архітектури.

Крім всіх вимог, що пред'являються до сучасного житлового будівництва, сонячна архітектура повинна забезпечувати уловлювання максимальної кількості сонячної енергії в зимовий період з метою зниження споживання палива. У сонячних будинках використовуються пасивні та активні геліосистеми. У пасивних системах сонячна енергія вловлюється і акумулюється в конструкціях самої будівлі: в підлозі, стінах, стелі. Архітектурно-планувальні рішення сонячних будинків визначаються особливостями кліматичних умов і мають специфіку в холодному і спекотному сухому або вологому кліматі.

Перша пасивна геліосистема була запатентована в США в 1881 р. Це був патент на засклену південну стіну темного кольору. 1972 р. вона була знову запатентована у Франції та за іменем винахідника і архітектора отримала назву стіни Тромба-Мішеля.

В Україні побудовано ряд сонячних будинків в південних районах. З розробки інституту Відновлюваної Енергетики АНУ в 2012 р. побудовано експериментальний житловий одноквартирний дім з активною сонячною установкою теплопостачання, що включає плоский КСЕ площею 32,4 м^2, акумулятор теплоти та систему автоматики. Геліоустановка покриває до 55% річного теплоспоживання будинку і забезпечує річну економію палива до 3 т умовного палива. Кошторисна вартість геліоустановки становить 15,5% вартості будинку.

Сонячний двоквартирний будинок експлуатується в Чорноморську Одеської області. Кожна квартира площею 63 м^2 забезпечена незалежною системою сонячного теплопостачання, яка включає КСЕ площею 56 м^2, встановлено під кутом 70° перед південним фасадом будівлі, акумулятор теплоти ємністю 0,4 м^3 (запас теплоти на 2…3 дні) на базі водонагрівача СТД-307), окремий бак гарячої води ємністю 0,4 м^3 на базі водонагрівача СТД-3070, насос ЦВЦ-6,3-3,5 і водонагрівач-дублер КЧМ-1м на природному газі.

Опалювальні прилади — конвектори «Комфорт-20». Нетоксичний недорогий та не викликає корозії незамерзаючий теплоносій НІЖ-2 використовується в контурі КСЕ, акумуляторі теплоти і опалювальних приладах.

Циркуляція теплоносія в контурі КСЕ — примусова, а в системі гарячого водопостачання та в контурі акумулятора опалювальних приладів — природна. За опалювальний сезон забезпечується близько 30% навантаження теплопостачання, а за 7 місяців теплого періоду — 100% навантаження гарячого водопостачання.

Геліоустановка пансіонату в Затоці економить 355 т умовного палива на рік. Розроблено та будуються експериментальні чотирьох-п'ятикімнатні житлові будинки в Кароліно Бугаз Одеської області з площею забудови 125 $м^2$, опалювальною площею до 95 $м^2$ та об’ємом 264 $м^3$. При площі сонячного колектора 32 $м^2$ та 58 $м^2$ розрахункова частка сонячної енергії в покритті навантаження теплопостачання дорівнює відповідно 0,41 та 0,71. Очікується, що на рік заощаджуватиметься відповідно 1,3 т та 3,2 т умовного палива.

Експериментальний будинок фірми «Філіпс» (Німеччина, м. Аахен, 50,5°півн. ш.) житловою площею 116 $м^2$ і об’ємом 290 $м^3$ (рис. 3.15, а) обладнано ефективною системою для використання сонячної енергії, теплоти ґрунту та утилізації теплоти стічних вод та видаляємого вентиляційного повітря. Поставлену при проектуванні мету зниження тепловтрат будівлі було досягнуто шляхом застосування поліпшеної теплоізоляції стін, подвійного засклення вікон з відбивним для інфрачервоного випромінювання покриттям, зменшення нерегульованої інфільтрації повітря та організації примусової вентиляції. Завдяки ізоляції стін шаром мінеральної вати товщиною 250 мм в порівнянні зі стандартним будинком коефіцієнт теплопередачі через стіни знизився з 1,23 до 0,14 Вт/($м^2$·К), а для вікон площею 23,5 $м^2$ — з 5,8 до 1,5 Вт/($м^2$·К). При цьому річна потреба в теплоті для опалення зменшилась у 6 разів і становить 8,3 МВт·год замість 49,6 МВт·год.

Будинок використовується для проведення досліджень та обладнано геліосистемою; тепловим насосом і теплоутилізаційними пристроями (рис. 3.15, б). Геліосистема включає колектор сонячної енергії площею 20 $м^3$, сезонний водяний акумулятор теплоти ємністю 40 $м^3$ для опалення та бак об'ємом 4 $м^3$ для підігріву води. Вода, що нагрівається в колекторі до 95°С, за

допомогою теплообмінника *Т1* передає теплоту воді в акумуляторі. Тепловий насос використовує теплоту стічних вод, що збираються в ємності 3 об'ємом 1 м^3, в якому розміщено випарник *В* теплового насоса, а його конденсатор *К* розміщений в баці 4 разом з електронагрівачем. Тепловий насос також відбирає теплоту від ґрунту за допомогою теплообмінника *Т5*, що розташований під будинком в землі. Тепловий насос має два випарника (*В* та *Т5*), і його коефіцієнт перетворення дорівнює 3,5…4 в діапазоні температур 15…50ºС при потужності приводу компресора 1,2 кВт. За допомогою насоса *Н3* та трубопроводів акумулятор теплоти з'єднується з баком 4, а через нього — з тепловим насосом 5 та ємністю 3. В будинку передбачено допоміжну стінку, сполучена з ґрунтом і використовується для підігріву (взимку) і охолодження (влітку) повітря (*ІП*), що надходить в будівлю. Система може працювати в різних режимах, і управління нею відбувається за допомогою міні-ЕОМ. Для опалення будівлі теплота подається до радіаторів з сезонного акумулятора за допомогою теплообмінника *Т2*. Акумулятор заряджається до температури 95°С від сонячного колектора за допомогою теплообмінника *Т1* або від теплового насоса. Вентиляція будинку здійснюється повітрям (*ІП*), підігрітим в утилізаційному теплообміннику *Т6*, видалення повітря (*ВП*) відбувається вентилятором. Для гарячого водопостачання вода, що подається в душ, спочатку підігрівається в теплообміннику *Т3*, розміщеному в баку 3 утилізації теплоти вод, а потім догрівається до 55ºС в теплообміннику *Т4* в баку 4 за рахунок теплоти, що підводиться від колектора сонячної енергії або від теплового насоса.

Акумулятор; баки, два насоси, (*Н2* та *Н3*) і тепловий насос розміщені в підвалі, ЕОМ і один насос (*Н1*) – в мансарді. Охолоджена використана вода (*ВВ*) відводиться в каналізацію.

Колектор (рис. 3.16) виконано з 18 модулів і розміщено на південному схилі даху. Модуль КСЕ являє собою вакуумований скляний балон, верхня частина внутрішньої поверхні якого має покриття, що відбиває теплове випромінювання, а нижня частина покрита посрібленим шаром, що відбиває сонячні промені на приймач, який виготовлений з покритою чорною скляною емаллю U-подібної

труби для теплоносія (води), що нагрівається. Оптичний ККД колектора дорівнює 0,76%, а коефіцієнт тепловтрат 1,5 Вт/м^2·°С).

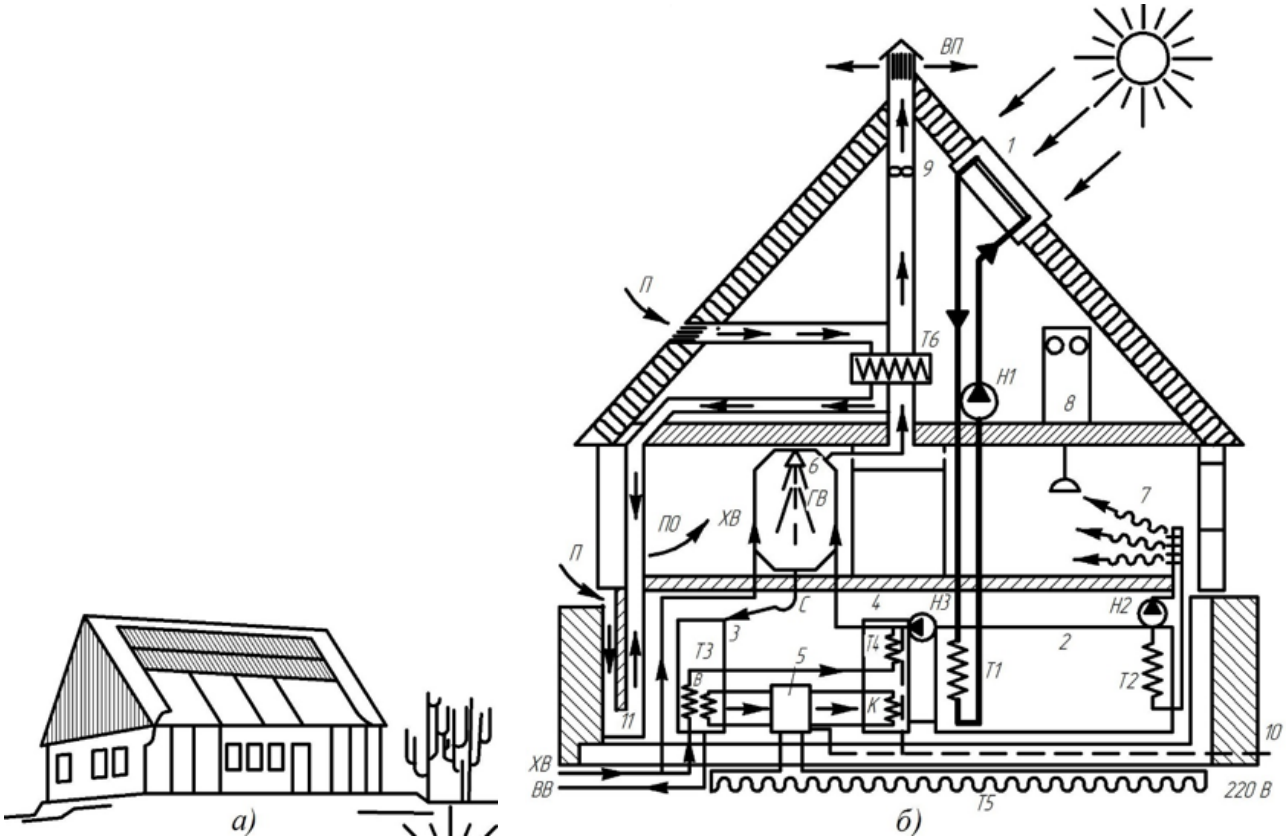


Рисунок 3.15. Зовнішній вигляд (а) будинки фірми «Філіпс» та його геліотехнічне і теплоутилізаційне обладнання (б): 1 – сонячний колектор; 2 – акумулятор теплоти; 3 – ємність для збору стічних вод; 4 – ємність гарячої води; 5 – тепловий насос; 6 – душ; 7 – опалювальні прилади; 8 – міні-ЕОМ; 9 – вентилятор; 10 – електромережа; 11 – допоміжна стінка; Т1…Т6 – теплообмінники; В та К – випарник і конденсатор теплового насоса; ХВ і ГВ – холодна і гаряча вода; ВВ – використана вода; П і ВП – свіже і видалене повітря; ПО – повітряне опалення; Н1…Н3 – насоси; С – стічні води

Будинок з нульовою потребою в паливній енергії, побудовано в 2015 р. в м. Копенгаген (550 43 півн. ш., Данія), має площу 120 м^2 і об’єм 300 м^3. Він складається з двох блоків з плоским дахом, з'єднаних житловою кімнатою зі скляним дахом, на якому розміщується КСЕ площею 42 м^2. Стіни, підлога та стеля будинку мають теплову ізоляцію з мінеральної вати товщиною 0,3…0,4 м, причому вона з обох сторін обшита фанерою з водовідштовхувальним

покриттям. Вікна забезпечені теплоізолюючими віконницями. Свіже повітря в будівлю подається вентиляційною системою. Теплота з КСЕ передається в підземний бак-акумулятор об'ємом 30 м^3 з товщиною шару мінеральної вати 0,6 м. Влітку здійснюється вентиляція через засклений отвір в даху. Коефіцієнт тепловтрат стін дорівнює 0,14 Вт/(м^2·°С), річне теплове навантаження опалення становить 2300 кВт·год, а гарячого водопостачання 3050 кВт·год. Річна теплопродуктивність сонячного колектора дорівнює 9017 кВт·год, 25% цієї кількості теплоти використовується для опалення, 34% — для гарячого водопостачання, а 41% — складають тепловтрати акумулятора.

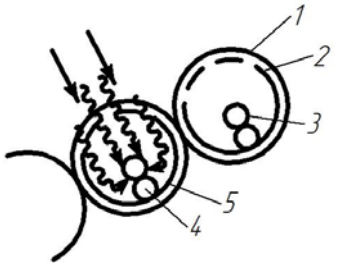
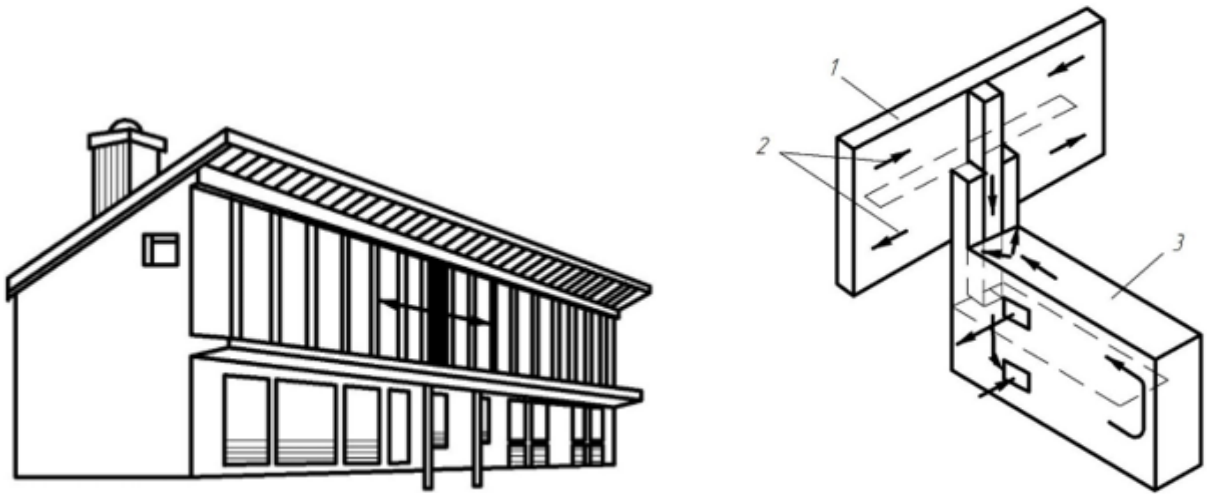


Рисунок 3.16. Вакуумований скляний трубчастий колектор (в розрізі): 1 – скляна труба; 2 – тепловідбиваючі покриття; 3 – дзеркальний шар; 4 – приймач сонячного випромінювання; 5 – труба для нагріву теплоносія

При будівництві житлових будинків, в яких припускається використання сонячної енергії для опалення, необхідно враховувати такі положення: сонячний будинок повинен бути спроектований таким чином, щоб забезпечувати максимально можливе уловлювання сонячної енергії в холодну пору року і мінімальне її надходження всередину будинку влітку; будинок повинен мати невеликі теплові втрати, що забезпечується застосуванням поліпшеної теплової ізоляції в стінах, підлозі, стелі, а також зменшенням неконтрольованого надходження холодного зовнішнього повітря і організацією примусової регульованої вентиляції для підтримки необхідного теплового режиму приміщень; по можливості сонячний будинок не повинен мати вікон на північній стіні, а якщо цього уникнути не вдається, то їх площа повинна бути невеликою; в індивідуальному будинку північна стіна може бути повністю або частково

засипана землею (постійно або тільки взимку), те ж саме відноситься (в меншій мірі) до східних та західних стін; втрати теплоти через вікна в нічний час можуть бути істотно знижені завдяки застосуванню віконниць або, в крайньому випадку, щільних штор; втрати теплоти внаслідок проникнення холодного повітря повинні бути зведені до мінімуму шляхом ущільнення всіх щілин і пристрою тамбура біля вхідних дверей; сонячний будинок повинен мати компактну двох- чи трьохповерхову конструкцію, щоб наблизитися до оптимального співвідношення його об'єму та зовнішньої поверхні.

Розглянемо приклади конструктивного виконання ряду сонячних будинків, які побудовано в різних країнах, досвід яких можна запозичити. Південна вертикальна стіна двоповерхового житлового будинку у м. Доувер (штат Массачусетс, США, 42° півн. ш.) площею 135 м^2 служить сонячним колектором для нагрівання повітря (рис. 3.17). Акумулювання теплоти, здійснюється за допомогою глауберової солі (кристалогідрату сульфату натрію), яка плавиться при підведенні теплоти та твердне при її відведенні (при 32°С). Кількість акумульованої теплоти достатня для покриття теплоспоживання протягом 10 днів.



а б

Рисунок 3.17. Будинок (а) і схема геліосистеми опалення (б):

1 – колектор; 2 – циркуляція повітря; 3 – акумулятор теплоти

Будинок в м. Денвер в горах штату Колорадо (40° півн. ш., США) житловою площею 186 м^2, який оснащено повітряним сонячним колектором площею 56 м^2, що встановлено на даху (рис. 3.18, а). Колектор складається із наполовину зачорнених скляних пластин, які встановлені одна над одною у похилому положенні в теплоізольованому корпусі з прозорою кришкою (рис. 3.18, б). Повітря нагрівається при русі між скляними пластинами та вентилятором подається в акумулятор теплоти, що представляє собою два вертикальних циліндра діаметром 0,9 м і висотою 5,5 м, заповнених 6 т шматків граніту (рис. 3.18, в). Частка сонячної енергії в покритті теплового навантаження опалення становить 0,3.

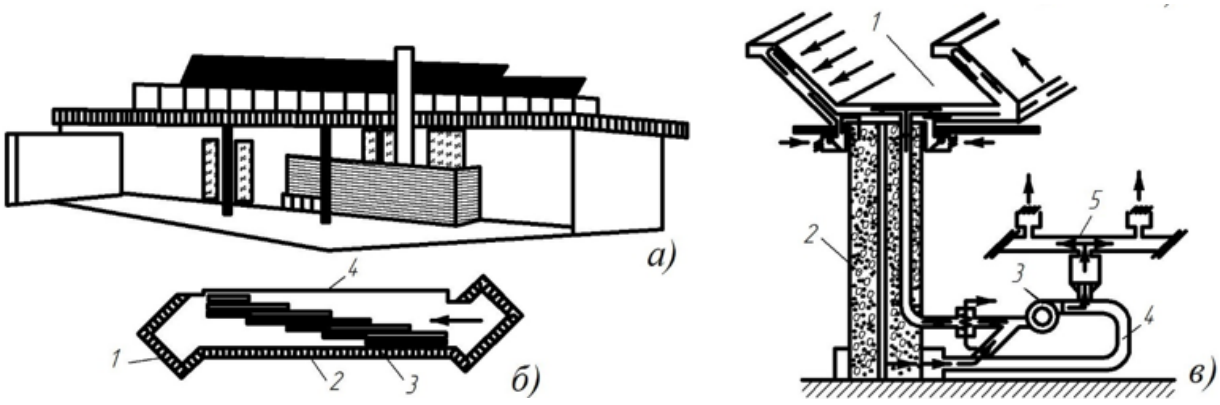
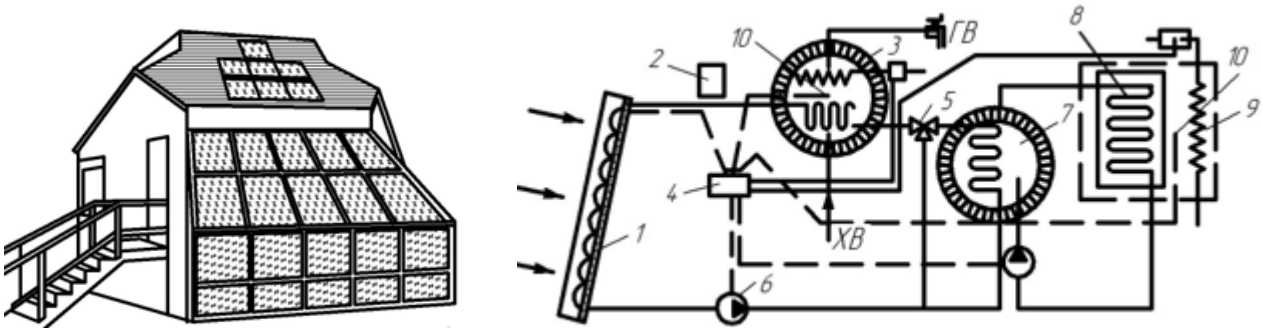


Рисунок 3.18. Зовнішній вигляд будинку (а), сонячний колектор (б) та схема геліосистеми (в): б) 1 – корпус; 2 – теплоізоляція; 3 – скляні пластини; 4 – скло; в) 1 – колектор; 2 – акумулятор теплоти; 3 – вентилятор; 4 – повітровід; 5 – розподіл теплого повітря

Інший варіант конструкції житлового будинку з прибудованим до південного фасаду зимовим садом (оранжереєю) і сонячним колектором на даху показаний на рис. 3.19, а. Гібридна пасивно-активна геліосистема призначена для опалення та гарячого водопостачання. Недостатня енергія підводиться від електронагрівачів, розміщених в баку-акумуляторі системи гарячого водопостачання і всередині опалювальних приміщень. Включення і вимикання електронагрівачів відбувається автоматично по сигналу, що поступає від

системи управління, що містить датчики температури, регулятори і термостати. Схема геліосистеми приведена на рис. 3.19, б.



а б

Рисунок 3.19. Будинок з гібридною геліосистемою опалення:

а) зовнішній вигляд будинку; б) схема геліосистеми; 1 – сонячний колектор на даху будинку; 2 – розширювальний бак; 3 – акумулятор-підігрівач з електричним дублером; 4 – регулятор; 5 – вентиль; 6 – насос; 7 – акумулятор з теплообмінником; 8 – радіатори; 9 – електронагрівач; 10 – датчик температури

3.4. Геліосистеми охолодження та теплоохолодження будинків.

Застосування сонячних установок для виробництва холоду та кондиціонування повітря викликає велику зацікавленість в умовах жаркого клімату, так як при цьому пікове навантаження охолодження збігається в часі з максимумом надходження сонячної радіації.

Тепловий комфорт людини залежить від швидкості відведення теплоти, яка визначається температурою та відносною вологістю повітря, швидкістю його руху, фізичною активністю людини. Відведення теплоти відбувається в результаті конвекції, випромінювання та випаровування вологи з поверхні тіла людини. Вибір способу охолодження будівлі залежить від кліматичних умов: те, що підходить для сухого жаркого клімату пустель, не годиться для вологого клімату тропіків і субтропіків.

Пасивне охолодження. Одним зі способів пасивного охолодження будинку є вентиляція прохолодним нічним повітрям. Однак цей спосіб є ефективним лише в тих випадках, коли температура зовнішнього повітря в нічний час не

перевищує 18°С. Вентиляція може бути природною, коли вона здійснюється при відкриванні вікон та дверей, або механічною, тобто з використанням вентиляторів. Вентиляція нічним прохолодним повітрям охолоджує всю «теплову масу» будинку, тобто створює запас прохолоди на наступний день. Ефективність цього способу зростає в разі застосування галечного акумулятора, тверді частинки в якому охолоджуються при пропущенні прохолодного повітря вночі, а вдень самі охолоджують зовнішнє повітря. Повітря, що надходить в будинок, можна пропускати по прокладеному в землі каналу, при цьому він охолоджується.

Оригінальне архітектурне рішення житлового будинку з пасивною системою теплохолодопостачання показано на рис. 3.20, де ілюструється принцип роботи системи в режимі охолодження. Влітку зовнішнє повітря рухається внаслідок природної тяги, охолоджуючись перед надходженням в будинок при проходженні підземного каналу, і нагріваючись при відведенні теплоти від внутрішніх поверхонь будинку. Видалення нагрітого повітря відбувається з верхньої точки будинку через трубу з жалюзі з північної сторони. Опалення будинку забезпечується за допомогою прибудованої геліотеплиці та масляних радіаторів. Рух повітря в будинку взимку і влітку регулюється за допомогою клапанів. Стрілки вказують напрямок падіння сонячних променів о 12 годині дня 21 червня та 21 грудня. Взимку вони через засклені поверхні попадають в приміщення, а влітку ні.

Випарне охолодження. Ефективним способом охолодження будівлі в умовах жаркого сухого клімату є випарне охолодження повітря перед його надходженням в приміщення або гальковий акумулятор. У камері випарного охолодження повітря контактує зі змочувальними поверхнями або струменями води. Зовнішнє повітря з високою температурою (35…40°С) та низькою відносною вологістю (25…30%) в результаті випаровування води охолоджується, а його відносна вологість підвищується. Він використовується для охолодження приміщень будинку, а при пропущенні його через гальковий

акумулятор відбувається зарядка акумулятора прохолодою, яка в денний час використовується для охолодження приміщень.

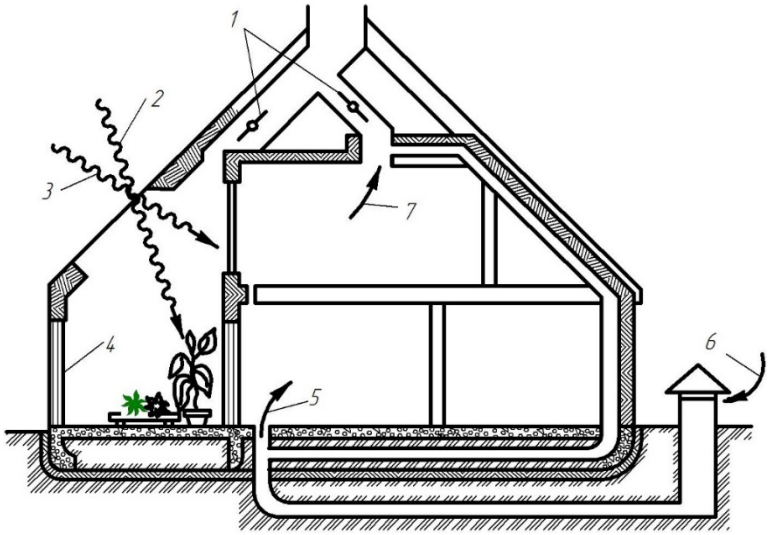


Рисунок 3.20. Сонячний будинок з пасивною системою теплохолодопостачання (в режимі охолодження): 1 – клапани регулювання; 2 – 21 червня вдень; 3 – 21 грудня вдень; 4 – скляні рухомі двері; 5, 6 та 7 – тепле, свіже та гаряче повітря

У будівлях з пасивними геліосистемами зазвичай для вентиляції передбачаються спеціальні отвори в протилежних стінах. Нагріте повітря видаляється через отвори в верхній частині південної стіни будинку. Завдяки цьому знижується тиск повітря в будівлі та зовнішнє повітря надходить через відкриті вікна, двері і отвори, що розміщені в нижній частині північної стіни.

Радіаційне охолодження. У районах з сухим жарким кліматом велика кількість теплоти випромінюється в нічний час у відкритий космос. Температура космічного простору близька до абсолютного нуля, однак атмосфера Землі впливає таким чином, що ефективна температура випромінювання нічного небосхилу мало відрізняється від температури зовнішнього повітря. В умовах прозорої атмосфери ця температура нижча за температуру повітря на 8…14°С в жаркому вологому кліматі і на 14…20°С в жаркому сухому кліматі. Щільність потоку випромінювання абсолютно чорного тіла при температурі небосхилу

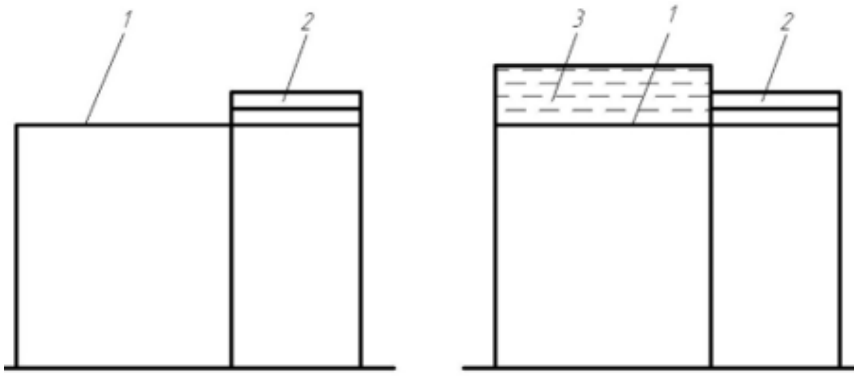
становить 63 Вт/м^2, а для матеріалів з високою випромінювальною здатністю при низьких температурах, відповідних довжинах хвиль 8…12 мкм, щільність потоку випромінювання може становити 50 Вт/м^2 і температура поверхні, що випромінює, може знижуватися на 20…40°С. При ясному небі та прозорій атмосфері вода в дрібних відкритих резервуарах в горах вночі замерзає.

Описаний ефект можна використовувати для радіаційного охолодження будівлі. Для цього дах будинку повинен бути виготовлений з металевого листа з рухомими теплоізоляційними щитами (рис. 3.21, а). В нічний час щити знімають, з металевого даху відбувається випромінювання теплоти в навколишнє середовище. Охолодження приміщень здійснюється в результаті конвекції повітря і випромінювання стін та підлоги. Для посилення охолоджувального ефекту можна зрошувати їх тонкою плівкою води, що випаровується. В день теплоізоляційні щити закривають дах і запобігають його нагріванню сонячною радіацією. Під дахом можна розмістити теплоізольовану горизонтальну перегородку з отворами для циркуляції повітря. У нічний час виникає конвективний рух повітря і при його контакті з випромінюючим дахом воно охолоджується і відповідно охолоджує будівлю.

На металевому даху будинку можуть бути розміщені резервуари з водою, що мають пересувну теплову ізоляцію (рис. 3.21, б). Товщина шару води 50…100 мм. Вночі в результаті випромінювання відбувається охолодження даху і води. Резервуари служать акумулятором охолодженої води і в денний час закриваються тепловою ізоляцією.

В умовах жаркого вологого клімату потрібно не тільки охолодження, але і осушення повітря за допомогою адсорбенту (силікагеля), який можна у вигляді тонкого шару розмістити під металевим дахом. У бетонних стінах та підлозі передбачаються канали для циркуляції повітря. В нічний час повітря з приміщень проходить над шаром силікагеля, що поглинає вологу. Теплота, що при цьому виділяється, передається металевому даху і випромінюється ним в навколишній простір – відбувається охолодження повітря і корпусу будинку. Вдень клапани перекривають циркуляцію повітря в стінах будівлі, а зовнішнє

гаряче повітря, що надходить в простір між шаром сілікагеля та металевим дахом, осушує силікагель і тим самим готує його для нічного процесу.



а б

Рисунок 3.21. Радіаційне охолодження будинку з випромінюючим металевим дахом (а) і резервуаром з водою (б): 1 – металевий дах; 2 – теплоізоляційні щити (панелі); 3 – резервуар з водою

За рахунок радіаційного охолодження можна покрити не менше 25% навантаження охолодження, а при використанні сілікагеля і вентиляторів на стелі можна відводити 100% надмірної фізичної та прихованої теплоти при температурі в приміщеннях вище 27°С і відносній вологості до 68%. Надійність теплохолодопостачання підвищується з включенням в систему теплового насоса.

На рис. 3.22 показано схему комбінованої системи теплохолодопостачання будівлі з використанням теплового насоса типу повітря – повітря і повітряного сонячного колектора. У режимі опалення нагріте повітря з сонячного колектора надходить в гальковий акумулятор теплоти. Випарник теплового насоса знаходиться всередині акумулятора, а конденсатор — в повітряному каналі системи опалення. Теплота, яку отримано робочим тілом в випарнику, разом з енергією приводу компресора теплового насоса відводиться в конденсаторі. Повітря, що забирається з приміщення, змішується у певному співвідношенні із зовнішнім повітрям та нагрівається за рахунок теплоти, що відбирається від конденсатора теплового насоса і вентилятором подається в приміщення. До складу теплового насоса входить дросельний вентиль.

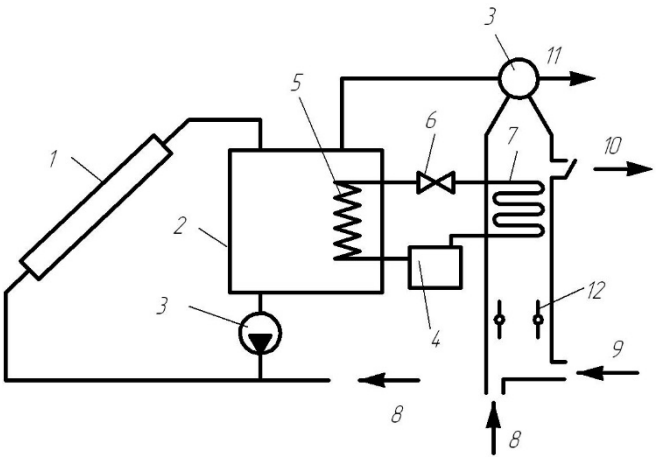


Рисунок 3.22. Схема геліотеплонасосної системи теплохолодопостачання (в режимі опалення): 1 – сонячний колектор: 2 – гальковий акумулятор теплоти; 3 – вентилятор; 4 – компресор; 5 – випарник; 6 – дросельний вентиль; 7 – конденсатор; 8 – зовнішнє повітря; 9 – повітря з приміщення; 10 – скидання повітря; 11 – повітря в приміщення; 12 – запірно-регулюючий клапан

У режимі охолодження клапани для перемикання змінюють напрямок руху повітря у вторинному контурі. Гаряче повітря з приміщення охолоджується при проходженні через випарник, в той час як повітря, яке використовується для відводу теплоти з конденсатора, викидається в атмосферу. Охолодження галькового акумулятора відбувається за рахунок циркуляції повітря в колекторі в нічний час.

В системі з тепловим насосом типа вода–вода, як правило, використовуються дві ємності-акумулятори — один з гарячою, а другий з холодною водою — і тепловий насос підтримує різницю температур. Така система надійно працює жарким літом з високою інтенсивністю сонячної радіації, малою кількістю опадів та низькою швидкістю вітру. Її можна застосовувати в південних областях України.

Акумулювання теплової енергії може проводитися в одній ємності, яка розділена перегородкою на дві секції: верхню — для гарячої та нижню — для холодної води. З допомогою теплового насоса теплота з нижньої секції ємності, де розташовано випарник, передається у верхню, в якій встановлений конденсатор. У режимі опалення гаряча вода з верхньої частини ємності

направляється в систему панельно-променистого опалення. При роботі системи в режимі охолодження вода у верхній секції бака охолоджується в процесі нічного випромінювання теплоти колектором, а для охолодження приміщення використовується холодніша вода з нижньої секції бака, причому необхідну різницю температур забезпечує тепловий насос. Звичайні кондиціонери повітря можна рекомендувати лише для районів з сухим жарким кліматом. У вологому кліматі необхідно застосовувати спеціальну установку для осушення повітря. Використання теплового насоса найдоцільніше в таких кліматичних зонах, де відсутні великі коливання літніх і зимових температур повітря і теплові навантаження систем опалення та охолодження приблизно однакові. В цих умовах тепловий насос використовується цілий рік з повним завантаженням.

На рис. 3.23 показано схему абсорбційної водо-аміачної геліосистеми охолодження будівель.

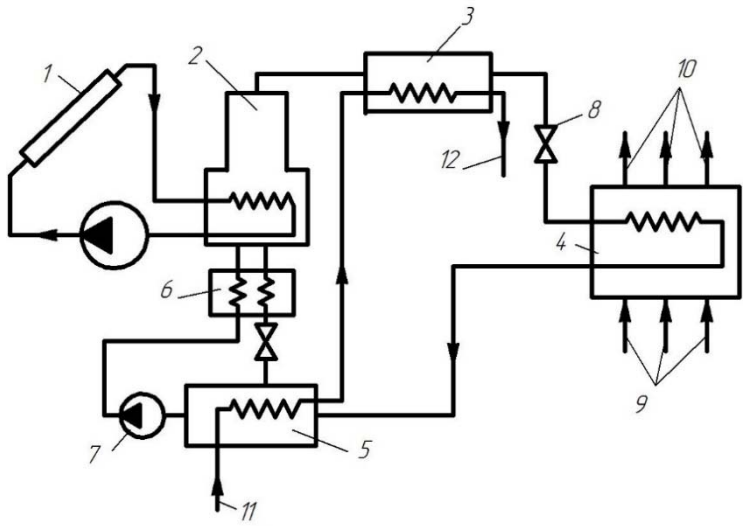


Рисунок 3.23. Схема водо-аміачної геліосистеми кондиціювання повітря:

1 – сонячний колектор: 2 – генератор; 3 – конденсатор; 4 – випарник; 5 – абсорбер; 6 – теплообмінник; 7 – насос; 8 – вентиль; 9 – зовнішнє повітря; 10 – охолоджене повітря; 11 – холодна вода; 12 – гаряча вода

У цій системі аміак є холодоагентом, а вода — абсорбентом. Нагрітий в сонячному колекторі теплоносій з температурою 80°С надходить в генератор. Із абсорбера «сильний» розчин холодоагенту (аміаку) в воді подається насосом в

теплообмінник, де нагрівається до температури 70°С та надходить в генератор, в якому при нагріванні з розчину виділяється аміачна пара. «Слабкий» розчин аміаку через теплообмінник стікає в абсорбер, а пара аміаку з температурою 75°С після відділення крапельок води направляються в конденсатор. З конденсатора рідкий холодоагент через дросельний вентиль поступає в випарник, де він відбирає теплоту у повітря (води) і знову перетворюється в пару, а охолоджене повітря (вода) прямує в приміщення. Пари аміаку надходять в абсорбер і поглинаються «слабким» розчином.

Теплота, що виділяється в абсорбері та конденсаторі, відводиться за допомогою води, охолодженої в градирні. У результаті виходить нагріта вода. Сильний розчин насосом подається через теплообмінник в генератор.

В геліосистемі, яку показано на рис. 3.24, холодоагентом є вода, а абсорбентом — бромистий літій. При підведенні теплоти в генераторі відбувається випаровування води. Холодоагент — перегріта водяна пара — направляється в конденсатор. Утворений конденсат проходить через дросельний вентиль у випарник, а потім пара надходить в абсорбер, де вона змішується, з концентрованим розчином бромистого літію, що стікає з генератору через теплообмінник та дросельний вентиль. У випарнику і абсорбері підтримується розрідження. Теплота з абсорбера і конденсатора відводиться водою, охолодженої в градирні. Передбачено ємність холодної води, і здійснюється підживлення.

У генераторі підтримується температура в межах 77…99°С, в абсорбері і конденсаторі — близько 40°С, а в випарнику — близько 5°С. При випаровуванні води в випарнику відбувається охолодження повітря або води.

«Слабкий» розчин з абсорбера направляється в генератор, і цикл повторюється. Теплообмінник використовується для підігріву «слабкого» розчину за рахунок теплоти, що віднімається у концентрованого розчину.

Відповідно до рис. 3.24 з сонячного колектора через теплообмінник або безпосередньо теплота передається в бак-акумулятор. Циркуляція теплоносія в контурі колектора та акумулятора здійснюється за допомогою насоса Н4 і Н5.

Гаряча вода з бака-акумулятора надходить в котел, потім подається насосом Н2 в генератор, а з нього — в нижню частину акумулятора і через триходовий вентиль — в котел. Цей вентиль запобігає потраплянню теплоти з котла в акумулятор. Охолоджуюча вода з градирні насосом Н3 подається в абсорбер і конденсатор, при цьому її температура зростає з 24 до 32°С. Насос Н1 подає охолоджуючу воду для охолодження повітря, що подається вентилятором в приміщення.

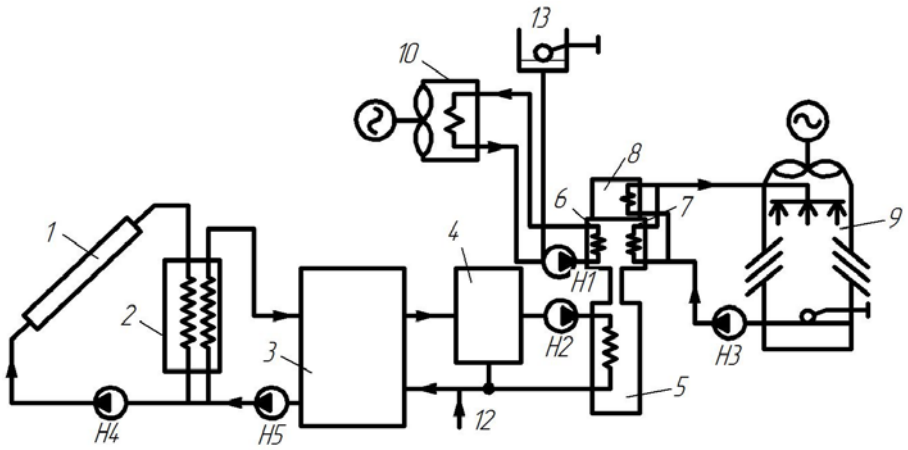


Рисунок 3.24. Схема бромисто-літієвої геліосистеми кондиціонування повітря: 1 – колектор; 2 – теплообмінник; 3 – акумулятор теплоти; 4 – котел; 5 – генератор; 6 – випарник; 7 – абсорбер; 8 – конденсатор; 9 – градирня; 10 – охолоджувач повітря вентилятором

Для установки потужністю 10 кВт необхідний сонячний колектор площею 50 м^2 (при ККД 34%), вона коштує близько 15 тис. грн., в той час як звичайний електричний кондиціонер — 800 грн. Баланс енергії бромисто-літієвої установки потужністю 10 кВт характеризується такими величинами потужності потоку теплоти (ϕ = 0,8): генератор — 12,5 кВт, конденсатор —10,55 кВт, абсорбер — 11,95 кВт, градирня — 22,5 кВт.

3.5. Плавальний басейн з сонячним обігрівом.

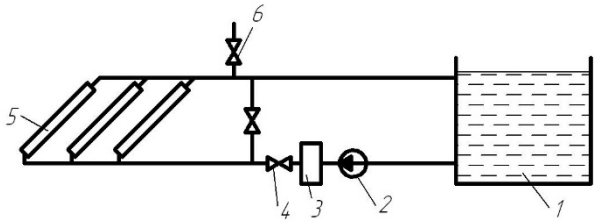
Сонячні установки найдоцільніше використовувати для низькотемпературних процесів. Температура води в плавальних басейнах зазвичай підтримується на рівні 20…27°С, що лише на 5…16°С вища за

температуру зовнішнього повітря, і енергія сонячної радіації в літній період — з початку червня до середини вересня — цілком може замінити традиційне джерело енергії. Те саме можна сказати і про лікувальні мінеральні ванни, хоча в цьому випадку температура води дещо вища — 35…38°С. Завдяки використанню сонячної енергії купальний сезон у відкритих плавальних басейнах буде збільшено на 1,5…2 міс. на рік, а в закритих басейнах буде забезпечено значну економію палива, особливо з урахуванням того, що в літній період котли працюють неефективно — з низьким ККД. Відключення котлів на цей період не тільки знижує витрати палива, але і зменшує забруднення навколишнього середовища шкідливими викидами, в тому числі оксидами сірки та азоту.

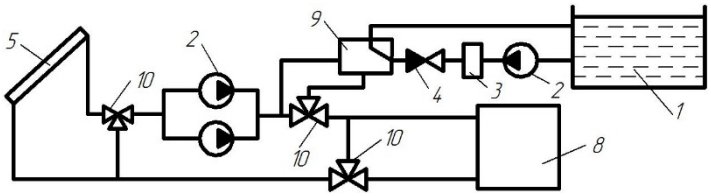
В багатьох країнах (США, Австралія, Німеччина) десятиліттями успішно експлуатується велика кількість приватних та комунальних плавальних басейнів з сонячним обігрівом. Це перспективна область застосування сонячних установок як в спортивно-оздоровчих установах, так і в індивідуальному будівництві в сприятливих в кліматичному відношенні районах країни. В умовах помірного та жаркого клімату України геліоустановки можуть давати як мінімум 250…300 кВт·год корисної теплоти на рік з 1 м^2 площі плоского сонячного колектора. Одну з можливих схем геліоустановок для підігріву води в плавальному басейні показано на рис. 3.25, а. Вода з басейну насосом прокачується через фільтр та спрямовується в сонячний колектор. Нагріта вода з колектора надходить у басейн. У схемі передбачено зворотний клапан, повітряний клапан та байпасну лінію з вентилем. Колектор повинен бути виготовлений з корозійностійких матеріалів, щоб не піддаватися агресивній дії води з басейну. Крім того, матеріал повинен витримувати температуру від 20 до 70°С, мати хорошу поглинальну здатність та високий коефіцієнт теплопровідності. Через колектор прокачується велика кількість води, і має бути забезпечено такий поперечний переріз каналів, щоб гідравлічний опір був мінімальним. Найбільш підходящим матеріалом є пофарбовані в чорний колір поліетилен, поліпропілен та синтетичний каучук. Перші два матеріали дешевші,

а каучук значно дорожчий, але більш стійкий. При річному надходженні 1050 кВт·год/м^2 сонячної енергії на горизонтальну поверхню та площі КСЕ 800 м^2 за сезон геліоустановка може дати 170 МВт·год теплоти, а потреба теплоти складає 270 МВт·год. В цьому випадку КСЕ не має скління, вода в ньому підігрівається на 3,5°С, і середня теплова потужність установки за сезон складає 270 кВт, а її ККД — 38,3%, Довгі оребрені труби виготовлено з поліпропілену, а прямий та зворотний з'єднувальні трубопроводи — з поліетиленових труб.

Схема комбінованої сонячно-теплонасосної установки для обігріву плавального басейну показано на рис. 3.25, б. Влітку в басейні підтримується температура не нижче 20°С. Це забезпечується за допомогою КСЕ. При несприятливих погодних умовах включаються тепловий насос, що використовує КСЕ як випарник.



а



б

Рисунок 3.25. Схеми сонячних установок для обігріву плавальних басейнів: а) одноконтурна схема; б) схема сонячно-теплонасосної установки; 1 – басейн; 2 – насос; 3 – фільтр; 4 – зворотний клапан; 5 – колектор сонячної енергії; 6 – видалення повітря; 7 – байпас з вентилем; 8 – тепловий насос; 9 – теплообмінник; 10 – трьохходовий клапан

Для зниження теплових втрат водяна поверхня басейну покривається спеціальною оболонкою. Якщо температура води в басейні вища, ніж в КСЕ (восени, весною), то КСЕ відключається, а працює тепловий насос.

В умовах помірного клімату України геліоустановка, що призначена для підтримки температури води в плавальному басейні на рівні 20…27°С, дає за сезон 250…270 кВт·год корисної теплоти на1 м^2 площі КСЕ. Для порівняння зазначимо, що річна питома теплопродуктивність геліосистеми гарячого водопостачання дорівнює 300…500 кВт·год/м^2 на рік, а геліоустановка опалення (30…70°С) 150…300 кВт·год/м^2 на рік. Басейн втрачає теплоту внаслідок випаровування води, конвекції та випромінювання в довкілля, теплопровідності від дна до ґрунту та на розігрів. Необхідна кількість теплоти від звичайного паливного джерела дорівнює різниці між сумарними тепловтратами басейну та надходженням сонячної енергії.

Теплові втрати відкритого плавального басейну можуть бути істотно знижені, якщо в ті періоди, коли басейн не використовується, тобто в нічний час та в холодну погану погоду, закривати його водну поверхню. Для цього можна використовувати полімерну плівку або плити з пінопласту. При роботі басейну полімерне покриття забирається і зберігається в згорнутому вигляді на краю басейну, плити також можуть бути складені там же в вигляді штабеля. Другий варіант — це двошарове полімерне покриття у вигляді подушки, яка надувається повітрям та ізолює поверхню води від зовнішнього повітря; при роботі басейну повітря випускається і завдяки наявності обважнювачів покриття, що занурюється на дно басейну. Захист поверхні води від зовнішнього повітря дозволяє зменшити теплові втрати на 40…50%, що при площі басейну 1000 м^2 еквівалентно економії майже 25…35 м^3 мазуту за сезон в районах з річним надходженням сонячної енергії 1000…1100 кВт·год/м^2.

При використанні пластмасових колекторів собівартість 1 кВт·год теплоти у 3…5 разів нижча порівняно зі стандартними плоскими КСЕ і в 6…10 разів нижча в порівнянні з вакуумованими КСЕ.

Один з найбільших відкритих плавальних басейнів з сонячною установкою в Європі знаходиться в м. Віле (Німеччина) і має площу поверхні води 1500 м^2 і об’єм 2500 м^3. Усього в Німеччині експлуатується 2800 басейнів зі середньою площею одного басейну 1270 м^2, і витрата палива за сезон становить 92 т нафти

на 1 басейн, а всього споживається 260 тис. т нафти. Загальні тепловтрати басейну становлять 2390 кВт·год/м^2 за сезон, в тому числі за рахунок випромінювання з поверхні води втрачається 1570, випаровування і конвекції — 540, з промивної водою — 230, внаслідок теплопровідності — 25 кВт·год/м^2 та втрати при першому розігріві становлять 25 кВт·год/м^2. Внаслідок поглинання атмосферного та сонячного випромінювання прихід енергії становить 1730 кВт·год/м^2 за сезон, а загальна потреба в теплоті за сезон дорівнює 660 кВт·год/м^2. Отже, максимальні втрати обумовлені випаровуванням та тепловіддачею від води до повітря, а друга за величиною втрата теплоти — різниця між випромінюванням поверхні води та поглинанням атмосферного випромінювання (в діапазоні довжин хвиль від 6 до 60 мкм), що складає 370 кВт·год/м^2 за сезон. Якщо глибина басейну не перевищує 1 м, то його дно і стіни повинні бути пофарбовані фарбою з високою поглинальною здатністю, а дно, крім того, має мати шорстку поверхню. Для промивки фільтрів використовується тепла вода, норма витрати на одну промивку — 0,9 м^3 на 1 м^2 поверхні басейну. Теплоту промивної води необхідно утилізувати, встановивши після фільтрів теплообмінник.

При реалізації всіх трьох зазначених способів енергозбереження потреба в теплоті знижується до 260 кВт·год/м^2 за сезон, що становить всього 40% початкового значення. При цьому необхідна площа плоского КСЕ зменшується до 0,4 м^2 (замість 1 м^2) на 1 м^2 площі поверхні води в басейні. При цьому річне теплоспоживання басейну становить 700…800 МВт·год, середньодобова теплопродуктивність геліоустановки за період травень – вересень 2,5 кВт·год/м^2 в день (максимум 6 кВт·год/м^2 в день) при площі поверхні води КСЕ 1500 м^2, температура води на вході в КСЕ 20…27°С, а на виході 24…36°С при витраті 10…90 м^3/год.

Запитання для самоперевірки

1. *Опишіть принцип дії адсорбційного теплового насосу.*
2. *Опишіть принцип дії теплових насосів.*

3. Опишіть конструкцію повітряних теплових насосів.

4. Опишіть конструкцію водяних теплових насосів.

5. З яких міркувань відбувається підбір тепловою насосу (ТН)?

6. Які бувають джерела вхідного контуру для теплових насосів.

7. Охарактеризуйте економічні аспекти застосування теплових насосів порівняно з іншими тепловими установками.

8. Опишіть схему, шо використовується для потреб теплопостачання з використанням теплового насоса та сонячних колекторів.

9. Охарактеризуйте стан впровадження геотермальних технологій в Україні.

10. Які регіони України мають значний потенціал геотермальної енергії?

11. За допомогою яких додаткових пристроїв теплового насосу отримують тепло від поверхневої поверхні ґрунту?

РОЗДІЛ 4
ЕНЕРГЕТИЧНИЙ ПОТЕНЦІАЛ ТА ЕФЕКТИВНІСТЬ РОБОТИ ВІТРОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

4.1. Стисла характеристика розвитку вітроенергетичної галузі.

Вітроенергетика — галузь альтернативної енергетики, яка базується на перетворенні кінетичної енергії вітру в електричну енергію.

Джерелом для вітроенергетики є сонце, оскільки саме воно впливає на утворення вітру. Внаслідок неоднорідності поверхні землі та через те що кут падіння світла в різних широтах в різні пори року неоднаковий атмосфера землі вбирає сонячну радіацію нерівномірно. Щільність повітря змінюється та піднімається догори, в атмосферу, утворюючи потоки. Там, де повітря нагрівається більше, ці потоки піднімаються вище та зосереджуються у зонах низького тиску. Холодне повітря піднімається нижче, утворюючи зони високого тиску. Різниця атмосферного тиску змушує повітря пересуватися від зони високого до зони низького тиску з пропорційною швидкістю. Цей рух повітря і є тим явищем, яке ми називаємо вітром.

Щоб використати вітрову енергію, найоптимальніше враховувати добове та сезонне змінювання вітру, його швидкості залежно від висоти розташування над поверхнею землі, кількість поривів вітру за короткі відрізки часу, а також статистичні дані за певний період, наприклад за останні 20 років.

Енергію вітру людство використовує здавна. Одним з найперших способів використання вітру було вітрило, яке було винайдено в приблизно п’ятому тис. до н.е. У І ст. до н.е. давньогрецький учений Герон Александрійський винайшов вітряк, що керував органом. Вітряні млини для переробки зерна винайдені ще в епоху середньовіччя. Уважають, що перші вітряки були побудовані в Сістані, що розташовувався між сучасним Іраном та Афганістаном, приблизно між IX…VII ст. до н.е. Вони мали вертикальну вісь, від шести до дванадцяти крил з полотна або очерету та використовувалися як млини та помпи для води.

В останні роки людство все більше використовує енергію вітру для одержання електроенергії. Створюються вітряки великої потужності. Вони встановлюються на місцевості, де дмуть часті й сильні вітри. Кількість та якість таких двигунів зростає щорічно, налагоджене їх серійне виробництво.

Місцевості, які придатні для розміщення вітроагрегатів, поділяються на декілька класів (згідно з типами рельєфу). Такий розподіл (табл. 4.1) демонструє можливості забезпечення енергією вітроустановок в умовних одиницях (10 балів — відсутність нерівностей, тобто нульовий клас поверхні), згідно з методикою європейської практики будівництва вітростанцій.

Таблиця 4.1

Класифікація вітрового потенціалу місцевостей за особливостями нерівностей

Клас нерівності	***Типографія місцевості***	***Енергопотенціал, кВт·год/м²·фік***
1	Відкрита місцевість без високої рослинності та лісів	6,8
2	Окремі будинки, відстань між ними - 1000 м	4,6
3	Забудований район, ліси, пересічена місцевість	2,4

Оцінка енергозабезпеченості в балах в залежності від особливостей місцевості не завжди однакова. Відомо, що після забудови місцевості або після насадження там дерев аеродинаміка цієї місцевості різко змінюється: збільшується кількість вітрового часу та зростає сила вітру.

Те саме стосується і гірської місцевості. Незважаючи на значні захаращення в окремих місцях, пересіченість місцевості може утворювати щось подібне до каналів, у яких швидкість вітру набагато більша, ніж на відкритій місцевості.

Для кожної місцевості зміна швидкості вітру за висотою (епюра швидкостей вітру) має характерний вигляд (рис. 4.1).

Із рис. 4.1 зрозуміло, що крім середньорічної швидкості кожна місцевість має свій профіль швидкостей, який зумовлює величину швидкісного напору. Із огляду на це для ефективного уловлювання вітру вираховують оптимальну висоту розташування вітроагрегату над рівнем землі. Як і для середньорічної

швидкості, попередньо досліджують ефективну висоту розташування вітроагрегату за різних вітрових навантажень та потужностей самого вітроагрегату.

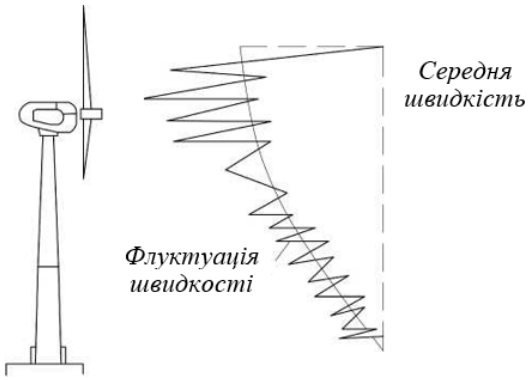


Рисунок 4.1. Епюра швидкостей вітру

Використовують дві принципово різні конструкції вітроустановок - з горизонтальною і вертикальною віссю обертання. Поширення набули вітроустановки з горизонтальною віссю (рис. 4.2).

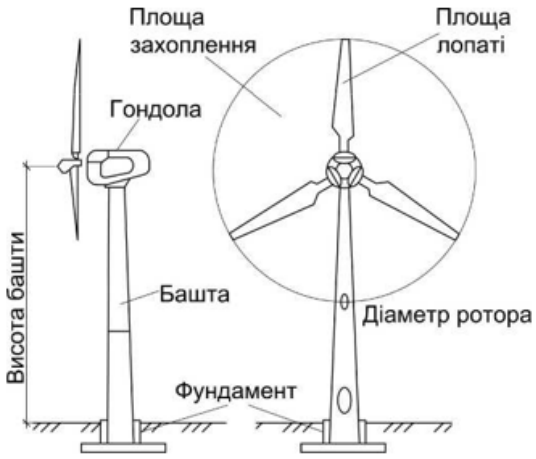


Рисунок 4.2. Принципова схема вітроустановки

Основними елементами вітроенергетичних установок є вітроприймальний пристрій (лопаті), редуктор передачі крутильного моменту до електрогенератора, електрогенератор і башта. Вітроприймальний пристрій разом з редуктором передачі крутильного моменту утворює вітродвигун.

Унаслідок спеціальної конфігурації вітроприймального пристрою в повітряному потоці виникають несиметричні сили, що створюють крутильний

момент. В залежності від потужності генератора вітроустановки поділяють на класи. Їх параметри та призначення в залежності від зазначених параметрів наведено в таблиці 4.2. Оскільки вітер може змінювати свою силу та напрямок, вітрові установки обладнують спеціальними пристроями контролю та безпеки. Ці пристрої містять механізми розвертання осі обертання за вітром, нахилені відносно землі лопаті у разі досягнення критичної швидкості вітру; системи автоматичного контролю потужності і аварійного відімкнення для установок великої потужності.

Таблиця 4.2

Класифікація вітроустановок

Клас установки	***Потужність, кВт***	***Діаметр колеса, м***	***Кількість лопатей***	***Призначення***
Малої потужності	15…50	3…10	3…2	Зарядження акумуляторів, насоси, побутові потреби
Середньої потужності	100…600	25-44	3…2	Енергетика
Великої потужності	1000…4000	> 45	2	Енергетика

Вітроенергетичні установки з вертикальною віссю обертання мають переваги щодо установок з горизонтальною віссю а саме: зникає необхідність використання пристроїв орієнтованих на вітер, спрощується конструкція та зменшуються гіроскопічні навантаження, які зумовлюють додаткові напруження в лопатях, системі передач та інших елементах установки.

Різновидом вітроустановок з вертикальною віссю є так звана вітрова гребля, у якій сконцентрований повітряний потік спрямовується на установку за допомогою напрямлювачів у вигляді лісосмуг, штучних перегородок у вигляді панелей, надувних конструкцій, солом’яних блоків тощо. Схему вітрової греблі наведено на рис. 4.3.

Термін окупності вітроенергетичної установки, в залежності від місцевості, забезпеченості комунікаціями, потужності установки тощо, становить від 3 до 8 років.

Питомі капітальні витрати для станцій малої потужності становлять 800…1000 ум. од. за 1 кВт встановленої потужності і зменшуються зі збільшенням потужності установки. Отже, капітальні витрати на вітроенергетичну станцію, наприклад потужністю 250 кВт, становлять 40 тис. доларів США, якщо термін окупності — 6,7 років.

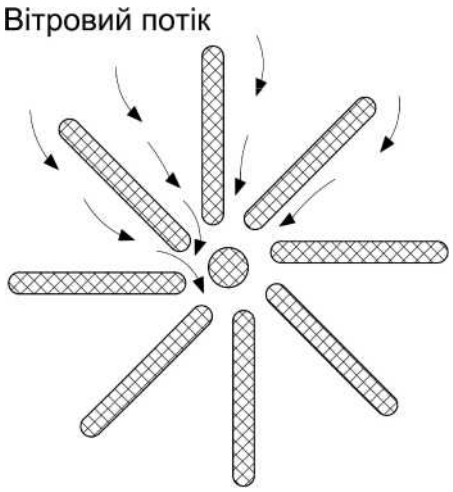


Рисунок 4.3. Вітрова гребля

Застосування вітроелектричних станцій (ВЕС) має такі особливості.

Паралельна робота з мережею. У такому разі електрична енергія, яку виробляє ВЕС, повинна відповідати вимогам якості електричної енергії у мережі. Мережа, зі свого боку, повинна сприймати потужність від ВЕС (пропускна здатність ЛЕП, наявність відповідних лічильників електроенергії тощо) та вчасно реагувати на зміну її кількості.

Автономна робота ВЕС. Для такої роботи ВЕС необхідно встановити акумуляторні батареї, у яких накопичується електрична енергія, яку виробляє вітроагрегат за сприятливих погодних умов. Наявність акумуляторів значно збільшує загальну вартість системи, тому для прийняття остаточного рішення необхідно здійснити техніко-економічні розрахунки. Автономну ВЕС можна встановити поєднавши з фотоелектричним модулем.

Пряме перетворення електричної енергії в теплову. Електрична енергія, яку виробляє ВЕС, перетворюється в теплову шляхом нагрівання об’єму води

електричними ТЕНами. Отже, акумулятором тепла є вода. Таку схему можна використовувати для попереднього нагрівання води в системі гарячого водопостачання. Основним недоліком вітроенергетичної галузі є несталість та нерегульованість вітрового потоку. Важливою є також проблема економічної ефективності ВЕС.

4.2. Сучасний стан розвитку вітроенергетичної галузі.

Згідно зі звітом Світової вітроенергетичної асоціації, використана потужність енергії вітру у світі на кінець червня 2014 р. становила 336327 МВт. Із них 17613 МВт було задано в першій половині 2014 р. Таке зростання було суттєвим у першій половині 2013 р. та у 2012 р., коли було додано 13,9 ГВт та 16,4 ГВт відповідно. Загальна кількість встановленої потужності енергії вітру на середину 2014 р. становила приблизно 4% світових потреб щодо електроенергії. Протягом шести місяців світова потужність енергії вітру у світі зросла на 5,5% (після 5% за такий самий період 2013 р. і 7,3% — за 2012 р.), та на 13,5% за рік (середина 2014 р. в порівнянні з серединою 2013 р.). Для порівняння, річні темпи зростання у 2013 р. були нижчими на 12,8 %.

Швидкий розвиток світових ринків вітроенергетики зумовлюється економічними перевагами енергії вітру та її зростаючою конкурентоспроможністю в порівнянні з іншими джерелами електроенергії, а також гострою необхідністю використання технологій без шкідливих викидів з метою зменшення наслідків впливу на клімат та уникнення забруднення повітря.

Провідними ринками вітроенергетики у 2014 р. були Китай, Німеччина, Бразилія, Індія та США; п’ять традиційних країн використовують традиційно вітроенергетику: Китай, США, Німеччина, Іспанія та Індія. Разом вони виробляють 72% світової потужності вітроенергетики. Щодо нових доданих потужностей, частка Великої п’ятірки збільшилася з 57% до 62%.

Китайський ринок продемонстрував дуже високу ефективність та додав 7,1 ГВт, що значно більше в порівнянні з попередніми роками. Загальна потужність вітроенергетичної галузі Китаю у червні 2014 р. досягла 98 ГВт. На

сьогодні вона становить 100 ГВт. Німеччина також продемонструвала хороші результати, додавши 1,8 ГВт за першу половину 2014 року. Цей новий рекорд, без сумніву відображав очікувані зміни у законодавстві країни щодо вітроенергетики, що призвело до сповільнення ринку Німеччини.

Бразилія вперше увійшла до групи лідерів як третій за обсягом оновлення вітротурбін з потужностями до 1,3 ГВт, що становило 7% обсягу продаж нових вітротурбін. Одночасно Бразилія стала безперечним лідером в Латинській Америці.

Індія зберегла друге місце в Азії та п’яте у світі показником нових потужностей вітроенергетики який становить 1,1 ГВт.

Ринок США після розвалу у 2013 р. продемонстрував потужні ознаки відновлення. Обсяги його ринку становили 835 МВт, випереджаючи Канаду (723 МВт), Австралію (699 МВт) та Великобританію, яка наполовину зменшила обсяги свого ринку та досягла у першій половині 2014 р. 649 МВт.

Ринок Іспанії не взяв участі у загальному зростанні вітроенергетичної галузі в 2014 р., оскільки там відбувся фактичний застій, встановлено лише 0,1 МВт нових потужностей у першій половині 2014 р.

У 2013 р. чотири країни використали більше, ніж 1 ГВт кожна у першій половині 2014 р.: Китай (7,1 ГВт нових доданих потужностей), Німеччина (1,8 ГВт), Бразилія (1,3 ГВт) та Індія (1,1 ГВт).

До першої десятки країн, що активно використовували вітрову енергію, увійшли ті, які у першій половині 2014 р. продемонстрували однакові показники, хоча ефективність незначно підвищилася. У п’яти країнах показники були кращими ніж у 2013 р.: Китай, США, Німеччина, Франція та Канада. У п’яти країнах на ринку відбувся спад: Іспанія, Великобританія, Італія, Данія та, у меншою мірою, Індія. Ситуація на ринках Іспанії та Італії була стабільнішою: 0,1 МВт та 30 МВт нових потужностей відповідно. Польща на сьогодні за встановленими потужностями входить до переліку 15-ти перших країн, тоді як Японія вибула з цього списку.

Великобританія та Німеччина, які розміщують вітроелектростанції і на морі, найближчим часом можуть стати лідерами за розвитком.

4.3. Потенціал використання вітроенергетики в Україні.

Вітроенергетика в Україні почала розвиватися у 1996 році, коли була спроектована Новоазовська ВЕС, проектна потужністю якої становила 50 МВт. У 1997 році почала працювати Трускавецька ВЕС. До 2000 року в Україні працювало вже 134 турбіни та було закладено приблизно 100 фундаментів під турбіни потужністю 100 кВт. У 1998…1999 роках розпочали роботу ще три нові вітроелектричні станції.

Значно пришвидшилося будівництво вітроелектростанцій з 2009 року, коли в Україні було запроваджено «зелений» тариф.

Інститутом відновлюваної енергетики НАН України складено карту вітроенергетичного потенціалу нашої країни. Найбільш привабливими для використання енергії вітру регіонами України є узбережжя Чорного та Азовського морів, гірські райони тимчасово окупованої АР Крим, територія Карпатських гір, Одеська, Херсонська та Миколаївська області.

Станом на 01.01.15 р. встановлена в Україні потужність вітроелектростанцій становила 514 МВт (лише 0,93 % загального обсягу генерувальних потужностей). У 2014 році ці електростанції виробили понад 1171 млн кВт електроенергії.

У давні часи силу вітру люди успішно використовували для своїх потреб. Під вітрилами ходили древні мореплавці, а вітряні млини використовують у різних країнах багато століть. У нашій країні столітні вітряки рідко, але зустрічаються в центральних областях. З часом використання бензинових і електродвигунів витіснило традиційне застосування вітрової енергії.

Сто років тому в Данії було введено в дію першу вітрову електростанцію. У період з 1880 по 1930 роки в США використовувались більше 6 млн. вітрових енергоустановок. У 60-х роках в Україні експлуатувалось 12 тис. вітроагрегатів різного призначення.

Значний поштовх розвитку вітрової енергетики в сучасних умовах дали енергетичні кризи і екологічні проблеми з діючими електростанціями, а також постійно зростаючі ціни на традиційні енергоносії.

Успішно розвивається вітроенергетична промисловість у багатьох країнах світу, наприклад, у Данії, де випускаються склопластикові лопаті вітроколіс для установок потужністю від 7 до 250 кВт. Ціна електроенергії, що вироблена на вітроенергетичних установках, близька до вартості енергії, яка виробляється на теплових електростанціях, що працюють на вугіллі. Ціна невеликої вітроустановки, потужністю 150 кВт, становить 120…170 тис. доларів. Термін її окупності 3…4 роки роботи. Термін служби — 20…25 років.

У Голландії передбачено до 2020 року виробляти до 10 % всієї електроенергії за допомогою відновлюваних джерел енергії, для чого планується прискорити будівництво парку вітрових турбін.

Ще в 1995 році, приблизно 1000 вітротурбін, які встановлено у Голландії, мали загальну потужність 250 МВт. Щоб досягти рівня, встановленого на 2020 рік, потужність вітрових станцій повинні підвищитись ще на 3000 МВт.

На території країни складно відшукати відповідні площі для встановлення таких турбін через брак місця і значний шум. Тому розроблено схеми розміщення їх загальною потужністю 2800 МВт у морі на віддалі до 20 км від берега.

Встановлення вітрових парків далеко від берега дає можливість використовувати вітри значної сили. Ці дослідження були проведені на замовлення Європейської Унії. Голландський інститут енергії вітру при політехніці в Делфті порівняв кошториси будівництва вітрових турбін у різних зонах Північного та Балтійського морів на віддалі від 0,1 км (Німеччина) до 50 км (Голландія).

Вартість електроенергії, що вироблена недалеко від берега, нижча ніж виробленої турбінами, які встановлено далеко від берега, хоча середня сила вітру біля берега на 20% менша, ніж на відстані 50 км від нього. Передбачається, що в найближчий час буде встановлено багато парків вітрових турбін, які складаються

з наявних турбін потужністю від 0,5 до 1,5 МВт. Першим парком вітряків був датський, який розташовано на шельфі вздовж узбережжя Лапланду. З 1991 року тут працює 11 вітряків потужністю 450 кВт.

У Голландії 4 вітряки встановлено на острові Ійсельмер, недалеко від містечка Медеблік. На черзі зведення парків на морському дні у Північній та Південній Голландії, Великобританії та Зеландії.

У нашій країні підприємства випускають вітроенергетичне обладнання на рівні світових зразків. Вітроенергетична установка потужністю 39 кВт з робочою баштою та повним комплектом обладнання коштує біля 30 тис. доларів.

Мікровітрові агрегати можна виготовляти для індивідуального використання також у домашніх умовах із наявних матеріалів та обладнання, пам'ятаючи, що вітровий потік при швидкості 3…12 м/с має потужність 25…450 Вт/м^2. Середньорічна швидкість вітру становить 3…6 м/с, чого цілком достатньо для приведення в дію вітрових агрегатів.

Потужність вітрового потоку визначається за формулою:

$$P = A/t = \rho \cdot F \cdot V\frac{3}{2} \cdot q\ , \qquad (1)$$

де $\rho = \frac{\gamma}{q}$ – густина повітря;

F – площа, через яку проходить повітряний потік;

V – швидкість вітру;

A – кінетична енергія вітру, що визначається з формули:

$$A = m\ t{\cdot}v_2 \cdot t/2, \qquad (2)$$

де m – маса повітря, що проходить за секунду;

v – швидкість вітру;

t – час.

При невеликих швидкостях вітру потужність вітродвигуна підвищують за рахунок збільшення площі вітрового потоку F. Для пропелерних вітродвигунів:

$$F = \pi \cdot r_2, \quad (3)$$

де r – радіус вітроколеса.

Для роторних вітродвигунів площа:

$$F = l \cdot d, \quad (4)$$

де l – висота ротора;

d – діаметр ротора.

У невеликому індивідуальному, фермерському господарстві, сільськогосподарському виробництві для задоволення всіх енергетичних потреб рентабельним є застосування автономних малопотужних, до 15 кВт, вітроенергетичних агрегатів. Невелике господарство споживає за рік 3000 кВт · год електроенергії. Якщо воно опалюється електроенергією, то витрата її зростає до 20 тис. кВт·год. Вітроагрегат потужністю 10 кВт при роботі протягом року сумарно 2000 годин виробляє 20 тис. кВт·год. електроенергії при середній швидкості вітру 4…6 м/с. Така установка повністю окуповується за 3…4 роки, з огляду на постійне зростання цін на енергоносії, що експортуються.

Промисловість серійно випускає вітроагрегати АВЕУ-6, АВЕС-1, ВЕС-1-5, ВЕ-2М та інші, технічні характеристики яких наведені в табл. 4.3. Один з кращих зразків, вітроагрегат АВЕУ-6, виробляє електроенергію та складається з вітроколеса, опори і головки. Вітроколесо має відцентровий регулятор швидкості обертання. Головка має зубчасту циліндричну передачу, синхронний безконтактний генератор із повітряним охолодженням і механізм орієнтації вітроколеса, що складається з малого колеса та черв'ячного редуктора.

Вітроагрегат не вимагає постійного нагляду за роботою. Потужність та частота струму установки залежить від швидкості вітру. Частота струму стабілізується при швидкості вітру більше 5 м/с, а максимальна потужність знімається при 10 м/с. Від швидкості вітру залежить виробництво електроенергії за рік. Так, при середньорічній швидкості вітру 4 м/с річне виробництво

електроенергії становить 6,6 тис. кВт·год; при 6 м/с — 14 тис. кВт·год; при 8 м/с — 19,4 тис. кВт·год.

Таблиця 4.3

Показники	***АВЕУ-6-2***	***АВЕУ-6-4***	***ВЕС-1-5***	***ВЕ-2М***
Діаметр вітроколеса, м	6	6	5	2
Кількість лопатей, шт.	2	2	2	2
Номінальна частота обертання, об/хв.	210	210	245	600
Швидкість вітру, при якій починається виробництво електроенергії, м/с	4	4	4	3,5
Діапазон швидкості вітру, м/с	4-40	4-40	4-50	3,5-50
Тип генератора	СГВ-2/1500	СГВ4/1500	синхрон., 3 фази	ГВА-0,14
Номінальна напруга, В	400/230	400/230	127	12, 24, 36
Номінальна частота обертання ротора, об/хв.	1500	1500	3000	-
Номінальна потужність, кВт	2	4	1	0,1

Так, водопідйомна установка УВМв-4М (рис. 4.4) при швидкості вітру 4 м/с, подає 1,5…2,3 м^3 води за годину. Висота підйому води 30 метрів, діаметр вітроколеса 6 м, загальна маса установки — 725 кілограмів.

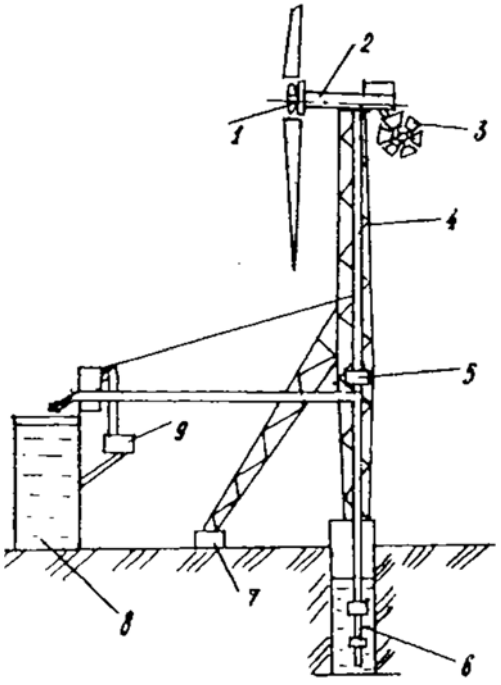


Рисунок 4.4. Вітрова водопідйомна установка: 1 – вітроколесо; 2 – головка вітроколеса; 3 – механізм орієнтації; 4 – башта; 5 – інерційна муфта; 6 – гвинтовий водопідйомник; 7 – центральна опора; 8 –резервний бак; 9 – автоматична гальмівна система

«Малютка» — швидкохідний електричний агрегат з магнітоелектричним генератором, який призначено для використання з водопідйомними установками, для виробництва електроенергії в системі з електрохімічними акумуляторами, для опріснення води.

Вітроустановка ВУ-1,5 призначена для підйому води з різних водних джерел: свердловини, криниці, відкритого водоймища і т.п. Вона може застосовуватись в індивідуальних господарствах, садово-городніх кооперативах, на літніх пасовищах, розташованих у районах із середньорічними швидкостями вітру від 3,5 до 8 м/с. Продуктивність, при загальній висоті підйому води 10 м та швидкості вітру 5 м/с, не менше 300 літрів за годину. Найбільша глибина всмоктування води 8 метрів, найбільша висота нагнітання 15 метрів, мінімальна робоча швидкість вітру не більше 2,5 м/с, максимальна робоча швидкість вітру не менше 30 м/с, діаметр вітроколеса 1500 мм, кількість лопатей 12, габарити 170х170х305 см, маса 26 кг. Установка складається з двох основних частин — вітродвигуна та помпи. Вітродвигун — багатолопатевий, тихохідний, являє собою головку з 12 лопатевим вітроколесом. При зміні напряму вітру він автоматично самовстановлюється з підвітреної сторони опори завдяки повороту головки. Лопаті виготовлено у вигляді лопатки з прикріпленим до неї металевим стержнем. Механізм передачі зусилля від вітроколеса до помпи кулачково-важільний з вертикальною тягою, яка рухається зворотно-поступально. При відсутності вітру можна качати воду вручну.

У НВП «Потенціал» (м. Черкаси) розроблено економічний вітроенергетичний агрегат «Тайфун-4», потужністю 4 кВт, висота секційної щогли 8…12 м, номінальна швидкість вітру 8 м/с, ціна еквівалентна 3500 доларів США. Цей агрегат може комплектуватись додатково термоакумулятором для потреб гарячого водопостачання і опалення приміщень різноманітного призначення. Вартість термоакумулятора 1500 дол. США. Конструкція цього агрегату запатентована та відповідає кращим сучасним світовим зразкам. Вони призначені для використання в індивідуальних, дачних, фермерських, лісових господарствах. Термін окупності біля 3 років.

У Криму діє кілька нових промислових вітроустановок закордонного виробництва і кількість їх постійно зростає. На Івано-Франківщині в Долинському та Верховинському районах заплановано встановлення промислових вітроустановок виробництва Дніпропетровського об'єднання «Південьмаш».

Одна з перших у країні індивідуальних вітроенергетичних установок виготовлена Джумарчуком М.І. в с. Ковалівка Коломийського району Івано-Франківської області. Потужність генератора 4 кВт, напруга 220 В, висота башти 10 м. Невеликий вітроагрегат (рис. 4.5.) для власних потреб можна виготовити в своєму господарстві з наявних матеріалів.

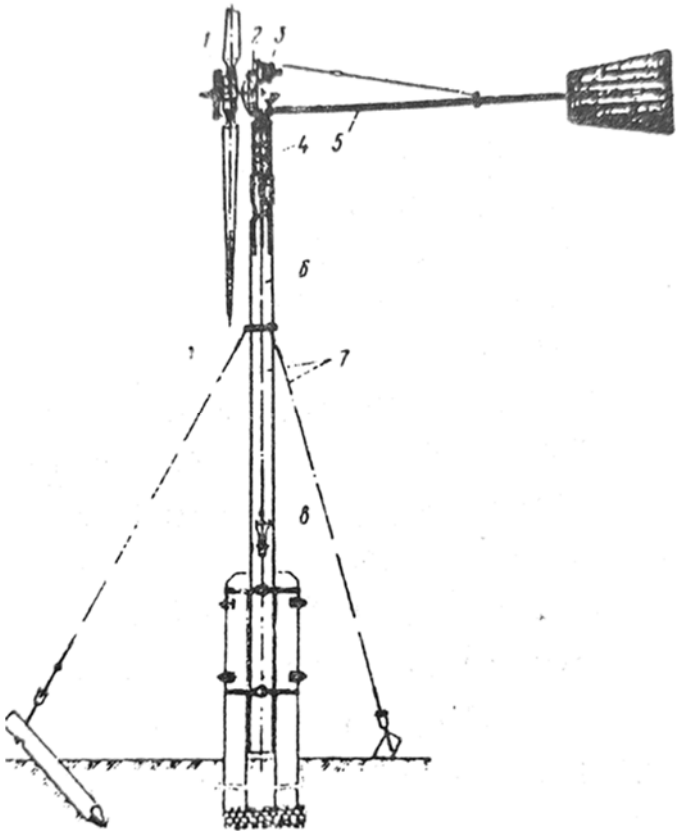


Рисунок 4.5. Вітроагрегат: 1 – вітряк; 2 – редуктор; 3 – генератор; 4 – опора; 5 – хвіст; 6 – стовп; 7 – розтяжки; 8 – важіль

Він може працювати до 10 років, застосовуючи для освітлення приміщень, живлення електроприладів та електрообладнання, підйому води, що робить його дуже ефективним для автономного використання. Для освітлення застосовують

автомобільні лампи потужністю 20…30 Вт, що цілком достатньо для приміщень площею 6…10 м^2. Підйом води він може забезпечити з глибини до 15 метрів. Максимальний виробіток енергії вітроагрегатом розраховують на швидкість вітру 8 м/с. Вона монтується, як правило, на дерев'яному стовпі або трубі. Генератор для виробництва електроструму використовують автотракторний. Для нього підбирають випрямляч, регулятор струму, регулятор частоти обертання, визначають розміри лопатей. Розглянемо також конструкцію простого вітроелектричного агрегату (рис. 4.6) з електрогенератором.

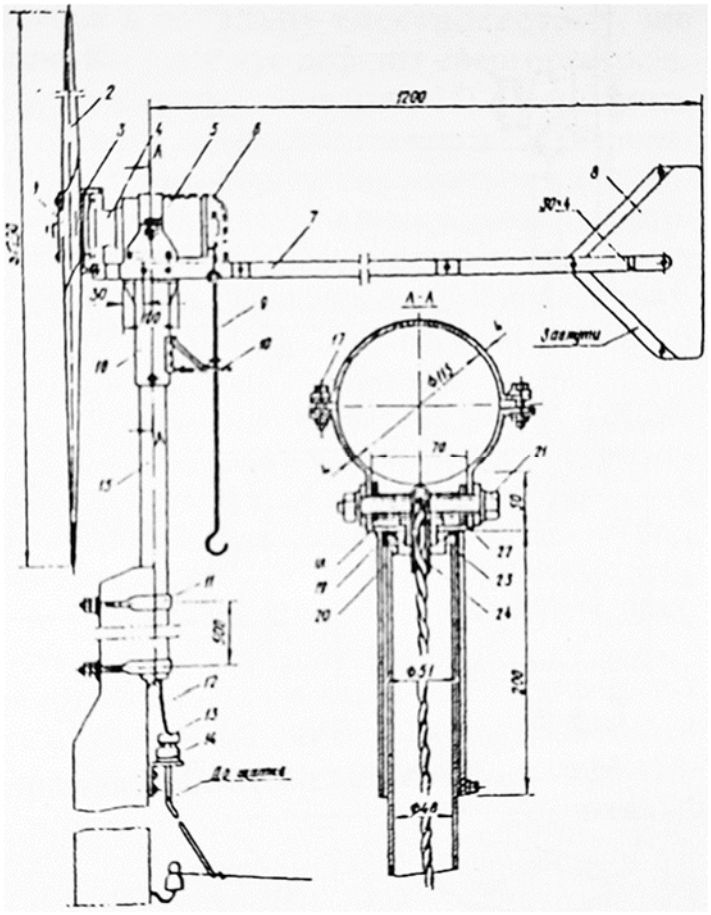


Рисунок 4.6. Вітроелектричний агрегат: 1 – накладка; 2 – вітряк; 3 – гальмівний шків; 4 – генератор постійного струму; 5 – хомут з гайками; 6 – кожух; 7 – штанга хвоста; 8 – оперення хвоста; 9 – тяга гальма; 10 – кронштейн; 11 – хомут; 12 – ізольований дріт; 13 – штепсельна вилка; 14 – розетка; 15 – опорна труба; 16 – опора головки; 17 – болт; 18 – розпірна втулка; 19 – кільце; 20 – втулка; 21 – болт; 22 – гальмівний важіль; 23 – упорна втулка; 24 – гумова труба

Монтажна електросхема установки (рис 4.7.) складається з генератора *1*; пускової кнопки *2*; лампи *3*; вимикача *4* акумуляторної батареї *5*; затискача *6*; запобіжника *7*; реле зворотного струму *8*; амперметра *9*; сигнальної лампи *10*; текстолітової панелі *11*; гвинта маси *12*.

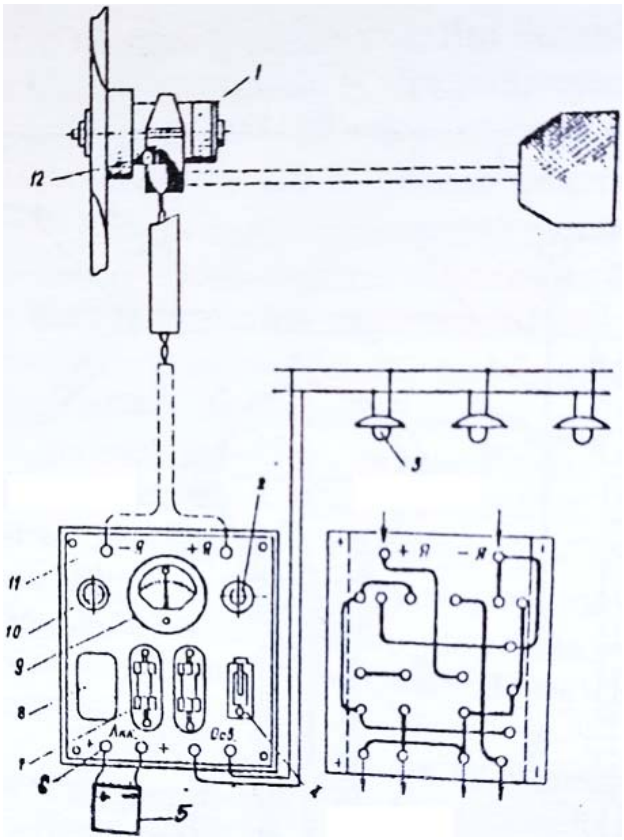


Рисунок 4.7. Монтажна електросхема вітроелектричної установки

Вітроагрегат обертається на опорі завдяки опорному підшипнику. Зупиняється агрегат за допомогою гальма, що складається з гальмівного шківа та скоби.

Генератор агрегату працює при змінній частоті обертання, як на автомобілях і тракторах, тому електричну схему його не потрібно змінювати.

Потужність, необхідна для приводу генератора, при розрахунковій частоті обертання визначається за формулою:

$$P = 1{,}7 \div 2 \cdot P_{ген.н.}; \qquad (5)$$

де $P_{ген.н.}$ – номінальна потужність генератора;

1,7…2 – коефіцієнт.

Наприклад, генератор змінного струму Г-253 має потужність 0,475 кВт. Для його приводу потрібна потужність:

$$P = 2 \cdot 0{,}475 = 950, \text{ Вт.} \quad (6)$$

Вітрограт працює стабільно, коли його потужність на 20…30% вища від потужності, що потрібна для приводу генератора. Діаметр вітряка визначається за формулою:

$$Д = (5 \dots 5{,}7) \cdot \sqrt{Рген.н}, \text{ м.} \quad (7)$$

де *5…5,7* – сталий коефіцієнт.

Для даного генератора діаметр вітряка становить:

$$Д = (5 \dots 5{,}7) \cdot \sqrt{0{,}475} = 5 \cdot 0{,}22 = 1{,}1; \text{ м} \quad (8)$$

Швидкість обертання вітряка при максимальному коефіцієнтові використання енергії вітру знаходять за формулою:

$$\eta = \frac{60 \cdot Z_H \cdot V}{\pi \cdot Д}, \text{ об./хв.} \quad (9)$$

Приймаємо швидкість вітру V = 8 м/с, швидкохідність $Z_н$ = 7.

Звідси:

$$\eta = \frac{1070}{Д}, \text{ об./хв.} \quad (10)$$

Максимальна швидкість обертання вітряка не повинна перевищувати:

$$\eta = \frac{1070}{1{,}1} = 972, \text{ об./хв.} \quad (11)$$

Для розміщення вітроагрегатів вибирають рівну місцевість або вершини горбів з пологими схилами. Агрегати з діаметром вітряка більше 1,5 м дозволяється експлуатувати тільки при наявності механізму, який запобігає підвищенню частоти обертання та потужності більшої, ніж та, на яку він розрахований. Мінімальна висота башти під вітряком повинна бути такою, щоб нижній кінець його був на 1,5…2 м вище найближчої перешкоди. Лопаті вітряка виготовляють з дерева, металу, склопластику по спеціальних шаблонах.

Способи виготовлення вітроагрегатів детально описані в довіднику «Як зробити самому вітроелектричний агрегат».

Для використання вітроагрегатів потужністю від 10 до 250 кВт доцільно організовувати кооперативні спілки споживачів, що значно зменшує початкові витрати на їх придбання і монтаж у кілька разів для кожного члена такого кооперативу. Надлишок виробленої електроенергії постачається в загальну електросистему, що покращує економічні показники і знижує дефіцит енергоресурсів.

Найбільш відомі три типи вітродвигунів (рис. 4.8). Перші з них, крильчаті малолопатеві, з 2…4 лопатями називаються ще швидкісними. Профіль крила має складну форму, виконується з авіаційною точністю. Для цього можна використати відпрацьовані вертолітні лопасті. Вони мають високий коефіцієнт корисної дії, просту конструкцію, малу матеріалоємність. Має деякі недоліки — початковий запуск двигуна важкий через відносно малі поверхні лопатей, підвищений шум при великих швидкостях вітру.

Другий тип, крильчаті багатолопатеві вітродвигуни, які називаються тихохідними. Лопаті (звичайно їх 18…24 шт.), мають форму злегка вигнутого листа та монтуються на вітровому колесі. Має переваги у запуску без сторонньої допомоги, великий початковий момент, працюють за швидкості 2…4 м/с, не створюють шуму. Недоліками таких двигунів є нижчий ККД, ніж в малолопатевих, підвищена матеріалоємність, є гіроскопічний момент.

Принцип паруса використовується в карусельних, роторних вітродвигунах, в яких вісь обертання розташована вертикально, а лопаті рухаються не по прямій,

а обертаються по кругу, як у каруселі. Вони мають поворотний кожух, який направляється флюгером для прикривання лопатей, що рухаються назустріч вітру. Фінський інженер Савоніус удосконалив його та запропонував конструкцію, де немає захисного кожуха, а дві обертаючі лопаті ввігнуті, внаслідок чого сила тиску вітру з різних сторін лопатей різна. Ці двигуни ефективно працюють при постійній швидкості вітру, не мають гіроскопічного моменту, легко запускаються, не створюють шуму, але в них один значний недолік — низький ККД (до 18%).

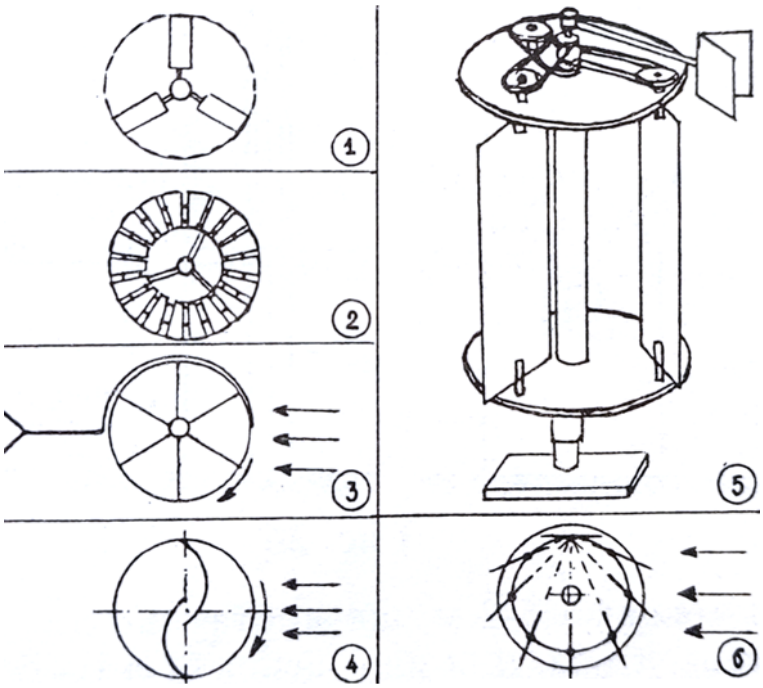


Рисунок 4.8. Типи вітродвигунів: 1 – крильчаті малолопатеві; 2 – крильчаті багатолопатеві; 3 – роторні; 4 – з ввігнутими лопатями; 5 – удосконалений роторний; 6 – положення лопаті за 1 оберт

Один із удосконалених варіантів роторного вітродвигуна має поворотні лопаті та систему передачі обертового моменту безпосередньо на синхронний електрогенератор і підвищений ККД — до 33%. При швидкості вітру більше 3 м/с електрогенератор такого вітродвигуна може включатись у загальну енергосистему.

Вітроенергетичні установки невеликої потужності з роторним двигуном (рис. 4.9) можна виготовити в невеликому господарстві або домашніх умовах.

На вал низьковольтного генератора 12…24 В встановлюється роторний двигун. Діаметр роторного колеса вибирається в межах 1,5…2 м, що достатньо для забезпечення потужності генератора. Для збільшення обертів генератора можна застосовувати редуктор або пасову передачу між генератором та вітродвигуном. Монтаж вітроенергетичної установки проводиться на опорі або щоглі висотою не менше 5…6 метрів для забезпечення стабільної роботи. Від генератора прокладають електромережу до споживачів електроенергії в житлових і підсобних приміщеннях.

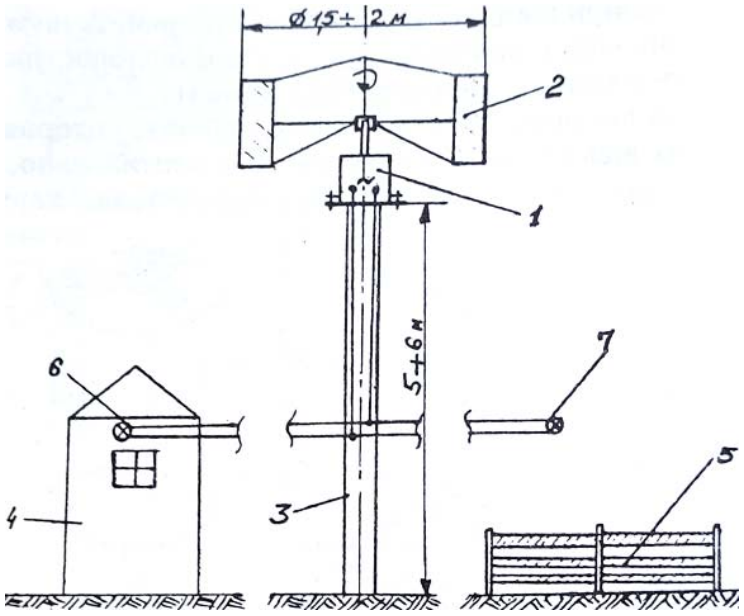


Рисунок 4.9. Вітроенергетична установка невеликої потужності з роторним двигуном: 1 – енергогенератор 12…24 В; 2 – роторний вітродвигун; 3 – опора вітрогенератора; 4 – будинок; 5 – навіс (загон) для тварин; 6 – електроосвітлення в побутовому приміщенні; 7 – освітлення для загону

Роторний двигун (рис. 4.10) складається з вигнутих робочих лопатей вузла кріплення вітродвигуна до генератора, несучих конструкцій лопатей, розтяжок конструкції підсилення лопатей.

Вітряну мікроелектростанцію можна виготовити з велосипедного колеса. На нього натягують матерію або поліетилен, так щоб утворились лопаті-паруси. Колесо встановлюють горизонтально. Генератором може бути велосипедна «динамка», яку встановлюють щільно до колеса і електроенергія з нього виводиться на лампу.

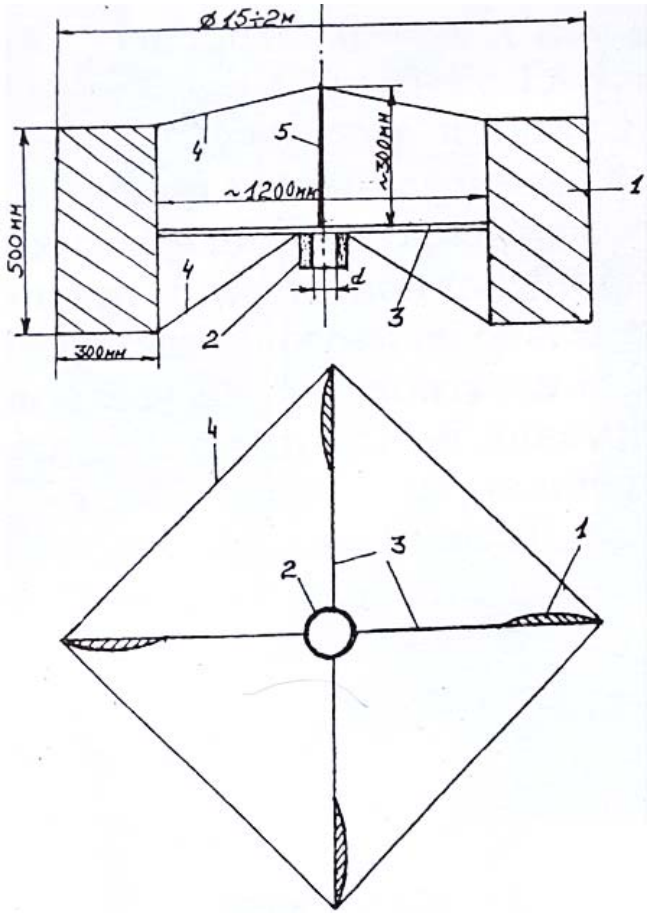


Рисунок 4.10. Роторний двигун: 1 – робочі лопаті; 2 – вузол кріплення вітродвигуна до генератора; 3 – несучі конструкції лопатей; 4 – розтяжки конструкції підсилення лопатей

Ще один з варіантів вітрової мікроелектростанції на основі роторного вітродвигуна. Беремо роторний вітродвигун висотою 70…80 см. Діаметр напівциліндрів 40…60 см. Ротор встановлюється на велосипедне колесо. Від колеса електроенергію знімають велосипедним генератором. Можна зняти більше електроенергії, якщо застосувати невеликий генератор та реостат. Такий двигун дає непоганий ефект при невеликих швидкостях вітру.

Державна акціонерна енергетична компанія «Львівобленерго» в курортному селищі Східниця на Львівщині почала експлуатацію першої в Карпатському регіоні вітрової електростанції потужністю 750 кВт. На семи металевих вежах висотою 24 м встановлено вітроагрегати імпортного виробництва з склопластиковими лопатями. Робоча швидкість вітру 4…15 метрів за секунду. Вартість одного кіловата встановленої потужності становить біля 700 дол. США. Аналогічні вітроелектростанції (ВЕС) доцільно розміщувати в усьому регіоні Карпат, де є постійні стабільні цілорічні значні вітрові потоки. Так, тільки на Закарпатті вітроенергетичний потенціал становить 12…13 млрд. кВт · год., що відповідає потужності 2,5…2.9 млн. кВт.

Для розвитку малої автономної вітроенергетики в Україні розроблено вітроенергетичні агрегати потужністю від 4 до 15 кВт в ДНДІНЕЕ (м. Київ), ОП «Південгідромашині» (м. Бердянськ), ОП «Пресмаш» (м. Івано-Франківськ), на заводі «Катран» (м. Овідіополь, Одеська обл.), заводі «Прогрес» (м. Токмак), в Івано-Франківській філії ВАТ УНВЦ «СВЕН» (м. Київ), НТЦ «Альтекс» (м. Київ), АТ «Завод Метал» (м. Суми), ІЕД НАН України (м. Київ). Розроблені і водопідйомні установки потужністю від 0,3 до 5 кВт.

У Дніпрі спроектовано невеликі вітроелектростанції серії «Циклон» спрощеної конструкції, які призначено для варіанту використання паралельно до існуючої електромережі, що дозволяє економити до 50% електроенергії. Ці установки рекомендується застосовувати в зимовий період для опалення приміщень у комплексі з водяним теплоакумулятором, так як вітряних днів у цей період значно більше. Влітку ці установки можна застосовувати для циркуляції теплоносія в геліоустановках гарячого водопостачання.

Запитання для самоперевірки

1. Які параметри вітру та рельєфу впливають на ефективність роботи вітрової електростанції?

2. Побудуйте криву потужності і вітрової електростанції та охарактеризуйте її параметри.

3. Опишіть конструкцію вітрової електростанції потужністю 2 МВт.

4. Наведіть способи регулювання швидкості обертання електрогенератора на вітровій електростанції і опишіть їх вплив на вироблену потужність.

5. Перерахуйте переваги, які виникають у результаті будівництва вітрових станцій у прибережній зоні України.

6. Охарактеризуйте загальний світовий потенціал вітрової енергії.

7. Назвіть основні величини, що характеризують вітровий потенціал території.

8. Назвіть оптимальну середню швидкість вітру для енергетичного використання.

9. Яким чином визначають вітровий потенціал окремого регіону, району, території?

10. Які природні умови впливають на ефективність роботи вітрових електростанцій і яким чином?

11. Яка графічна кругова діаграма характеризує силу та напрямок вітру?

12. Що таке шорсткість території та яким чином вона впливає на ефективність вітрових установок?

13. Опишіть принцип роботи вітрової установки.

14. Намалюйте криву потужності вітрової установки та дайте характеристику потужності.

15. Перерахуйте основні типи вітрових турбін.

16. Перерахуйте від яких параметрів вітротурбіни залежить її корисна потужність?

17. Які бувають вітротурбіни в залежності від положення осі ротора обертання.

18. Охарактеризуйте вплив вітроенергетики на екологію.

19. Основні складові ВЕУ та їх коротка характеристика.

20. Яким чином регулюється потужність ВЕУ?

21. Назвіть світових лідерів у використанні вітрової енергетики.

РОЗДІЛ 5
ГІДРОЕНЕРГЕТИКА, НАКОПИЧУВАЛЬНІ ТА ПРИПЛИВНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

5.1. Загальна характеристика.

Гідроенергія — енергія, що зосереджена в потоках водних мас в руслових водотоках і приливних рухах.

У різних зонах України, віддалених від ліній електропередач, де в даний час електропостачання здійснюють дизель-електростанції, мала гідроенергетика може забезпечити гарантоване та порівняно дешеве енергопостачання підприємств, фермерських господарств, ліспромгоспів та інших споживачів.

Енергія води, що обертає водяне колесо, з давніх часів застосовувалася на млинах і лісопилках. З 1882 року вона використовується для виробництва електроенергії на ГЕС. Принцип роботи гідроенергетичної установки дуже простий. Кінетична енергія падаючої води використовується для обертання турбіни, на валу якого встановлено електрогенератор (рис. 5.1).

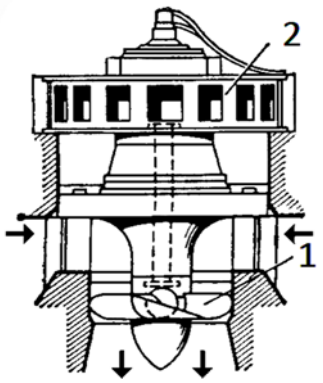


Рисунок 5.1. Гідроагрегат: 1 – гідротурбіна, 2 – гідрогенератор

Гідростанція працює на «безкоштовному паливі»: сонячна енергія випаровує воду (головним чином з поверхні океанів), повітряні потоки переносять водяну пару на материки, де вона конденсується та випадає у вигляді дощу і снігу. Випадаючи на поверхню землі волога частково знову

випаровується, частково збирається в річки і стікає назад в океани. Річковий стік України складає 46 км3 води на рік (близько 20 тис. м3 на душу населення).

Для річок України характерні повені — швидкий весняний підйом води, що пов'язаний з таненням снігу, який змінюється швидким спадом. На рівнинних річках снігового живлення в періоди весняної повені (1,5...2,5 місяці) проходить до 60...70 % річного стоку. У багатоводні роки стік перевищує середні значення на 10...15 %, в маловодні він менший на 15...20 %.

Гідростанції, головним чином, працюють у зміні пікової частини графіка навантаження, і тільки в паводок — у базисному режимі.

При будівництві ГЕС створюються водосховища, гідровузли. Енерговодогосподарський комплекс вирішує спільно проблеми гідроенергетики, водопостачання населених пунктів, водного транспорту. Зазвичай до малих ГЕС умовно відносять станції потужністю до 5 МВт. Вони відносяться до традиційних енергетичних установки і в 60-і роки малих ГЕС будувалося багато, але на початку XXI століття до проблеми їх розвитку доводиться повертатися в зв'язку з вичерпністю не відновлювальних енергоджерел.

5.2. Види пристроїв гідроелектростанції і гідротурбін.

Розрізняють деривaційні ГЕС, будівлі яких встановлено на каналі, що відведено від водосховища (верхнього б'єфу гідровузла), і греблі, в яких гідротурбіни та генератори розміщено безпосередньо в греблі. Низьконапірні ГЕС, характерні на північному заході, відносяться до гребельного типу. Їх споруди зазвичай включають ґрунтову греблю, що перегороджує русло, та невелику бетонну дамбу та суміщену з нею будівлю ГЕС (рис. 5.2).

Потужність гідроенергетичної установки зростає зі збільшенням витрати води і швидкості обтікання лопатей турбіни. Вона визначається за формулою:

$$N = \eta_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{ег}} \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_{\text{під}}, \qquad (1)$$

де ρ – густина води, кг/м^3;

g – прискорення сили тяжіння, м/с^2;

Q – витрата води через гідротурбіну, м^3/с;

$H_{під}$ – напір води, підведений до гідротурбін, м;

$\eta_т$ – ККД гідротурбіни;

$\eta_{ег}$ – ККД електрогенератора.

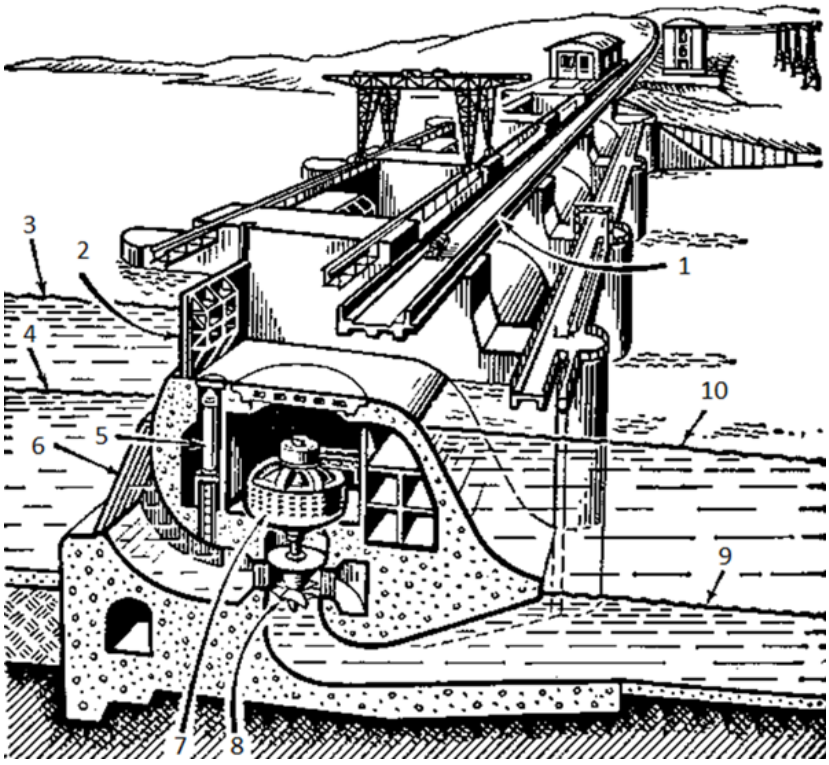


Рисунок 5.2. Схема площинної ГЕС: 1 – гребля; 2 – засуви; 3 – максимальний рівень верхнього б'єфу; 4 – мінімальний рівень верхнього б'єфу; 5 – гідравлічний підйомник; 6 – сміттєуловлювач; 7 – гідрогенератор; 8 – гідравлічна турбіна; 9 – мінімальний рівень нижнього б'єфу; 10 – максимальний паводковий рівень

Підведений до турбіні напір $H_{під}$ дорівнює різниці рівнів у верхньому і нижньому водосховищі (б'єфі) за вирахуванням гідравлічних втрат.

Проект ГЕС розробляється на основі топографо-геодезичних та інженерно-геологічних досліджень. Використовуються багаторічні спостереження за гідрологічним режимом річки: витратами, рівнями, льодовим режимом. Напір на гідровузлі НГЕС дорівнює різниці рівнів води верхнього і нижнього б'єфів. При НГЕС < 25 м станцію відносять до низьконапірних. Напір блоку (гідроагрегату)

являє собою різницю питомих потенційних енергій на вході та виході з гідротурбіни і визначається з формули:

$$H_{бл} = H_{ГЕС} - \Delta h_{кін}, \quad (2)$$

де $\Delta h_{кін}$ – втрати кінетичної енергії при водоподачі та водовідвідних спорудах греблі.

Згідно гідравліки ці втрати пропорційні квадрату швидкості води (і, отже, квадрату витрати). На низьконапірних греблях з НГЕС = 6...8 м напір блоку може зменшуватися на 10...15 % тільки за рахунок решітки, що утримує сміття.

Витрата води у водосховищі (верхньому б'єфі) залежить не тільки від витрати через греблю, але і від водозабору на потреби водопостачання, опадів, випаровування, фільтрації, льодоутворення. Витрата в нижньому б'єфі залежить від: витрати через турбіни, холостих скидів, фільтрації.

Гідротурбіни. Перетворення потенційної енергії води гідровузла в механічну енергію, яка передана на електрогенератори, відбувається в гідротурбінах. При роботі гідротурбіни відбуваються втрати енергії. Гідравлічні втрати пов'язані з в'язким тертям та вихроутворенням при переміщенні води через турбіну. Об'ємні втрати зумовлені перетіканням деякого об'єму рідини через проміжки між лопатями турбіни і стінками статора агрегату. Механічні втрати пов'язані з тертям в підшипниках. Сумарні втрати потужності враховуються коефіцієнтом корисної дії гідротурбіни η_m. Для сучасних турбін характерні значення $\eta_m = 0{,}85\ldots0{,}9$.

Для низьконапірних, в тому числі малих, ГЕС оптимальними є гідротурбіни пропелерного типу з горизонтальним валом. На рис. 5.3. схематично представлено гідроагрегат для мікроГЕС потужністю від 7 до 50 кВт, напором — від 3 до 10 м, витратами води — від 0,3 до 0,9 м^3/с. Гідроагрегати такого типу розміщуються в тілі греблі без заглиблення, що знижує вартість будівництва ГЕС. Габарити горизонтальних турбін менші, ніж вертикальних.

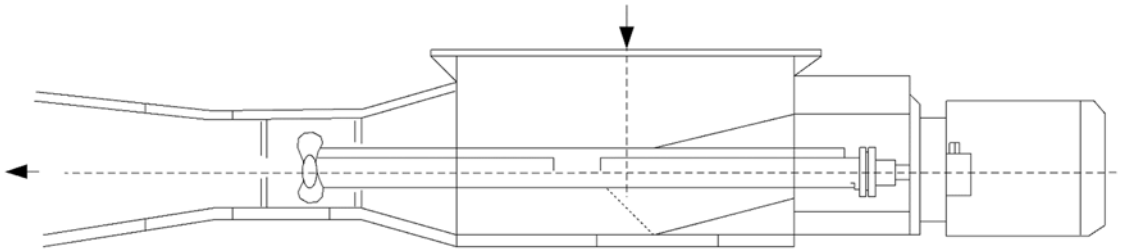


Рисунок 5.3. Схема горизонтального гідроагрегата

У витратах на будівництво малих і мікроГЕС близько 50% йде на механічне та електротехнічне обладнання, близько 40% на гідротехнічні роботи та близько 10% на технічний нагляд. У період гігантоманії у вітчизняній гідроенергетиці були закрито та зруйновано сотні малих ГЕС. Аналіз показує, що відновлення цих станцій на сучасному рівні цілком можливо технічно та вигідно економічно.

Зі збільшенням напору на греблі переваги отримують гідроагрегати з вертикальною віссю: поворотно-лопатеві осьові, діагональні, радіально осьові. При дуже великих напорах (сотні метрів) застосовують ковшові турбіни з горизонтальною віссю.

Новим словом в енергомашинобудуванні є гідроагрегати двосторонньої дії, які застосовують в приливних електростанціях. На рис. 5.4. показано гідроагрегат французької припливної електростанції Ле Ранс. В таких машинах електроенергія може вироблятися при обох напрямках обертання валу агрегату. Повний ККД оборотних машин знижується на 2...3% в порівнянні з односторонніми, але при цьому капітальні витрати на будівництво та обладнання станції значно скорочуються.

Отримують поширення капсульні оборотні гідроагрегати для гідроакумулюючих та припливних електростанцій. У цих агрегатах робоче колесо гідромашини розташоване зовні капсули (гондоли), а електрична машина всередині неї. При обтіканні гондоли водним потоком агрегат працює в режимі турбіни, електромашина виробляє струм в режимі генератора. При необхідності перекачувати воду струм подається до агрегату з енергосистеми, електромашина працює в режимі електродвигуна та обертає вал в протилежному напрямку. У цьому випадку робоче колесо виконує функції насоса. Для турбінного режиму

роботи таких агрегатів характерні значення ККД на рівні 85%, для насосного режиму — на рівні 75%.

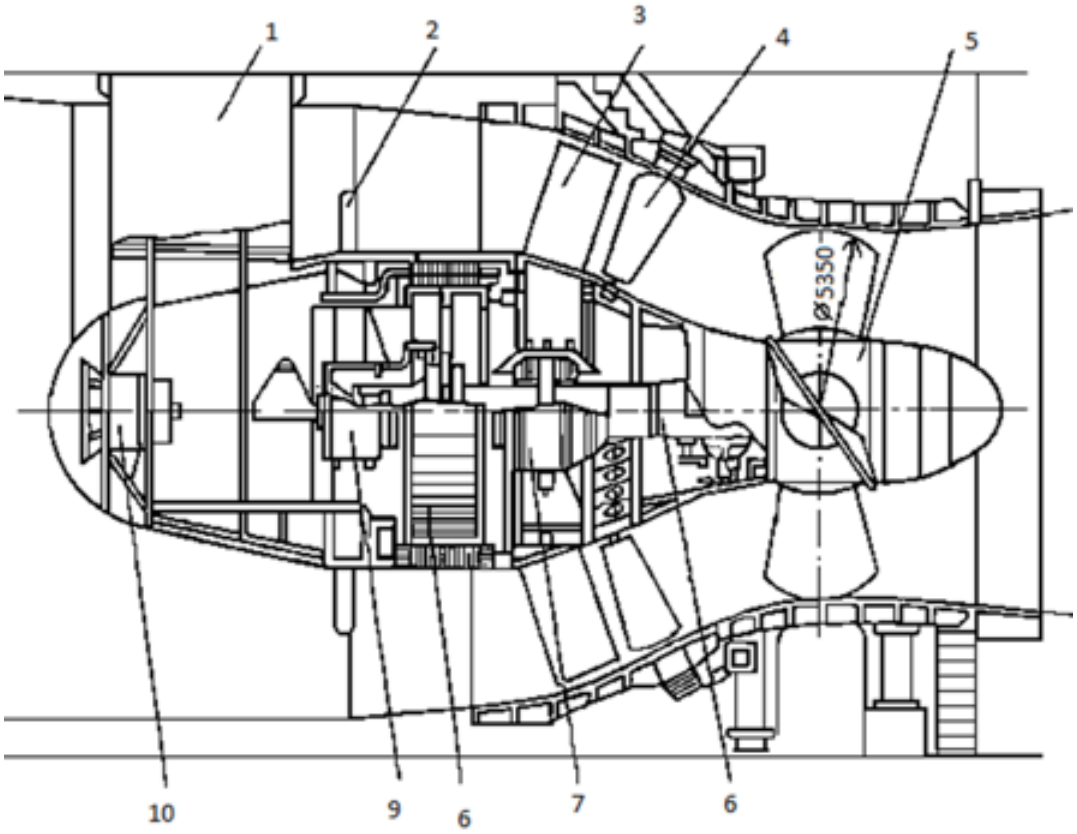


Рисунок 5.4. Гідроагрегат Ле Ранс: 1 – прохідна колона; 2 – кріплення гондоли; 3 – канал статора; 4 – лопатка направляючого апарату; 5 – робоче колесо; 6 – вал; 7 – підшипник; 8 – електромашина (двигун-генератор); 9 – підшипник; 10 – вентилятор

Вплив роботи гідроелектростанції на енергосистему. Сучасні ГЕС високо автоматизовані. Пуск та зупинка агрегату здійснюються від імпульсу з диспетчерського пункту енергосистеми. Автоматично здійснюються групове регулювання частоти в енергосистемі, регулювання навантаження ГЕС за необхідним графіком. Поштовхи навантаження сприймаються ГЕС без особливих труднощів. Багато гідростанцій управляються дистанційно з використанням засобів телемеханіки. Собівартість електроенергії на ГЕС приблизно в 5 разів нижча, ніж на теплових станціях.

Важливою перевагою гідроенергетики є висока маневреність гідроагрегатів — їх можна запустити на повну потужність за дуже короткий час (40...50 с). Теплові та атомні енергоустановки такої можливості не мають. Згідно з законом термодинаміки, ефективність термодинамічних циклів підвищується з підвищенням параметрів теплоносія — тиску та температури. В українських конденсаційних паротурбінних установках досягнуто тиски до 24,5 МПа, відповідно, з цим і труби, арматура, інше обладнання мають товсті стінки. Досягнута температура 565°С. При пуску енергоблоку з холодного стану доводиться дуже повільно підвищувати параметри, інакше термічні напруження в металі призведуть до утворення тріщин та аварій.

Перехідні режими (нарощування і зниження потужності) також проходять з низькою швидкістю та змінюються в невеликих діапазонах. Разом з тим споживання енергії може змінюватися в широких межах (рис. 5.5).

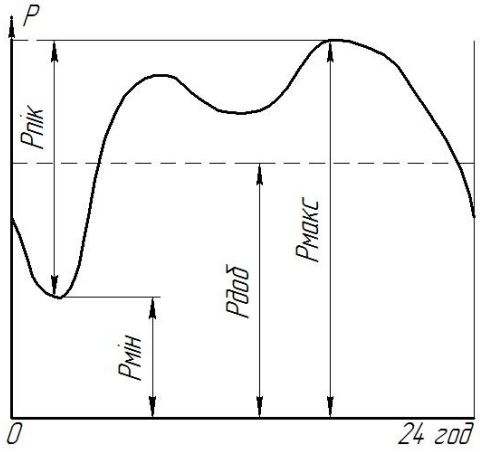


Рисунок 5.5. Графік навантаження міста за зимову добу

У нічний час доби є «провал» навантаження, в денний та вечірній час — «піки». Якщо забезпечувати енергопостачання тільки тепловими і атомними станціями, під час провалу навантаження вони б марно витрачали паливо.

Нерівномірний графік змушує зупиняти агрегати теплових електростанцій в нічний час. Процес пуску котлів та турбін ТЕС — найбільш складний в їх експлуатації. Найбільшу небезпеку викликають пуски агрегатів з не остиглого стану, так як окремі елементи обладнання, остигаючи з різними швидкостями,

мають різну температуру. З'являються термічні напруження, зміна зазорів в сполучених вузлах та деталях. Тому пуски і зупинки агрегатів паротурбінних станцій характеризуються найбільшою аварійністю та підвищеним зношенням обладнання. Збільшується час простою котлів та турбін в аварійному ремонті, витрати на капітальні і поточні ремонти. У підсумку зростає вартість енергії на ТЕС.

У Західній Європі проблема піків навантаження вирішується головним чином за допомогою газотурбінних установок, що працюють на газовому паливі чи на солярному мастилі. Їх можна запустити та підключити до енергосистеми за 6...10 хвилин. Однак газотурбінні установки мають низький ККД (близько 25%) і споживають більш дороге паливо, ніж паротурбінні установки, тому застосування газотурбінних пікових установок призводить до зростання собівартості електроенергії.

Ідеально підходять для зняття піків гідравлічні енергоустановки. З цієї причини ГЕС проектують і будують на потужність, що перевищує середню потужність водостоку. Вони працюють в основному в змінній частині графіка навантаження, накопичуючи воду у верхньому б'єфі в періоди провалу навантаження та спрацьовуючи її під час піку.

Гідроакумулюючі електростанції. У світовій енергетиці все ширше застосовуються гідроакумулюючі станції (ГАЕС), які працюють в змінному режимі: накопичення енергії (заряд) змінюється віддачею енергії (розрядом). На рис. 5.6. представлено типові схеми ГАЕС: а) коли у верхній басейн немає природного припливу води; б) коли до води, що перекачується насосами в верхнє водосховище, додається річковий стік (такі суміщені установки називаються ГЕС-ГАЕС).

Заряд — це підйом води гідромашинами з нижнього у верхнє водосховище (вночі, у вихідні та святкові дні, коли в енергосистемі має місце провал навантаження). При цьому спрацьовується надлишкова потужність теплових та атомних електростанцій. Розряд — в години максимуму навантаження або при

аваріях на інших електростанціях; при цьому потенційна енергія піднятої води перетворюється в електричну в гідротурбіні та генераторі.

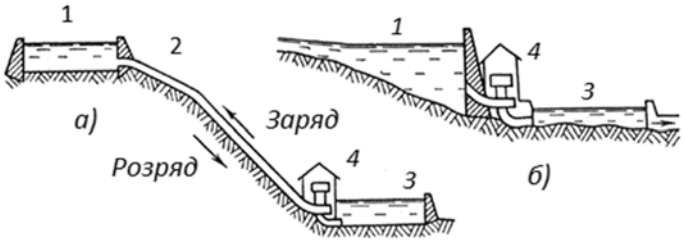


Рисунок 5.6. Схеми гідроакумулюючих станцій: а) ГАЕС; б) ГЕС-ГАЕС

Таким чином, при заряді ГАЕС працює як насосна станція, а при розряді — як звичайна ГЕС. Затративши на заряд чотири одиниці електроенергії, при розряді повертаємо три одиниці. Потужність, що витрачається при заряді, коли ГАЕС працює у насосному режимі, визначається за формулою:

$$N_н = \eta_н \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot h_н / 1000, \text{ кВт}; \quad (3)$$

де $h_н$ – підведеній напір (сума статичного напору и втрата),

$\eta_н$ – ККД насосного режиму.

На рівнинній частині України напори можливих ГАЕС не перевищують 120 м, в Карпатах можливе будівництво ГАЕС з напором 400 м.

Розробляються також напівпікові гідроакумулюючі станції, розраховані на роботу в 10...12 годинній зоні. Напівпікові ГАЕС потребують спорудження більш ємких акумулюючих басейнів та більшої насосної потужності в порівнянні з турбінними. На них доводиться встановлювати крім оборотних гідроагрегатів ще й потужні насоси.

Припливні електростанції. Притягання Місяця та Сонця породжують у Світовому океані приливну хвилю. Висота цієї хвилі максимальна, коли Земля, Місяць та Сонце знаходиться на одній лінії, і мінімальна, коли напрямок між Місяцем і Сонцем складає прямий кут. Внаслідок добового обертання Землі хвиля накочується на береги материків. Амплітуда припливно-відпливних

коливань рівня на берегах залежить від рельєфу дна та від форми берегової лінії. Наприклад, максимальна висота припливно-відпливних коливань в затоці Фандіна (атлантичне узбережжя Канади) складає 19,6 м.

Енергія хвиль. З точки зору енергетики морські хвилі являють собою концентровану форму вітрової енергії. Вітри, що дмуть над океаном, розводять хвилювання, сила якого залежить від швидкості вітру та довжини пробігу. У хвилях частинки води здійснюють кругові рухи. Висота хвилі дорівнює діаметру кругової орбіти частинки на поверхні (рис. 5.7).

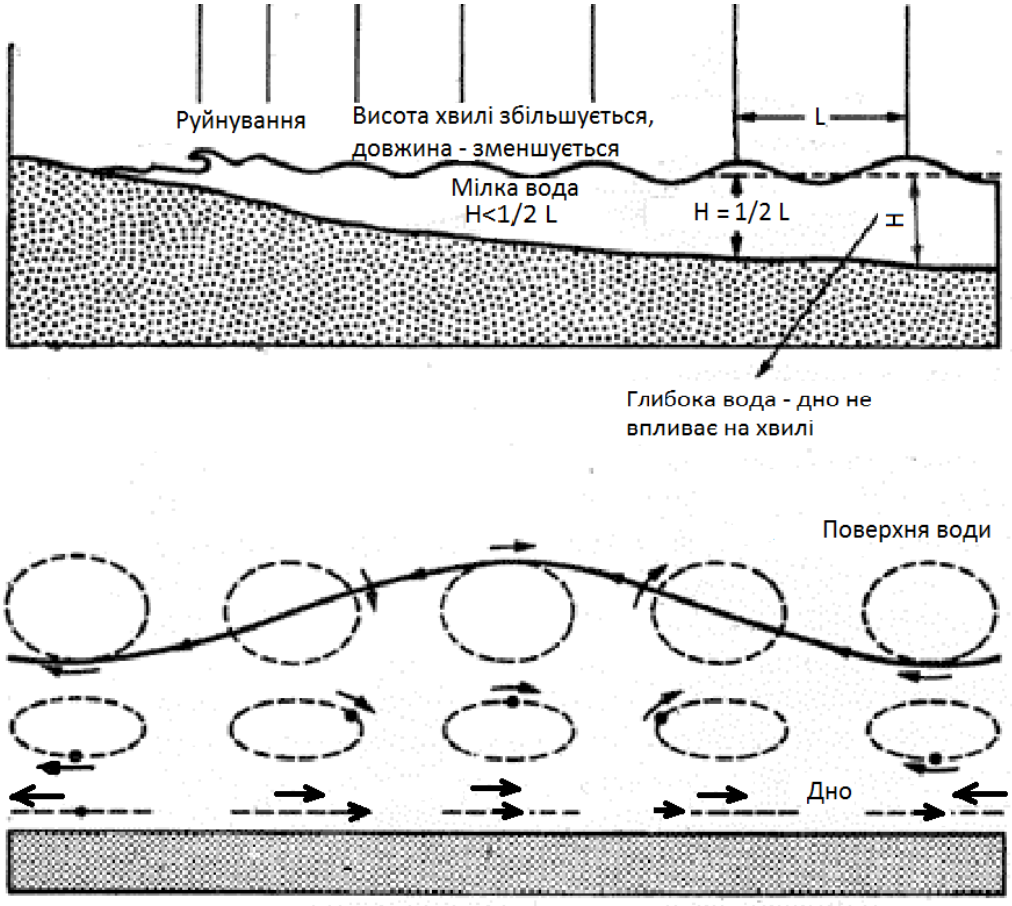


Рисунок 5.7. Профіль морської хвилі

З глибиною діаметри орбіт швидко зменшуються. Накочуючись на мілководді, хвиля збільшується по висоті і зменшується по довжині (відстані між гребенями). Біля дна частинки рухаються зворотно-поступально. Хвилі в морі мають різну довжину та швидкість, висоти окремих хвиль при накладанні підсумовуються.

Механічна енергія хвилі пропорційна довжині і квадрату висоти. Енергія хвилі шестиметрової висоти перевищує 100 кВт на 1 погонний метр фронту хвилі. Середня для океанських хвиль енергія оцінюється в 50 кВт/м. Фахівці підрахували, що з урахуванням неминучих втрат використання хвильової енергії на узбережжі Англії дало б 120 ГВт — це більше, ніж сумарна потужність електростанцій країни. Сумарна хвильова потужність Світового океану оцінюється в 2700 ГВт.

5.3. Основні показники гідрологічних розрахунків.

Норма стоку — відношення середнього багаторічного значення витрат річки (за 40…50 років) до площі водозбирання.

Модуль стоку — виражає норму стоку в питомих одиницях, тобто відношення кількості води (в л/с), що стікає з одного квадратного кілометра водозбору з 1 км^2:

$$M_0 = \frac{1000 \cdot Q_0}{F}, \text{ л/с;} \quad (4)$$

де Q_0 – середні багаторічні витрати, м^3/с;

F – площа водозабору в км^2.

Об’єм стоку:

$$W = Q_0 \cdot T, \quad (5)$$

де T – кількість секунд в періоді, за який вимірюється стік.

Річна висота води (шару стоку):

$$h_0 = \frac{W_0 \cdot 10^3}{F \cdot 10^{12}} = M_0 \cdot T. \quad (6)$$

Модульний коефіцієнт — відношення величини стоку до середнього багаторічному значенню стоку за однакові періоди:

$$k_i = M_i/M_0 = W_i/W_0. \quad (7)$$

Він може бути річним, сезонним, місячним, максимальним та мінімальним.

Коефіцієнт стоку — відношення висоти шару стоку h до кількості опадів χ, що випали в басейні стоку:

$$\eta = h / \chi . \quad (8)$$

Відсоток забезпеченості річного стоку за кожний рік спостережень розраховується за формулою:

$$P = \frac{m-0.5}{n} \cdot 100, \%; \quad (9)$$

де P – відсоток забезпеченості річного стоку за кожний рік спостережень;

m – порядковий номер члена ряду при розташуванні їх в бік зменшення;

n – число всіх членів ряду.

В практичних розрахунках користуються не самою кривою, а таблицею, що складена за нею. Для визначення ординат кривої забезпечення потрібно знати три числові параметри: норму стоку Y_0; коефіцієнт варіації c_v – відношення середньоквадратичного відхилення до середньоарифметичного значення ряду Y; c_s – коефіцієнт асиметрії — характеризує амплітуду коливань значень стоку в ряді спостережень:

$$c_v = \sqrt{\frac{\sum(k-1)^2}{n-1}}, \quad (10)$$

де $k = Y_i / Y_0$ – модульний коефіцієнт;

$$c_s = \frac{\sum(k-1)^3}{(n-1)c_v^3}. \quad (11)$$

При короткотермінових спостереженнях приймається: $c_s = 2 \cdot c_v$.

Для переходу від табличних значень до інших, користуються співвідношенням:

$$k = \Phi \cdot c_v + 1, \quad (12)$$

де Φ – відхилення ординати кривої забезпеченості;

c_v – коефіцієнт варіації для даного ряду.

У випадку відсутності даних спостережень за стоком або їх нетривалістю (менше 10 років), значення коефіцієнта варіації визначають за наближеним виразом:

$$c_v = 0{,}723 - 0{,}213 \cdot lg\, M_0 - 0{,}063 \cdot lg(F + 1), \quad (13)$$

де M_0 – норма стоку;

F – площа водозбирання.

Внутрішньорічний розподіл стоку залежить від кліматичних умов макрорегіонів країни. Він використовується при розрахунках, коли відсутня інформація для конкретного об’єкта. Часто наводиться наближена величина питомих максимальних витрат весняних паводків. Для отримання розрахункової величини необхідно табличні дані помножити на площу водозбору. Максимальні літньо-осінні дощові паводки значно нижчі від весняних.

5.4. Розрахунок гідроелектростанції малої потужності.

Для проведення розрахунків задаємо наступні умовні позначення:

- V – задані відмітками природні рівні води, м;
- L_j – довжина потоку, км;

- Q_j – витрати води, м^3/с;
- j – номер створу (j = 1...10), де нумерація створів йде згори-вниз за течією;
- Z_{max} – обмеження по максимальному підняттю рівня води;
- $Д_1$ – діаметр робочого колеса, м;
- $h_{доп}$ – мінімально допустима глибина потоку для установки вільно-потокових агрегатів для заданих значень $Д_1$, м;
- V_p – швидкості потоку, м/с;
- L_{min} – мінімально-допустима відстань між вільно потоковими агрегатами, розташованими один за одним уздовж річки, м.

Розрахунок основних категорій потенціалу незамерзаючого зимою потоку проводять для гідрологічних умов, що відповідають забезпеченості 50%. Витрати потоку в кожному створі вважаються постійними впродовж року *(Q_i = const)*.

Розглядаються тільки ГЕС, які не змінюють природний гідрологічний режим потоку. Для цих ГЕС приймається постійний за часом рівень води у водосховищі або верхньому б'єфі (ВБ) будь-яка ГЕС ($Z_{ВБ}$) і рівним НПР (м) — нормальному підпірному рівню, тобто:

$$Z_{ВБ}(t) = НПР = const. \tag{14}$$

Відповідно уся природна витрата потоку пропускається без перерозподілу в часі в нижній б'єф (НБ) ГЕС:

$$Q_{НБ}(t) = Q(t). \tag{15}$$

Встановлена потужність гребель ГЕС $N_{вст1}{}^{ГЕС}$ (кВт) визначається в кожному 1-му розрахунковому створі ГЕС за формулою:

$$N_{вст1}{}^{ГЕС} = 9{,}81 \cdot \eta_{ГЕС} \cdot Q_{розр} \cdot Ha_i = K_n \cdot Q_{розр} \cdot Ha_i \tag{16}$$

де $\eta_{ГЕС}$ (0.е.) - ККД ГЕС;

$K_n = 9{,}81 \cdot \eta\ ГЕС$ – коефіцієнт потужності.

Прийнято, що:

$$Q_{розр} = 0{,}6 \cdot Q_i. \tag{17}$$

де Q_i - витрата потоку в і-му розрахунковому створі, м^3/с;

Ha_i - напір агрегату ГЕС м, що визначається за формулою:

$$Ha_i = НПР_i - Z_{НБі} \tag{18}$$

де $НПР_i$ – нормальний підпірний рівень верхнього б'єфу(ВБ) ГЕС в 1-му створі, м;

$Z_{НБі}$ – розрахунковий рівень нижнього б'єфу(НБ) ГЕС в 1-му створі, який в залежності від типу каскаду та обмежень по рівню НБ визначається по різному, м.

Для самої нижньої за течією потоку (ГЕС1):

$$Z_{НБі} = Z^{min\ доп} = 102м = const. \tag{19}$$

Для замкнутого каскаду гребель ГЕС по потоку (окрім ГЕС в гирлі потоку):

$$Z_{НБі} = НПУ_{i+1}. \tag{20}$$

Для розімкненого каскаду гребель ГЕС по потоку:

$$Z_{НБі} = V_i + \Delta Z_{НБі} = V_i + 0.256 \cdot Q_{роз}, \tag{21}$$

де V_i – відмітка рівня води в і-му створі, м.

Кількість годин використання встановленої потужності ГЕС по потоку – h (годин) прийнято рівним 3000 год.

Енергопостачання 1-го споживання від ГЕС вважається ефективним (доцільним), якщо відстань від споживача до потоку або місця розташування ГЕС (L_l) буде меншим від економічного радіусу (R_l), тобто $L_l < R_l$.

Розрахунок водноенергетичного кадастру потоку проводиться за допомогою методу «лінійного обліку».

Довжина потоку між створами j та j_{-l}, тобто $l_{l,j}^{-1}$ визначається за формулою:

$$I_{1,j-1} = L_j - I_{j-1}, \text{ м.} \tag{22}$$

Напір тієї ж ділянки:

$$H_{j,j-1} = V_{j-1} - V_j, \text{ м.} \tag{23}$$

Середні витрати на ділянці:

$$Q_{j,j-1} = 0{,}5 \cdot (Q_j + Q_{j-1}), \text{ м}^3/\text{с;} \tag{24}$$

Потенційна потужність потоку на тій же ділянці:

$$N_{j,j-1} = 9{,}81 \cdot H_{j,j-1} + Q_{j,j-1}, \text{ кВт.} \tag{25}$$

Питома потужність потоку:

$$iN_{j,j-1} = N_{j,j-1}/I_{j,j-1}, \text{ кВт/км.} \tag{26}$$

Валовий потенціал потоку:

$$N_{вал} = \sum_{j=2}^{10} N_{j,j-1}. \quad (27)$$

5.5. Стисла характеристика розвитку гідроенергетичної галузі.

Гідроенергетика — галузь відновлюваної енергетики, що базується на використанні енергії течії води.

У наш час у світі активізувалося будівництво та використання малих гідроелектростанцій (далі — МГЕС).

Відповідно до чинної класифікації до МГЕС належать гідроелектростанції, потужність яких становить 1…10 МВт, до міні-ГЕС — 200…1000 кВт, до мікроГЕС — не більше 200 кВт.

Перевагами малої гідроенергетики є:

- електроенергію виробляють, не використовуючи викопного органічного та ядерного палива;
- значний термін використання та висока надійність експлуатації;
- передбачуваність та забезпеченість режимів роботи;
- висока маневреність та коефіцієнт готовності;
- можливість повної автоматизації процесу експлуатації;
- мінімальний вплив на навколишнє середовище в разі антипатичного вибору місця розташування та дотримання вимог екологічного законодавства;
- мінімальний вплив на ландшафт та незначне відчуження земельних ділянок;
- додаткові можливості для ведення рибного господарства, зрошення, водопостачання.

Водяні турбіни малої та середньої потужності, які використовують у «малій» енергетиці, як і у «великій», поділяються на турбіни з віссю, що розташована вздовж потоку, та з віссю, яка розташована перпендикулярно до потоку.

Для «малої» гідроенергетики найскладнішими з технічного боку є проектування турбоагрегатів для заданого потоку води або, навпаки, створення заданої витрати та швидкості води для певної турбіни.

Проектування та встановлення гідротурбін має свої особливості, за якими вони відрізняються від парових та газових. Парові та газові турбіни працюють у комплексі з відповідним чином спроектованими і підібраними джерелами енергії, які співпадають із номінальною потужністю агрегатів. Під час проектування гідроагрегатів враховують діапазон оцінювання потужності потоку робочого тіла, внаслідок чого виникають складності проектування та будівництва.

Найбільш трудомістким і складним різновидом робіт у процесі будівництва гідростанцій є спорудження захисних та напірних дамб, а також водоспадних каналів. Зведення цих споруд останніми часом значно спростилося внаслідок використання нових матеріалів і готових виробів.

Беззаперечною перевагою гідростанцій є сталість і стабільність їхньої роботи в мережі, на яку не впливають час доби та сезонні зміни. Слід зазначити, що незначну залежність від сезонних змін вдається забезпечити не на всіх гідростанціях, тому необхідно старанно обирати місце будівництва.

На сьогодні використовують понад 800 ГВт гідроенергетичних потужностей, а річний обсяг виробництва електроенергії становить близько 7080 ТВт·тод. За оцінкою Міжнародного енергетичного агентства, 5% світового потенціалу гідроенергетики реалізується через МГЕС. Технічний потенціал «малої» гідроенергетики визначають на рівні 150…200 ГВт. Передбачається, що внаслідок використання потенціалу «малої» гідроенергетики в загальному виробництві енергії обсяг економії органічного палива буде становити 69 і 99 млн т у.п. за песимістичними та оптимістичними прогнозами розвитку світової енергетики відповідно. Більша частина неосвоєного потенціалу гідроенергетики знаходиться в Африці, Азії та Латинській Америці.

За даними Міжнародної організації з використання поновлюваної енергії в країнах, що розвиваються (REN21), економічно досяжний потенціал гідроенергії повинен становити 7300 ТВт·тод на рік.

До МГЕС у більшості країн ЄС належать гідроенергетичні установки, потужність яких становить до 5 МВт (Австрія, Німеччина, Польща, Іспанія, Франція тощо). В Італії, Швейцарії та Латвії малими вважають ГЕС, потужність яких становить до 3 МВт, у інших країнах — до 10 МВт (Греція, Ірландія, Португалія, Україна).

Комітетом ООН із промислового розвитку встановлено, що, до МГЕС належать гідроелектростанції із потужністю до 10 МВт. У США після запровадження заходів щодо стимулювання розвитку «малої» гідроенергетики внесено зміни до класифікації її потужностей: верхню межу підвищено з 5 МВт до 15 МВт.

Серед розвинених країн перше місце посідає Китай (47 ГВт), друге — Японія (4 ГВт), третє — США (3,4 ГВт). У п’ятірці лідерів Італія та Бразилія. На початок 2009 року сумарна потужність МГЕС збільшилася до 85 ГВт, а лідером залишився Китай (51 ГВт). У першу п’ятірку увійшли Японія (3,3 ГВт), США (3 ГВт), Італія (2,6 ГВт), Бразилія (1,8 ГВт), Німеччина (1,4 ГВт).

МГЕС (установки із потужністю до 10 МВт) відіграють важливу роль під час досягнення цілей, що визначені Європейським Союзом на період до 2020 р. Оскільки вони мають багато переваг в умовах реалізації усе більш вимогливого екологічного регулювання, використовують саме їх. Прикладом є Європейська водна рамкова директива та відомості, зазначені у мережі Натура 2000 (Natura 2000), щодо захисту використовуваних ділянок, які свідчать про те, що збільшення використовуваних МГЕС тут зменшились.

У 2012 р. Німеччина знову зайняла друге місце: результат становив 7,2 ГВт. За даними Робочої групи Міністерства екології зі статистики відновлюваної енергії (AGEE-Stat), використання МГЕС збільшилося, на 22,8 %, тобто було досягнуто рівня 2008 р. Визначна потужність була суто статистичною, вона зменшилась на 8 МВт і досягла показника 10780 МВт за рік. На нових та

реконструйованих установках в Німеччині можна використовувати новий пільговий тариф за умови, що вони відповідають вимогам Федерального закону про управління водними ресурсами. Пільговий тариф становить 0,034…0,127 Євро/кВт·тод, він зумовлений потужністю установки та датою її запуску. Виробники можуть також обрати ринкові ціни з урахуванням знижки для дилерів. До того ж останні щомісяця потрібно переглядати.

Значний потенціал використання ресурсів малих річок (розташований, головним чином у її західних регіонах). Він становить майже 28% загального гідропотенціалу всіх річок України.

Використовуючи гідропотенціал малих річок України, можна досягти значної економії паливно-енергетичних ресурсів, до того ж розвиток «малої» гідроенергетики сприятиме децентралізації загальної енергетичної системи, що дасть змогу вирішити низку проблем щодо енергопостачання віддалених і важкодоступних районів сільської місцевості.

Мікро-, міні- та малі ГЕС можуть стати потужною основою енергозабезпечення всіх регіонів Західної України, а деякі райони Закарпатської та Чернівецької областей будуть повністю забезпечені енергією.

Україна має достатній науково-технічний потенціал для вирішення проблем розвитку «малої» гідроенергетики та значний досвід у галузі проектування і розроблення конструкцій гідротурбінного обладнання. Українські підприємства володіють необхідним виробничим потенціалом для оснащення малих ГЕС вітчизняним обладнанням.

Вода не забруднює атмосферу. Гідроенергетична галузь виробляє 8% від загальної встановленої потужності електрогенерувальних об’єктів нашої країни. Нові об’єкти можна розміщувати у будь-якому регіоні, де є малі або великі річки. В Україні налічується понад 22 тис. річок, але лише 110 із них довші за 100 км, тому основні ресурси гідроенергетичної галузі зосереджені на малих річках. Водночас під час спорудження гідроенергетичних об’єктів можуть затоплюватися великі ділянки землі, що призводить до зникнення цінних порід

риб та втрати родючих ґрунтів. Із огляду на це подальший розвиток гідроенергетики потребує усунення екологічних ризиків.

На сьогодні потенціал гідроенергетики використовуються на 60%, здебільшого шляхом залучення Дніпровського каскаду та інших великих ГЕС. Залишок потенціалу можна реалізувати шляхом встановлення нових та відновлення старих потужностей малих ГЕС.

Станом на 1 січня 2015 року в Україні діяло 102 МГЕС із встановленою загальною потужністю близько 80 МВт. У 2015 році ними вироблено 251 млн. кВт·тод. Потрібно зазначити, що в 1960-х роках минулого сторіччя в Україні існувало понад 1000 малих ГЕС. Деякі з них можна відновити.

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

Відповідно до Національного плану дій з відновлюваної енергетики (НРЕАП), шляхом модернізації наявних потужностей, відновлення старих малих гідроелектростанцій, будівництва та введення в експлуатацію нових генерувальних потужностей гідроенергетики виробництво електроенергії в Україні може бути таким:

- мікро- та міні-ГЕС — до 130 ГВт·тод (якщо їх загальна потужність становить 55 МВт);
- малі ГЕС — до 210 ГВт·тод (якщо їх загальна потужність 95 МВт);
- великі ГЕС — до 12950 ГВт·тод (якщо їх загальна потужність 5200 МВт.

Запитання для самоперевірки

1. *Загальний потенціал малої гідроенергетики України.*
2. *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. Опишіть задачі та принцип дії гідроакумулюючої електростанції.

6. Принцип дії проточних гідроелектростанцій.

7. Опишіть конструкцію гідротурбін та принцип їх дії.

8. Схема малої гідроелектростанції з турбіною Каплана.

9. Опишіть принцип дії електрогенераторів, що працюють на гідроелектростанціях.

10. Будова та принцип дії асинхронних (індуктивних) генераторів.

11. Опишіть будову та 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 і гідроелектростанції , потужністю близько 100 кВт?

14. За власними спостереженнями вкажіть малу річку, на якій можна було б побудувати гідроелектростанцію потужністю близько 300 кВг. 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.*

РОЗДІЛ 6
ДЖЕРЕЛА ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ ЕНЕРГІЇ

6.1. Загальні поняття та характеристика.

Геотермальна енергія — це енергія земних надр, яка знаходиться в твердих породах Землі та підземних водах. Температура земної кори вглиб підвищується на 2,5…3°С через кожні 100 м.Так, на глибині 20 км вона складає близько 500°С, на глибині 50 км — 700...800°С. У певних місцях, особливо по краях тектонічних плит материків, а також у так званих «гарячих точках», температурний градієнт вищий майже в 10 разів, і тоді на глибині 500…1000 м температура порід сягає 300°С.

Геотермальні запаси поділяються на гідротермічні та петротермічні. Під гідротермічними запасами мають на увазі воду, пари або пароводяні суміші, які виступають через тріщини порід і мають температуру 200…300°С, водяні потоки або водоносні шари з температурою 80…95°С. Спосіб використання геотермальних запасів залежить від температури теплоносія. При температурі більше 120…150°С доцільним є їх використання у виробництві електроенергії. При нижчих температурах теплоносія геотермальні запаси використовують для систем опалення, кондиціювання, підігріву води міських та промислових систем гарячого водопостачання, для обігрівання оранжерей, рибних господарств, для рекреаційних цілей.

Так як підвищення цін на органічне паливо (газ, мазут, дизельне паливо) та на його транспортування у віддалені райони і, відповідно, об'єктивне зростання відпускних цін на електричну і теплову енергію, принципово змінюють відношення сучасних споживачів до використання нетрадиційних джерел енергії (НДЕ), в тому числі геотермальної.

Для отримання теплоти, яку акумульовано в надрах землі, її спочатку треба підняти на поверхню. Для цього бурять свердловини і, якщо вода досить гаряча, вона піднімається на поверхню природним чином, за нижчої температури може знадобитися насос. Геотермальні води — екологічно чисте джерело енергії, що

постійно відновлюється. Воно суттєво відрізняється від інших альтернативних джерел енергії тим, що його можна використовувати незалежно від кліматичних умов та пори року.

Джерела геотермальної енергії поділяються за фізичним станом носія тепла, а також за значенням температури на такі групи: ґрунти і породи до глибини 2500 м, з яких тепло для опалення з використанням теплових насосів одержується за допомогою спеціальних теплових зондів; ґрунтові води, що безпосередньо застосовуються як джерело тепла для теплових насосів; водяна пара, що отримана за допомогою свердловин, які подають воду, що знаходить застосування в геотермальних електростанціях для виробництва електроенергії; соляні поклади, енергія з яких виводяться за допомогою розсолу або інертних по відношенню до солі рідин, на прикладі 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.

Окрім вищезазначених джерел, існують штучні геологічні родовища тепла, які виникають у сухих, гарячих породах. Вони виникають внаслідок утворення тріщин під час вибухів речовин значної потужності.

Використання геотермальної енергії може суттєво вплинути на вирішення таких нагальних проблем: забезпечення сталого тепло- та електропостачання населення в тих зонах нашої планети, де централізоване енергопостачання відсутнє або обходиться занадто дорого (наприклад, в районах Крайньої Півночі); забезпечення гарантованого мінімуму енергопостачання населення в зонах нестійкого централізованого енергопостачання через дефіцит електроенергії в енергосистемах, запобігання шкоди від аварійних і обмежувальних відключень і т.п.; зниження шкідливих викидів від енергоустановок в окремих регіонах зі складною екологічною обстановкою.

6.2. Світовий потенціал геотермальної енергії та перспективи його використання.

Група експертів із Всесвітньої асоціації з питань геотермальної енергії, яка зробила оцінку запасів низько- і високотемпературної геотермальної енергії для кожного континенту, за потенціалом різних типів геотермальних джерел Землі отримала дані, що зазначені в табл. 6.1. Як видно з табл. 6.1, потенціал геотермальних джерел енергії колосальний. Проте використовується він в незначній мірі: потужність геотермальних теплових електростанцій (ГеоТЕС) у всьому світі на початок 1990-х років становила близько 5000 МВт, а на початок 2000-х років — близько 6000 МВт, істотно поступаючись за цим показником більшості електростанцій, що працюють на інших відновних джерелах енергії. Та й вироблення електроенергії на ГеоТЕС в цей період часу була незначним.

Таблиця 6.1

Запаси геотермальної енергії Землі

Найменування континенту	***Тип геотермального джерела***		
	високотемпературний, використовуваний для виробництва електроенергії, ТДж / рік		***низькотемпературний, використовуваний у вигляді теплоти, ТДж / рік (нижня межа)***
	традиційні технології	***традиційні та бінарні технології***	
Європа	1830	3700	>370
Азія	2970	5900	>320
Африка	1220	2400	>240
Північна Америка	1330	2700	>120
Латинська Америка	2800	5600	>240
Океанія	1050	2100	>110
Світовий потенціал	11200	22400	>1400

У структурі світового виробництва електроенергії відновні джерела енергії (до яких згідно з класифікацією Міжнародного енергетичного агентства (МЕА) відносяться: спалювання поновлюваних джерел енергії та відходів біомаси, гідро-, геотермальна і сонячна енергія, енергія вітру, а також енергія припливів, морських хвиль океанів) в 2010-му році забезпечили 19% загальносвітового виробництва електроенергії — відразу після вугілля (39%), випередивши атомну

енергетику (17%), природний газ (17%) та нафту (8%). При цьому, незважаючи на значні темпи розвитку, геотермальна, сонячна і вітрова енергія становила в 2010-му році менше 3% від загального обсягу використання енергії, що одержується з відновних джерел.

Відомо, що геотермальні ресурси розвідані в 80 країнах світу і в 58 з них активно використовуються. Найпотужнішим виробником геотермальної електроенергії є США, де геотермальна електроенергетика, як один з альтернативних видів енергії, має особливу урядову підтримку. У США в 2005 році на ГеоТЕС було вироблено близько 16 млрд. кВт·год електроенергії на таких основних промислових зонах, як зона Великих гейзерів, що розташована в 100 км на північ від Сан-Франциско (1360 МВт встановленої потужності), північна частина Солоного моря в центральній Каліфорнії (570 МВт встановленої потужності), Невада (235 МВт встановленої потужності) та ін.

Геотермальна електроенергетика інтенсивно розвивається також в інших країнах, у тому числі:

- Філіппіни, де на ГеоТЕС на початок 2003 року було встановлено 1930 МВт електричної потужності, що дозволило забезпечити близько 27% потреб країни в електроенергії;
- Італія, де у 2003 році діяли геотермальні енергоустановки загальною потужністю в 790 МВт;
- Ісландія, де діють п'ять теплофікаційних ГеоТЕС загальною електричною потужністю 420 МВт, що виробляють 26,5% всієї електроенергії в країні;
- Кенія, де в 2005 році діяли три ГеоТЕС загальною електричною потужністю в 160 МВт і були розроблені плани щодо доведення цих потужностей до 576 МВт.

Перелік держав, де прискореними темпами розвивається геотермальна електроенергетика можна продовжити.

В табл. 6.2 наведено порівняльну характеристику використання геотермальних ресурсів у різних країнах за 2000…2010 рр.

Таблиця 6.2

Пряме використання геотермальних ресурсів у різних країнах світу

Країна	*Потужність, МВт*		*Річне виробництво*				*Фактор потужності*	
			ТДж/рік		*ГВт·год/рік*		*(частка макс. потужності за рік)*	
	2000	*2010*	*2000*	*2010*	*2000*	*2010*	*2000*	*2010*
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*
Алжир	100,0	152,3	1586	2417	441	671,4	0,50	0,50
Аргентина	25,7	149,9	449	609,1	125	169,2	0,55	0,13
Австралія	10,4	109,5	294	2968	82	824,5	0,90	0,86
Австрія	255,3	352,0	1609	8027,64	447	2229,9	0,20	0,20
Бельгія	3,9	63,9	107	431,2	30	119,8	0,87	0,21
Болгарія	107,2	109,6	1637	1671,5	455	464,3	0,48	0,48
Великобританія	2,9	10,2	21	45,6	6	12,7	0,23	0,14
Венесуела	0,7	0,7	14	14	4	3,9	0,63	0,63
Гватемала	3,4	2,1	107	52,5	30	14,6	1,00	0,79
Гондурас	0,7	0,7	17	17	5	4,7	0,76	0,77
Греція	57,1	74,8	385	567,2	107	157,6	0,24	0,24
Грузія	250,0	250,0	6307	6307	1752	1752,1	0,80	0,80
Данія	7,4	821,2	75	4360	21	1211,2	0,32	0,17
Ізраїль	63,3	82,4	1713	2193	476	609,2	0,86	0,84
Індія	80,0	203,0	2517	1606,3	699	446,2	1,00	0,25
Індонезія	7,3	2,3	43	42,6	12	11,8	0,19	0,59
Ісландія	1469,0	1791,0	20170	23813	5603	6615,3	0,44	0,42
Італія	325,8	606,6	3774	7554	1048	2098,5	0,37	0,39
Йорданія	153,3	153,3	1540	1540	428	427,8	032	0,32
Канада	377,6	461,0	1023	2546	284	707,3	0,09	0,18
Карибські острови	0,1	0,1	1	2,8	0	0,8	0,62	0,89
Кенія	1,3	10,0	10	79,1	3	22	0,25	0,25
Китай	2814,0	3687,0	31403	45373	8724	12604,6	0,35	0,39
Колумбія	13,3	14,4	266	287	74	79,7	0,63	0,63
Корея (південна)	51,0	16,9	1077	75,2	299	48,7	0,67	0,33
Литва	21,0	21,3	599	458	166	127,2	0,90	0,68
Македонія	81,2	62,3	510	598,6	142	166,3		0,30
Мексика	164,2	164,7	3919	1931,8	1089	536,7	0,76	0,37
Непал	1.1	2,1	22	51,4	6	14,3	0,66	0,78
Нідерланди	10,8	253,5	57	685	16	190,3	0,17	0,09
Німеччина	397,0	504,6	1568	2909,8	436	808,3	0,13	0,18
Нова Зеландія	307,9	308,1	7081	7086	1967	1968,5	0,73	0,73
Норвегія	6,0	450,0	32	2314	9	642,8	0,17	0,16
Перу	2,4	2,4	49	49	14	13,6	0,65	0,65
Польща	68,5	170,9	275	838,3	76	232,9	0,13	0,16
Португалія	5,5	30,6	35	385,3	10	107	0,20	0,40
Росія	307,0	308,2	6132	6143,5	1703	1706,7	0,63	0,63
Румунія	152,4	145,1	2871	2841	797	789,2	0,60	0,62
Сербія	80,0	88,8	2375	2375	660	659,8	0,94	0,85
Словаччина	132,3	187,7	2118	3034	588	842,8	0,51	0,51

Закінчення табл. 6.2

1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*
Словенія	42,0	48,6	705	712,5	196	197,9	0,53	0,46
США	5366,0	7817,4	20302	31239	5640	8678,2	0,12	0,13
Таїланд	0,7	1,7	15	28,7	4	8	0,68	0,54
Туніс	19,7	25,4	174	219,1	48	60,9	0,28	0,27
Туреччина	820,0	1177,0	15756	19623,1	4377	5451,3	0,61	0,53
Угорщина	328,3	694,2	2825	7939,8	785	2205,7	0,27	0,36
Україна	45,5	6,3	495,8	68,7		0,4		0,35
Філіппіни	1,0	3,3	25	39,5	7	11	0,79	0,38
Фінляндія	80,5	260,0	484	1950	134	541,7	0,19	0,24
Франція	326,0	308,0	4895	5195,7	1360	1443,4	0,48	0,53
Хорватія	113,9	114,0	555	681,7	154	189,4	0,15	0,19
Чехія	12,5	204,5	128	1220	36	338,9	0,33	0,19
Чилі	0,4	8,7	7	131,1	2	36,4	0,55	0,48
Швейцарія	547,3	581,6	2386	4229,3	663	1174,9	0,14	0,23
Швеція	377,0	3840,0	4128	36000	1147	10000,8	0,35	0,30
Японія	257,5	413,4	5836	5161,1	1621	1433,8	0,72	0,40
Всього	***162563***	***273293***	***162504,8***	***258839,7***	***45008***	***71868,9***	***27,41***	***24,09***

Характеризуючи розвиток світової геотермальної електроенергетики як невід'ємної складової відновлюваної енергетики на більш віддалену перспективу, зазначимо таке. Згідно з прогнозами у 2030 році очікується зниження частки поновлюваних джерел енергії в загальносвітовому обсязі виробництва енергії (до 12,5% в порівнянні з 13,8% у 2000 році). При цьому енергія сонця, вітру та геотермальних вод буде розвиватися прискореними темпами, щорічно збільшуючись в середньому на 4,1%.

6.3. Потенціал геотермальної енергії України.

Стосовно перспектив розвитку української геотермальної енергетики, слід сказати, що в Україні визначено шість пріоритетних напрямків її розвитку: створення геотермальних станцій для теплопостачання міст, населених пунктів та промислових об'єктів; створення геотермальних електростанцій; створення систем теплопостачання з підземними акумуляторами теплоти; створення сушильних установок; створення холодильних установок; створення схем геотермального теплопостачання теплиць.

Виходячи з наявних оцінок запасів геотермальної енергії, пріоритетними районами в Україні є Керченський півострів, Закарпаття, Прикарпаття, Донецька, Запорізька, Луганська, Полтавська, Харківська, Херсонська та Чернігівська області.

Загальний потенціал ресурсів геотермальної енергії, який в програмі державної підтримки розвитку нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії, малої гідро- та теплоенергетики, оцінюється величиною 438109 кВт·год за рік, що еквівалентно запасам палива обсягом 50106 т у.п.

Геотермальні ресурси України — це передусім термальні води та тепло нагрітих сухих гірських порід. Крім цього, до перспективних для використання в промислових масштабах можна віднести ресурси нагрітих підземних вод, які виводяться з нафтою та газом діючими свердловинами нафто-газових родовищ (рис. 6.1 та рис. 6.2).

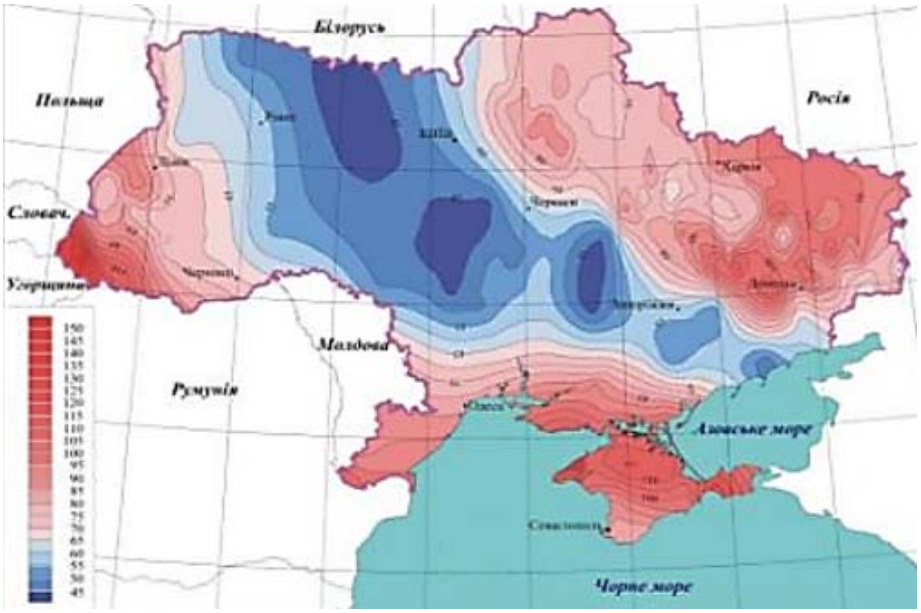


Рисунок 6.1. Карта розподілу температур гірських порід в Україні на глибині 3000 м

Досить перспективним напрямком енергозберігаючої технологічної політики, що дозволяє забезпечити значну економію традиційного палива в Україні, є використання геотермальної енергії для опалення, водопостачання та

кондиціювання повітря в житлових та громадських будівлях і спорудах в містах і сільській місцевості, а також технологічне використання глибинного тепла Землі в різних галузях промисловості і сільського господарства.

Рисунок 6.2. Карта розподілу густини теплового потоку в Україні

Одним з перспективних напрямів розвитку геотермальної енергетики є створення комбінованих енерготехнологічних вузлів для отримання електроенергії, теплоти та цінних компонентів, що містяться в геотермальних теплоносіях.

В табл. 6.3 наведено потенціал працюючих свердловин з видобутку геотермальної енергії в Україні. На прикладі геотермальної циркуляційної системи (ГЦС) у с. Ільїнка встановлено, що експлуатація ГЦС протягом трьох опалювальних періодів показала можливість здійснення способу видобування геотермального тепла зі зворотним закачуванням відпрацьованого геотермального теплоносія для гідрологічних умов Криму. Таким чином реалізується практично замкнутий цикл фільтрації геотермального теплоносія, що забезпечує охорону навколишнього середовища від забруднень. На підставі досвіду роботи ГЦС у с. Ільїнка було збудовано ще 11 ГЦС у Криму на базі

дуплетів розвідувальних свердловин, пробурених державним підприємством «Кримгеологія».

Таблиця 6.3

Потенціал геотермальних ресурсів існуючих свердловин в Україні

Області	***Теоретично можливий потенціал геотермальної енергії, тис. т. у. п.***	***Технічно досяжний потенціал термальних вод, тис. т. у.п.***	***Економічно доцільний потенціал термальних вод, тис. т. у.п.***
АР Крим	804,0	67,0	53,6
Вінницька	–	–	–
Волинська	–	–	–
Дніпропетровська	–	–	–
Донецька	–	–	–
Житомирська	–	–	–
Закарпатська	236,0	19,8	17,82
Запорізька	–	–	–
Івано-Франківська	79,0	4,9	3,92
Київська	–	–	–
Кіровоградська	–	–	–
Луганська	–	–	–
Львівська	262,0	30,5	24,4
Миколаївська	–	–	–
Одеська	47,0	5,5	4,4
Полтавська	271,0	27,1	18,97
Рівненська	–	–	–
Сумська	674,0	67,4	47,18
Тернопільська	–	–	–
Харківська	230,0	23,0	16,1
Херсонська	312,0	26,0	20,8
Хмельницька	–	–	–
Черкаська	–	–	–
Чернівецька	–	–	–
Чернігівська	864,0	86,4	60,48
Усього	***3779,0***	***357,6***	***267,67***

Перелік геотермальних об'єктів, на яких у різні часи було проведено розвідувальні та дослідно-промислові роботи, наведено в табл. 6.4.

Відомо, що геотермальні установки потребують зовсім невеликих ділянок землі, набагато менших, ніж необхідних під енергетичні установки інших типів. Вони можуть розміщуватися практично на будь-яких землях, включаючи сільськогосподарські угіддя. Якби можна було використовувати усього лише 1% геотермальної енергії Земної кори (глибина 10 км), ми б мали у своєму

розпорядженні кількість енергії, що у 500 разів перевищує всі світові запаси нафти та газу.

Таблиця 6.4

Геотермальні установки в Криму на базі ГЦС

Назва населеного пункту	***Потуж-ність, МВт***	***Темпе-ратура води, °С***	***Дебет свердловини, $м^3$/год***	***Об'єкти теплопостачання***	***Річна економія палива, т. у.п.***
с. Ільїнка	3,2	57	72	житлове селище	1574
с. Сизовка	3,5	61	72	житлове селище	1722
с. Ново-Олексіївка	8,4	53	205	молочна ферма, житлове селище	4133
с. Котельниково	3,5	65	67	житлове селище	1722
с. Трудове	4,5	59	96	теплиці, гаряче водопостачання	2214
с. Зернове	2,7	50	72	гаряче водопостачання	1328
с. Рівне	6,9	62	139	житлове селище	3395
с. Янтарне	4,8	85	65	агропромисловий комплекс	2361
с. П'ятихатки	6,5	51	167	гаряче водопостачання	3198
с. Медведівка	1,5	67	28	дитячий садок, житлове селище	738
Усього	***45,5***				***22385***

6.4. Переваги та недоліки використання геотермальної енергії.

Сучасна потреба в геотермальній енергії як в одному з видів відновлюваної енергії зумовлена виснаженням запасів традиційних органічних палив і залежністю більшості розвинутих країн від його імпорту (нафти та газу), а також з врахуванням негативного впливу паливної та ядерної енергетики на навколишнє середовище. Але слід зазначити, що застосування геотермальної енергії в енергетичному комплексі України потребує повноцінного врахування переваг і недоліків її використання.

Головною перевагою геотермальної енергії є можливість її використання у вигляді геотермальної води або суміші води та пари (в залежності від їх температури) для потреб гарячого водо- і теплопостачання, для вироблення електроенергії або одночасно для всіх трьох цілей; її практична невичерпність; повна незалежність від умов навколишнього середовища, часу доби і року.

При цьому у вулканічних регіонах планети високотемпературне тепло, нагріваючи геотермальну воду до значень температур, що перевищують 140…150°С, економічно вигідно використовувати для вироблення електроенергії. Підземні геотермальні води зі значеннями температур, що не перевищують 100°С, як правило, економічно вигідно використовувати для потреб теплопостачання, гарячого водопостачання і для інших цілей у відповідності з рекомендаціями, наведеними нижче (табл. 6.5).

Таблиця 6.5

Рекомендовані сфери застосування геотермальних вод в залежності від їх температури

Температура, °С	***Область застосування***
більше 140	Вироблення електроенергії
менше 100	Системи опалення будівель та споруд
близько 60	Системи гарячого водопостачання
менше 60	Системи геотермального теплопостачання теплиць, геотермальні холодильні установки і т.п.

Зауважимо, що ці рекомендації з врахуванням вдосконалення геотермальних технологій використовують для виробництва електроенергії геотермальних вод з все більш низькими температурами. Так, розроблено сучасні комбіновані схеми застосування геотермальних джерел, які дозволяють використовувати для виробництва електроенергії теплоносії з початковими температурами 70…80°С, що значно нижче рекомендованих (150°С і вище). Створені гідропарові турбіни, використання яких на ГеоТЕС дозволяє збільшувати корисну потужність систем в середньому на 22%.

Значно підвищується ефективність застосування термальних вод при їх комплексному використанні. При цьому в різних технологічних процесах можна досягти найбільш повної реалізації теплового потенціалу води, в тому числі і залишкового, а також отримати цінні компоненти, що містяться в термальній воді (йод, бром, літій, цезій, кухонна сіль, борна кислота та багато інших) для їх промислового використання.

Одним із найбільших недоліків геотермальної енергії є необхідність зворотного закачування відпрацьованої води у підземний водоносний горизонт. Інший недолік використання даного виду енергії полягає у високій мінералізації термальних вод більшості родовищ та наявності у воді токсичних сполук і металів, що в більшості випадків виключає можливість скидання цих вод в розташовані на поверхні природні водні системи. Зазначені вище недоліки застосування геотермальної енергії призводять до того, що для практичного використання теплоти геотермальних вод необхідні значні капіталовкладення на буріння свердловин, зворотне закачування відпрацьованої геотермальної води, на створення корозійностійкого теплотехнічного обладнання.

6.5. Обладнання для перетворення геотермальної енергії.

Геотермальні станції. Існує два види геотермальних станцій: перші для генерування струму використовують водяну пару, другі — перегріті геотермальні води. У перших суха пара зі свердловини надходить у турбіну або генератор для вироблення електроенергії. На станціях іншого типу використовуються геотермальні води з температурою понад 190°С. Вода природним чином підіймається вгору свердловиною, подається в сепаратор, де внаслідок зменшення тиску частина її кипить і перетворюється на пару. Пара спрямовується в генератор або турбіну і виробляє електрику. Це найбільш поширений тип геотермальної електростанції.

У зв'язку з впровадженням нових, менш затратних, інноваційних технологій буріння свердловин із застосуванням ефективних способів очищення води від токсичних сполук і металів, витрати на відбір тепла від геотермальних вод постійно знижуються. До того ж слід мати на увазі, що геотермальна енергетика останнім часом активно розвивається. Так, останні розробки показали можливість вироблення електроенергії при температурі пароводяної суміші нижче 80ºС, що дозволяє набагато ширше застосовувати ГеоТЕС (рис. 6.3) для вироблення електроенергії. У зв'язку з цим очікується, що в країнах зі значним геотермальним потенціалом потужність ГеоТЕС в найближчий час подвоїться.

Ще більше вражає розроблена австралійською компанією GeodynamicsLtd нещодавно нова, революційна технологія будівництва ГеоТЕС — технологія Hot-Dry-Rock, яка істотно підвищує ефективність перетворення енергії геотермальних вод в електроенергію.

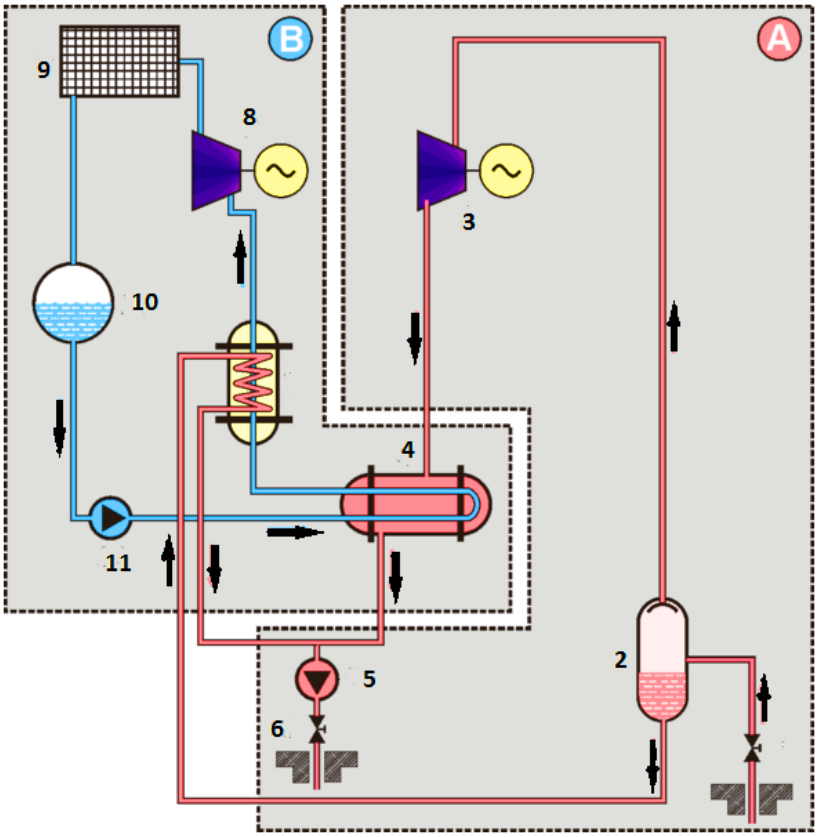


Рисунок 6.3. Принципова схема роботи геотермальної електростанції:

А – перший (паровий) контур; В – другий контур (на ізобутані);

1– експлуатаційна свердловина, 2 – сепаратор вода/пара, 3 – парова турбіна,

4 – теплообмінник, 5 – насос закачування, 6 – нагнітальна свердловина,

7 – перегрівач, 8 – турбіна на ізобутані, 9 – повітряний/водяний конденсатор,

10 – збірник конденсату, 11 – насос

Суть цієї технології полягає в наступному. Спеціалісти відступили від головного принципу роботи всіх геотермальних станцій, який полягає у використанні природного виходу пари з підземних резервуарів та джерел. Вони вирішили створити штучний "гейзер". Для створення такого гейзера геофізики відшукали в пустелі на південно-сході Австралії точку, де тектоніка та

ізольованість скельних порід створюють аномалію, яка цілий рік підтримує в окрузі дуже високу температуру. За оцінками австралійських геологів гранітні породи, що залягають на глибині 4,5 км розігріваються до 270°С, і тому якщо на таку глибину через свердловину закачати під великим тиском воду, то вона, повсюдно проникаючи в тріщини гарячого граніту, буде їх розширювати, одночасно нагріваючись, а потім по іншій пробуреній свердловині буде підніматися на поверхню. Після цього нагріту воду можна буде без особливих зусиль збирати в теплообміннику, а отриману від неї енергію використовувати для випаровування іншої рідини з нижчою температурою кипіння, пара якої, у свою чергу, і приведе в дію парові турбіни. Воду, що віддала геотермальне тепло, знову буде направлено через свердловину на глибину, і цикл таким чином повториться.

Принципова схема отримання електроенергії за технологією, що запропонована австралійської компанією GeodynamicsLtd., наведено на рис. 6.4. Безумовно, реалізувати цю технологію можна не в будь-якому місці, а тільки там, де граніт, що залягає на глибині нагрівається до температури не менше 250…270°С. При застосуванні такої технології ключову роль відіграє температура, зниження якої на 50°С за оцінками вчених вдвічі підвищить вартість електроенергії.

Для підтвердження прогнозів пробурені свердловини глибиною по 4,5 км кожна показали, що на цій глибині температура досягає необхідних 270…300°С. В даний час проводяться роботи по оцінці загальних запасів геотермальної енергії в цій аномальній точці півдня Австралії, що за попередніми розрахунками має потужність більше 1 ГВт, причому вартість цієї енергії буде вдвічі дешевшою від вартості вітрової енергії та у 8…10 разів — ніж сонячна.

На сьогоднішній день стає зрозумілим, що значні масштаби розвитку геотермальної енергетики в майбутньому можливі лише в разі одержання теплової енергії безпосередньо з гірських порід. У цьому випадку в місцях, де знайдено сухі гарячі скельні породи, бурять паралельні свердловини між якими утворюють систему тріщин. Тобто фактично формується штучний

геотермальний резервуар, в який подається холодна вода з наступним отриманням пари або пароводяної суміші.

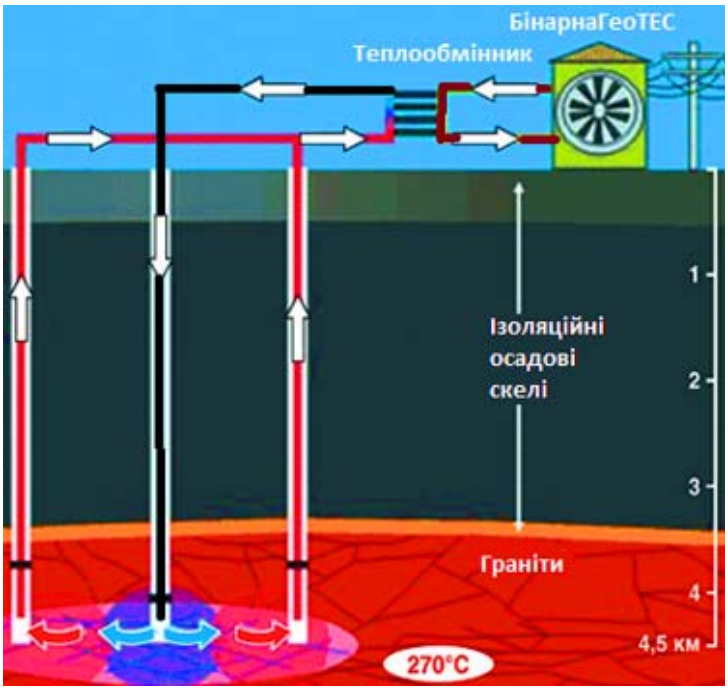


Рисунок 6.4. Принципова схема отримання електроенергії за допомогою бінарної ГеоТЕЦ

Теплові насоси. Теплові насоси — це екологічно чисті компактні та економічні установки для системи опалення, що виробляють тепло подачі гарячої води для водопостачання та опалення будівель використовуючи природне та безкоштовне тепло ґрунту, артезіанських вод, тепло морів, озер, річок, тепло повітря, технологічних викидів і т.п. шляхом перенесення його до теплоносія з вищою температурою. У теплових насосах, так само як і в холодильних установках, здійснюється так званий зворотний цикл передачі теплоти від джерела з низькою температурою до джерела з більш високою температурою. При цьому необхідно затратити деяку кількість механічної енергії. Теплові насоси можна класифікувати за такими ознаками: принципом дії; джерелами низькопотенційного тепла; поєднанням використовуваного низькопотенційного тепла з нагріваючим в теплових насосах середовищем; видами затраченої енергії.

6.6. Технологічні аспекти освоєння геотермальних ресурсів.

Фізичні можливості генерації теплової енергії геологічним середовищем (ГС) в межах території України оцінюються з використанням інформації про розподіл теплофізичних параметрів ГС.

Густина теплового потоку — це кількість тепла, що виноситься з надр на поверхню за одиницю часу на одиницю площі. Вона вимірюється у мВт/м^2 та визначається як результат множення геотермічного градієнта в певному інтервалі глибин на теплопровідність порід цього інтервалу. На території України густина теплового потоку змінюється від 25…30 мВт/м^2 до 100…110 мВт/м^2. Температури на глибині 1 км змінюються від 20°С до 70°С, а на глибині 3 км — від 40°С до 135°С. Розподіл теплових потоків тісно пов'язано з особливостями геологічного розвитку регіонів та їх тектонікою. Глибинний тепловий потік (ГТП) визначається як спостережений тепловий потік, відкоригований з урахуванням численних близьких до поверхні впливів: палеоклімату, руху підземних вод із вертикальною складовою, геологічних структур, що зумовлюють негоризонтальне залягання поверхонь розділу порід із різною теплопровідністю, молодих насувів, накопичення молодих осадових відкладів тощо. Карта ГТП показує розподіл його фонових (35…50 мВт/м^2) і аномальних (60…130 мВт/м^2) величин на території України. Однак, виконані дослідження регіональних можливостей геотермальних зон з підвищеними температурними градієнтами генерувати теплову енергію, що базується на даних досвіду буріння свердловин глибиною більших 3000 м на нафту та газ, показують, що теплові потоки є більшими і тому питаннями освоєння геотермальних ресурсів в Україні слід займатися більш активно, ніж це виконується сьогодні.

Так, з досвіду буріння свердловин в регіонах з підвищеною геотермальною активністю (на Сході та Заході країни) відомо, що глинистий буровий розчин (б/р) на водній основі густиною 1500 кг/м^3 в процесі циркуляції об'ємом 0,02 м^3/с під час промивання свердловини виходить нагрітим з свердловини до температури, яка коливається в межах $T_{вих}$ = 30…60°С, а на вибої L = 3500 м б/р,

рухаючись у бурильних трубах, нагрівається до температури $T_{виб} = 100°C$ при вхідній температурі $T_{вх} = 18°C$. Цей факт дозволяє оцінити середню густину теплового потоку від стінок бурильної колони (БК) до б/р масою 30 кг.

Аналіз залишеної у свердловині геотермальної енергії кількістю 4 МВт, що зосереджується в замкненому процесі теплообміну між тим б/р, що сходить вниз і тим б/р, який підіймається вверх крізь стінки бурильної колони під час промивання свердловини, дозволив розробити модель ГТЕУ і технологію спорудження геотермальних свердловин, яка дозволяє отримувати на земній поверхні енергоносій із заданою температурою.

Використання теплової енергії від ГТЕУ для генерації електричної енергії має теж реальну соціально-економічну перспективу, незважаючи на малий ККД теплоелектричних елементів (3…5% для температур до 120°С і 6…8% для температур до 250°С), оскільки в теплий сезон геотермальна енергія може переключатися на максимальну генерацію електричної енергії.

6.7. Розрахунок систем геотермального теплопостачання.

Розрахунок коефіцієнта ефективності для різних систем геотермального теплопостачання.

Відкрита двотрубна геотермальна система теплопостачання з приєднанням систем ГВ до падаючого трубопроводу (тобто паралельна подача геотермального теплоносія на опалення та гаряче водопостачання).

1. Питома витрата геотермальної води, що приходить на 1 МВт розрахункового теплового навантаження, визначається за формулою:

$$G_T^{пит} = \frac{10^3}{c} \cdot \left(\frac{Q'_{оп}}{\delta \cdot t'_{оп}} + \frac{Q'_{г.в}}{\delta \cdot t_{г.в}} \right), \quad (1)$$

де $Q'_{оп}$, $Q'_{г.в}$ – розрахункові навантаження опалення, вентиляції та гарячого водопостачання, Вт;

c – питома теплоємність теплоносія, Дж/(кг·°С);

$\delta \cdot t'_{оп}$, $\delta \cdot t'_{г.в.}$– розрахункові перепади температур теплоносія в системах опалення, вентиляції і гарячого водопостачання, °С ,

$G_T^{пит}$ – питома витрата геотермальної води, що припадає на одиницю розрахункової теплового навантаження об'єкта, кг/Дж.

2. Частка розрахункового дебіту геотермальної води, що витрачається на опалення, визначається за формулою:

$$\alpha = \frac{Q'_{оп}}{c \cdot G_T^{пит} \cdot \delta \cdot t'_{оп}}. \quad (2)$$

Те ж саме, на гаряче водопостачання отримаємо з формули:

$$\alpha + \beta + \gamma = 1, \quad (3)$$

де $\gamma = 1\text{-}\alpha$.

3. Ступінь відносного використання максимуму навантаження на опалення визначається за формулою:

$$Z_{оп} = \frac{T_{сез} \cdot \phi_{ср.відп}}{8500}, \quad (4)$$

де $\phi_{ср.відп}$ – середньоопальвальний коефіцієнт відпуску теплоти.

Середньоопалювальний коефіцієнт відпуску теплоти визначається за формулою:

$$\phi_{ср} = \frac{(t_п - t_{з.ср})}{(t_п - t'_з)}, \quad (5)$$

де $t_п$ – температура повітря в обслуговуваних приміщеннях, °С;

$t'_з$ – розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування систем опалення або вентиляції, °С;

t, $t_{з.ср}$– середня за період роботи систем опалення або вентиляції температура зовнішнього повітря, °С.

Ступінь відносного використання максимуму навантаження на гаряче водопостачання визначається за формулою:

$$Z_{г.в} = \frac{5500 \cdot 0{,}35 \cdot T_{сез}}{8500}, \quad (6)$$

4. Коефіцієнт використання свердловини визначається за наступними формулами:

- для опалення:

$$\tau_{сверд.оп} = z_{оп} \cdot \frac{(t_T' - t_o')}{(t_T' - t_T - 5) - \phi_{ср.оп} \cdot (t_o' - t_n - 5)}, \quad (7)$$

- для гарячого водопостачання:

$$\tau_{сверд.г.в} = z_{оп} \cdot \frac{6800 + 0{,}2 \cdot T_{сез}}{8500}. \quad (8)$$

5. Середньозважена величина коефіцієнта використання свердловини визначається наступним чином:

$$\tau_{сверд.об} = \alpha \cdot \tau_{сверд.оп} + \gamma \cdot \tau_{сверд.г.в}. \quad (9)$$

6. Ступінь відносного збільшення розрахункового дебіту свердловини в загальному для об'єкта визначається при відомому $\tau_{сверд.об} = 0{,}23$ для напівобмеженого пласта з $I_п = 4{,}9$-$\xi_{об} = 1{,}6$.

7. Ступінь відносного спрацьовування температурного перепаду визначається згідно умови $t_Г' = t_Т' = 100$°С за формулами:

- на опалення:

$$I_{\text{оп}} = \frac{t_г^{'} - t_o^{'}}{t_г^{'} - 5}, \quad (10)$$

- на гаряче водопостачання: $I_{г.в} = 1$ так як $t_{г.в}^{'} = t_m^{'}$.

8. Коефіцієнт ефективності геотермального теплопостачання для даної схеми визначається за формулою:

$$\eta_{\text{геот}}^{\text{об}} = (\alpha \cdot I_{\text{оп}} \cdot z_{\text{оп}} + \gamma \cdot I_{г.в} \cdot Z_{г.в}) \cdot \xi_{\text{об}}. \quad (11)$$

Залежна система опалення з піковим догріванням геотермального теплоносія:

1. Питома витрата геотермальної води, що приходить на 1 МВт розрахункового теплового навантаження, визначається за формулою:

$$G_T^{\text{пит}} = \frac{10^3}{c} \cdot \left(\frac{Q_{\text{оп}}^{'}}{\delta \cdot t_{т.г}^{'}} + \frac{Q_{г.в}^{'}}{\delta \cdot t_{г.в}^{'}}\right). \quad (12)$$

2. Частка розрахункового дебіту геотермальної води становитиме:

$$\alpha = \frac{Q_{\text{оп}}^{'} \cdot 10^2}{c \cdot G_T^{\text{пит}} \delta \cdot t_{т.г}^{'}}. \quad (13)$$

Для гарячого водопостачання:

$$\gamma = 1 - \alpha.$$

3. Коефіцієнт відпуску теплоти, відповідний моменту відключення пікового догрівання, визначається за формулою:

$$\phi_{\text{п.відп}} = \frac{(t_T^{'} - t_в - 5)}{(t_{т.г}^{'} - t_в - 5)}. \quad (14)$$

4. Орієнтовна тривалість роботи пікового догрівання $T_п$ (доб.) визначаємо за формулою:

$$T_{\text{п}} = \frac{\left(1-\varphi_{\text{п.відп}}\right)^{1} / \text{B}}{\text{A}}, \tag{15}$$

де A та B – емпіричні коефіцієнти.

5. Відносний коефіцієнт відпуску теплоти визначається за формулою:

$$\phi_{\text{відп}} = \frac{(\phi_{\text{п.відп}}+\phi_{к})}{2\cdot\phi_{\text{п.відп}}}. \tag{16}$$

6. Температура скидної води, відповідна моменту відключення пікового догрівання, визначається за формулою:

$$t_{\text{сп}} = \phi_{п} \cdot (t_{о}^{'} - t_{в} - 5) + (t_{в} - 5). \tag{17}$$

7. Коефіцієнт використання свердловини при опаленні визначається за формулою:

$$\tau_{\text{сверд.оп}} = \frac{\text{T}_{\text{п}}\cdot 24}{8500} + \frac{(\text{T}_{\text{сез}}-\text{T}_{\text{п}})\cdot 24}{8500} \cdot \frac{\phi_{\text{відп}}\cdot(\text{t}_{\text{т}}^{'}-\text{t}_{\text{сп}})}{(\text{t}_{\text{т}}^{'}-\text{t}_{\text{в}}-5)-\phi_{\text{відп}}\cdot(\text{t}_{\text{сп}}-\text{t}_{\text{в}}-5)}. \tag{18}$$

8. Частка пікового догрівання на опалення визначається за графіками рис. 6.5.

$$\frac{\text{t}_{\text{т.г}}^{'}-\text{t}_{\text{т}}^{'}}{\text{t}_{\text{т.г}}^{'}-\text{t}_{\text{п}}-5}, \tag{19}$$

$$t_{\text{т.г}}^{'} - t_{о}^{'}, ^{\circ}C,$$

$$d_{н} = 0{,}05.$$

9. Ступінь відносного спрацьовування температурного перепаду визначається за формулою:

- для систем опалення:

$$\text{I}_{\text{відн}} = \frac{\text{t}_{\text{т.г}}^{'}-\text{t}_{\text{о}}^{'}}{\text{t}_{\text{т}}^{'}-5}; \tag{20}$$

- для систем гарячого водопостачання: $I_{\text{г.в}} = 1$.

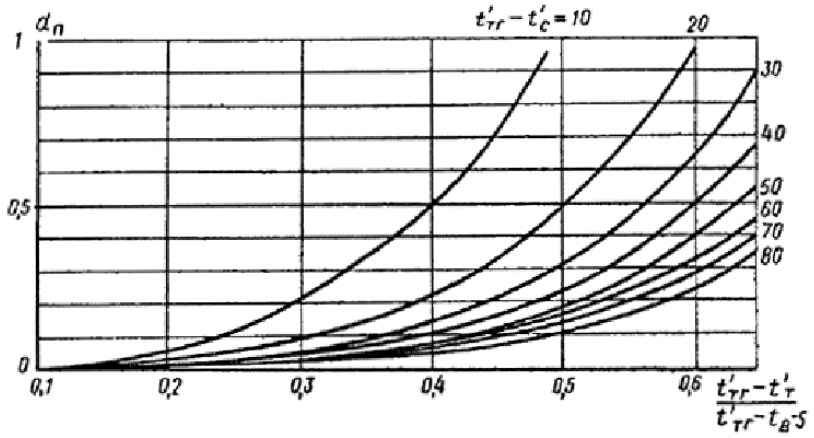


Рисунок 6.5. Графіки для визначення частки пікового догрівання при опаленні

10. Середньозважена величина коефіцієнта використання свердловини визначається наступним чином:

$$\tau_{\text{сверд.об}} = \alpha \cdot \tau_{\text{сверд.оп}} + \gamma \cdot \tau_{\text{сверд.г.в}}. \qquad (21)$$

11. За графіком з рис. 6.6 визначаємо значення показника $\xi_{\text{об}}$.

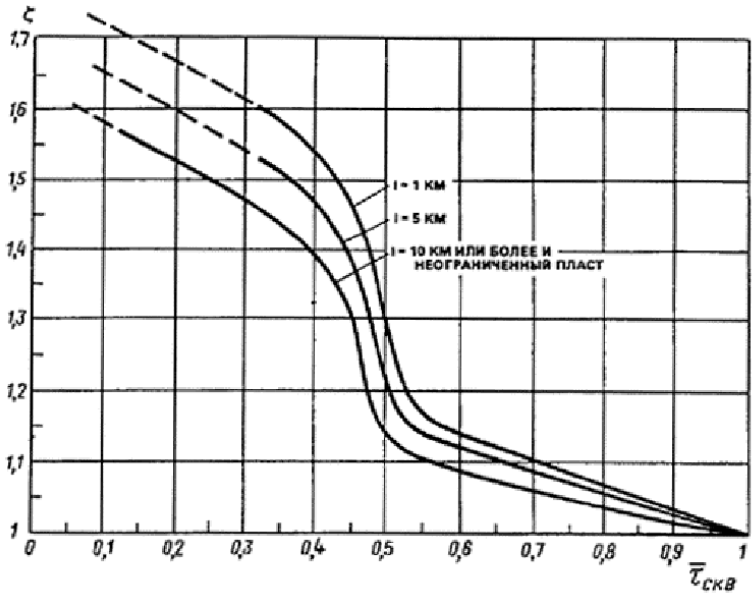


Рисунок 6.6. Графік для визначення ступеня відносного збільшення розрахункового дебіту термоводовідбору

12. Коефіцієнт ефективності геотермального теплопостачання об'єкта за формулою дорівнює:

$$\mu_{геот}^{об} = (\alpha \cdot I_{оп} \cdot z_{оп} \cdot (1\text{-}d_{н}) + \gamma \cdot I_{г.в} \cdot z_{г.в}) \cdot \xi_{об}. \quad (22)$$

Підбір опалювальних приладів і побудова графіків регулювання геотермальних систем опалення.

Наведено приклад розрахунку необхідного номінального теплового потоку опалювального приладу геотермальної системи опалення, встановленого в приміщенні.

1. Розрахунковий ступінь спрацювання теплового потенціалу теплоносія визначається за формулою:

$$\tau' = \frac{\tau_г'' - \tau_о''}{\tau_г'' - \tau_п}. \quad (23)$$

Якщо $\tau > 0{,}4$, розрахунок слід проводити за формулою:

$$\varepsilon = \frac{\tau_г'' - \tau_о''}{\tau_о'' - \tau_п}. \quad (24)$$

2. Визначимо розрахункову витрату теплоносія через опалювальний прилад:

$$G_в = \frac{Q}{c \cdot (\tau_т'' - \tau_о'')}.$$

3. З урахуванням отриманих розрахункових значень обираємо тип опалювального приладу і за формулою (6.24) розрахункові навантаження:

$$\phi_{відп} = \frac{t_п - t_{н.ср}}{t_п - t_н}. \quad (25)$$

4. Обчислення розрахункового середньостепеневого температурного напору здійснюється за формулою:

$$\Delta t_{ср} = \left\{\frac{n\cdot\left[(t_г''-t_в)-(t_о''-t_в)\right]}{(t_о''-t_в)^{-n}-(t_г''-t_в)^{-n}}\right\}^{\frac{1}{1,35}}, ^\circ C. \quad (26)$$

5. Визначимо значення $\overline{G_п}$ та $\overline{\Delta t_{ст}}$ за формулами:

$$\overline{G_п} = \frac{G_в}{0,1}, \quad (27)$$

$$\overline{\Delta t_{ст}} = \frac{\Delta t_{ст}}{70}. \quad (28)$$

Номінальний тепловий потік опалювального приладу, який необхідно встановити в приміщенні визначаємо за формулою:

$$Q_н = \frac{Q}{\overline{\Delta t_{ст}}^{1,35}\cdot\overline{G_п}^{p}}, \text{ Вт}. \quad (29)$$

Для побудови графіка кількісного регулювання опалювального навантаження спочатку визначимо величину χ.

На наступному етапі визначаємо показник, що характеризує регулювання опалювального навантаження:

$$\overline{G} = \frac{G}{G'} = \phi\cdot\frac{t_г''-t_в''}{(t_г''-t_в)-(t_о''-t_в)\cdot\phi}, \quad (30)$$

де ϕ – коефіцієнт відпуску теплоти на опалення;

G та G' – поточні та розрахункові витрати теплоносія.

Поточну температуру зворотної води визначаємо за формулою:

$$t_о = t_в + (t_о''-t_в)\cdot\phi, \quad (31)$$

де $t_г^{''}$, $t_o^{''}$ – розрахункові температури гарячої та зворотної води в теплової мережі, °С.

Розрахунок комплексної системи геотермального теплопостачання.

Визначимо основні технічні показники комплексної системи геотермального теплопостачання, що забезпечує опалення теплиці і гаряче водопостачання будівель, які необхідні для техніко-економічних розрахунків.

1. Задаємося розрахунковою температурою води з водогону після теплообмінного апарату:

$$t_{г.в}^{р} = t_o^{'}\text{-}5, \text{°С}. \quad (32)$$

2. Необхідний коефіцієнт ефективності теплообмінного апарату визначимо за формулою:

$$\varepsilon = \frac{t_{г.в}^{р} - t_{вод}}{t_o^{'} - t_{вод}}. \quad (33)$$

3. Робота *KF*, що характеризує конструкцію та розміри теплообмінного апарату визначається за формулою:

$$KF = \frac{c \cdot 10^3 \cdot G_{г.в}}{\frac{G_{г.в}}{G_m^{'}} - 1} \cdot ln \frac{1-\varepsilon}{1-\varepsilon \cdot \frac{G_{г.в}}{G_m^{'}}}. \quad (34)$$

4. Встановлена теплова потужність пікового джерела теплоти:

$$Q_п^{'} = c \cdot 10^3 \cdot G_{г.в} \cdot \left[t_{г.в}^{'}\text{-}t_{вод}\text{-}\varepsilon \cdot (t_o^{'}\text{-}t_{вод})\right], \text{МВт}. \quad (35)$$

Значення коефіцієнта відпуску теплоти, відповідно включенню (відключення) пікового догрівання, визначається згідно формули:

$$\phi_{п} = 1\text{-}\frac{Q'_{п}}{\varepsilon \cdot c \cdot 10^{3} \cdot G_{г.в} \cdot (t'_{т}\text{-}t'_{о})}. \quad (36)$$

5. Температура зовнішнього повітря $t_{з.п}$ визначається за формулою:

$$t_{з.п} = t'_{н} + \frac{Q'_{п} \cdot [t_{в}\text{-}t'_{н}]}{\varepsilon \cdot c \cdot 10^{3} \cdot G_{г.в} \cdot (t'_{т}\text{-}t'_{о})}, °C. \quad (37)$$

У відповідності з даними кліматології (табл. 6.6) визначається тривалість роботи пікового догрівання.

Річне вироблення теплоти для пікового догрівання можна встановити, визначивши площу, яка в даному випадку дорівнює 13320 ГДж/рік. При середньому ККД пікової котельні 0,7 для вироблення цієї кількості теплоти потрібно 2337 т. у.п. В системі з теплонасосної установкою (ТНУ) витрата електроенергії в ТНУ при середньому коефіцієнті перетворення 3,5 складе E = 13320/3,5 = 3806 ГДж/рік.

Таблиця 6.6

Кліматологічні дані річного споживання тепла

Повторюваність температур зовнішнього повітря, °С	***Кількість годин***	***Сумарна кількість спожитого тепла за рік***
–50 і нижче	–	–
–49,9…–45	–	–
–44,9…–40	–	–
–39,9…–35	–	–
–34,9…–30	–	–
–29,0…–25	5	–
–24,9…–20	36	41
–19,9…–15	135	176
–14,9…–10	310	486
–9,9…–5	630	1116
–4,9…0	1156	2272
+0,1…+5	1186	3458
+5,1…+8	694	4132
Усього годин	**4152**	–

Річну витрату геотермального теплоносія можна визначити, встановивши площу, яка побудована на підставі графіка регулювання $G_T(\phi)$ за формулою (6.25).

Кількість видобувних та поглинальних свердловин. Кількість видобувних та поглинальних свердловин визначається за величиною необхідного об'єму геотермальної води та продуктивністю одної свердловини:

$$n = \frac{Q}{Q_c}, \tag{38}$$

де n – число видобувних або поглинальних свердловин;

Q – об'єм необхідного добутку геотермальних вод;

Q_c – розрахункова продуктивність видобувної свердловини.

$$Q_c = \frac{4 \cdot \pi \cdot k \cdot m \cdot S}{ln\frac{2{,}25 \cdot a \cdot t}{r_c^2}}, \tag{39}$$

де S – зниження в свердловині (визначається як різниця між тиском на виході з свердловини та тиском на її заборі);

k – коефіцієнт фільтрації;

m – потужність пласта;

a – коефіцієнт п'єзопровідності;

t – час експлуатації геотерма;

r_c – радіус свердловини.

Під час проведення розрахунків, обов'язково потрібно враховувати, що видобувні свердловини повинні розташовуватися якомога ближче до споживача, а поглинальні — на відстані, щоб не впливати на температурний режим перших.

Розрахунок потужності насоса для закачування теплоносія в поглинаючу свердловину. Потужність насосу складає:

$$N = \frac{\gamma \cdot Q \cdot P}{102 \cdot \eta}, \tag{40}$$

де γ – густина термальної води;

Q – витрати геотермальної води;

η – ККД насосу;

P – тиск на вході в поглинаючу свердловину.

$$P = \frac{Q_{доб}}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot m} \cdot ln \frac{1{,}5\sqrt{a \cdot t}}{r_c}, \quad (41)$$

де $Q_{доб}$ – добові витрати вод, що закачуються в пласт;

k – коефіцієнт фільтрації;

m – потужність пласта;

a – коефіцієнт п'єзопровідності колектора;

t – час роботи свердловини;

r_c – радіус свердловини.

6.8. Стисла характеристика розвитку геотермальної енергетики.

Геотермальна енергетика базується на виробництві електричної та теплової енергії шляхом використання теплової енергії, що міститься в надрах землі.

Геотермальна енергія — це теплова енергія Землі, яка утворюється внаслідок розпаду радіоактивних речовин у земній корі та мантії.

Температура земної кори підвищується вглибину на 2,5…3°С через кожні 100 м (так званий геотермальний градієнт). Так, на глибині 20 км вона становить близько 500°С, на глибині 50 км — близько 700…800°С, а в ядрі Землі — понад 5000°С. У певних місцях, особливо по краях тектонічних плит материків, а також у так званих «гарячих точках», температурний градієнт майже в 10 разів більший, а на глибині 500…1000 м температура порід сягає 300°С. Однак, якщо температура земних порід і не така висока, геотермальних енергоресурсів достатньо.

Усе природне тепло, яке міститься в земній корі, можна розглядати як геотермальні ресурси двох видів: 1) пара, вода, газ; 2) розігріті гірські породи.

Головним джерелом є постійний потік тепла з розжарених надр, що спрямований до поверхні землі. Цього тепла достатньо для постійного нагрівання порід. Підземні води теж дуже нагріваються цим теплом — іноді до температури 371°C. Потрібно зауважити, що геотермальні ресурси не можуть утворитися без достатньої кількості наявних у гірських породах дрібних тріщин та порожнин, так званого геотермального резервуару, у якому вони, власне, і формуються. Розміри резервуару становлять від кількох тисяч кубічних метрів до кількох кубічних кілометрів.

Гідротермальні джерела енергії поділяються на термальні води, пароводяні суміші та природну пару. Для отримання теплоти, акумульованої в надрах землі, її спочатку треба підняти на поверхню. Для цього бурять свердловини і, якщо вода досить гаряча, вона піднімається на поверхню природним чином, за нижчої температури може знадобитися насос.

Геотермальні води — екологічно чисте джерело енергії, що постійно відновлюється. Воно суттєво відрізняється від інших альтернативних джерел енергії тим, що його можна використовувати незалежно від кліматичних умов та пори року.

Потужність геотермальної електроенергетики країн Європейського Союзу дещо збільшилась у 2012 р. (на 0,5%) — до 783 МВт або на 4 МВт більше, ніж у 2011 р.), що контрастує з валовим показником виробництва електроенергії, який зменшився порівняно з 2011 р. (на 2,1%) до 5,8 МВттод у 2012 р.

Енергетичні геотермальні запаси Італії сконцентровано у трьох основних зонах — Лардерелло, Травале-Радікондолі та Монте Аміата. За даними провідної компанії італійської електромережі «Терна», потужність геотермальної енергетики в країні не змінилася з 2010 р. вона стабілізувалася на рівні 728,1 МВт, хоча виробництво дещо скоротилося (на 1,1%) — з 5654 ГВт·тод до 5592 ГВт·тод.

У Португалії для виробництва електроенергії використовують геотермальні ресурси розташовано на архіпелазі вулканічних Азорських островів (о. Сан-Мігель). За даними Генеральної дирекції енергетики та геології, діюча

потужність у цій країні стабілізувалася на рівні 25 МВт. Виробництво електроенергії на базі геотермальних джерел у цій країні суттєво знизилося у зв'язку з витратами на технічне обслуговування і скоротилося на 30,5% порівняно з попередніми роками (до 146 ГВт·тод у 2012 р.).

У Франції більша частина джерел високотемпературної геотермальної енергії розташована на приморській території — у Буянті й Гваделупі. Їх чиста потужність становить 16 МВт. На наступні роки заплановано збільшити їх потужність на 20 МВт. Генеральна дирекція енергетики та клімату встановила обсяг виробництва енергії для цих електростанцій на рівні 51 ГВттод (2012 р.). Електростанція, чиста потужність якої становить 1,5 МВт, функціонує в місцевості Сульц-су-Форе, де використовується геотермальна енергія гарячих сухих порід (петротермальна геотермія).

За даними AGEE-Stat, Робочої групи Міністерства екології зі статистики відновлюваної енергії, чиста встановлена геотермальна потужність у Німеччині зросла у 2012 р. на 4 МВт, оскільки запрацювала електростанція в Інсхаймі. Зараз у країні функціонує чотири геотермальні когенераційні електростанції в Інсхаймі, Ландау, Брухсалі (долина Рейну) та в Унтерхахінгу (Баварія). Таким чином, виробництво геотермальної енергії в Німеччині поступово зростає і у 2012 р. становило 25 ГВт (порівняно з попереднім роком збільшилося на 31,6%). У 2013 р. було введено в експлуатацію ще дві електростанції: в Дюрнхаарі (5,5 МВт) та Кірхштокаху (5,5 МВт). Обидві вони розташовані в Баварії. До того ж номінальна електрична потужність зросла до 23,3 МВт. У Німеччині заплановано суттєво збільшити геотермальну потужність шляхом упровадження привабливого пільгового тарифу — 0,25 Євро/кВттод протягом двадцяти років. Тариф буде зменшено на 5% з 2019 року. Із огляду на це набувають популярності нові проекти, що дають змогу використовувати найкращий тариф, термін дії якого ще не завершився. Упроваджуються близько десяти проектів, загальна потужність яких становить більше 36 МВт, процес розроблення нових проектів продовжуються. За даними Європейської ради геотермальної енергетики, до

кінця 2015 р. геотермальна електрична потужність Німеччини зросте до 60…70 МВт.

За прогнозами Національного плану дій з відновлюваної енергетики країн Європейського Союзу, застосування геотермальної енергії як електричної буде сприяти збільшенню її виробництва в 2025 р. у два рази, тобто вона буде становити 10,9 ТВттод за 1613 МВт установленої потужності. Для досягнення цього показника не лише країни-виробники геотермальної енергії повинні значно збільшити наявні встановлені потужності (в Італії — до 920 МВТ, у Німеччині — до 298 МВт, у Франції — до 80 МВт, у Португалії — до 75 МВт), але й інші країни повинні розвивати власні сектори, наприклад: Греція — 120 МВт, Угорщина — 57 МВт, Іспанія — 50 МВт, Словаччина — 4 МВт. Таких результатів розвитку можна буде досягти внаслідок використання установок подвійного циклу.

Відповідно до опублікованих Національних планів дій з відновлюваної енергетики, до 2025 р. обсяг виробництва енергії на геотермальних установках повинен значно зрости. Очікуваний обсяг виробництва тепла — 2630,7 тис. т. у.п., проміжний у 2015 р. — у 1348,1 тис. т. у.п. Для виконання поставленої мети необхідні значні інвестиції. Із огляду на це набуває актуальності політика стимулювання, що забезпечить пріоритетність геотермального тепла порівняно з викопними джерелами палива. Отже, потрібно працювати на випередження.

Україна має певний потенціал для розвитку геотермальної енергетики. Це зумовлено термогеологічними особливостями рельєфу країни та наявними геотермальними ресурсами.

Визначено шість пріоритетних напрямів розвитку геотермальної енергетики: створення геотермальних станцій для теплопостачання міст, населених пунктів і промислових об’єктів; створення геотермальних електростанцій; створення систем теплопостачання з підземними акумуляторами тепла; створення сушильних установок; створення холодильних установок; створення схем геотермального теплопостачання теплиць.

Проте на сьогодні наукові, геолого-розвідувальні та практичні роботи, що проводяться в Україні стосуються тільки геотермальних ресурсів, зокрема термальних вод. За різними оцінками, економічно-доцільний енергетичний ресурс термальних вод України становить приблизно 8,4 млн т. н.е./р.

Освоєння термальних вод здійснювалося і на тимчасово окупованій території АР Крим, де було споруджено 11 геотермальних циркуляційних систем відповідно до сучасних технологій видобування геотермального тепла землі. Усі геотермальні установки були дослідно-промисловими.

Великі запаси термальних вод виявлено і на території Чернігівської, Полтавської, Харківської, Луганської та Сумської областей. Свердловини, у яких виявлено термальні води у законсервованому стані, надалі можуть бути використані як джерела геотермального тепла.

Під час розрахування можливих обсягів споживання низькотемпературних геотермальних ресурсів у геокліматичних умовах різних регіонів України необхідно враховувати те, що їхня інтенсивна експлуатація може призвести до зниження температури ґрунтового масиву та до їх швидкого виснаження. Необхідно постійно підтримувати такий рівень використання геотермальної енергії, який дав би змогу експлуатувати джерело енергетичних ресурсів без шкоди для навколишнього середовища. Для кожного регіону України встановлено показники певної максимальної інтенсивності видобування геотермальної енергії, яку можна підтримувати тривалий час.

Запитання для самоперевірки

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.

РОЗДІЛ 7
ЕНЕРГІЯ БІОМАСИ

Біомаса є перспективним джерелом відновлюваної енергії як у світі, так і в Україні. Наразі біомаса займає четверте місце у світі за обсягами її енергетичного використання. Протягом останніх років в Україні спостерігається поступове зростання кількості об'єктів та встановленої потужності для виробництва теплової та електричної енергії з біомаси. Сталий розвиток біоенергетики дає можливість зменшити залежність України від дорогих імпортованих енергоносіїв та забезпечити ефективне використання місцевого ресурсного потенціалу. Перехід на використання біомаси для енергетичних потреб сприятиме розвитку місцевої економіки регіонів за рахунок надходження податків та зборів, а на державному рівні приведе до покращення торгівельно-платіжного балансу країни через зменшення обсягів імпорту енергоносіїв. Соціальний вплив очікується завдяки створенню нових робочих місць, зниженню тарифів на теплову енергію та покращення надійності теплопостачання. Велика кількість успішних проектів, що вже впроваджені, економічна доцільність, державна підтримка та сприяння розвитку біоенергетики стимулюють інвесторів та фінансові організації до реалізації нових біоенергетичних проектів в Україні.

Однією з головних переваг енергетичного використання біомаси є її мультиваріантність як за технологіями перетворення енергії, так і за способами її кінцевого використання. Біомасу можна використовувати з енергетичною метою шляхом безпосереднього спалювання (дрова, тріска, тюки соломи, гранули та брикети з біомаси), а також застосовувати у переробленому вигляді. Прикладом останнього є рідкі біопалива (біодизель, біоетанол, рідкі продукти піролізу) та газоподібні біопалива (біогаз, газоподібні продукти газифікації та піролізу). Конверсія (перетворення) біомаси в інші види енергоносіїв або у кінцеву теплову чи електричну енергію може відбуватись фізичними, хімічними та біохімічними методами.

Слід зазначити, що ряд технологій перетворення енергії біомаси вже є комерційними та широко апробованими. Це, наприклад, пряме спалювання лігноцелюлозної біомаси, переетерифікація олій та жирів (виробництво біодизелю), ферментація цукро- та крохмалевмісної сировини (виробництво біоетанолу), метанове бродіння гною, посліду, силосу кукурудзи та жому (виробництво біогазу). Газифікація та піроліз лігноцелюлозної біомаси знаходяться ще на демонстраційному рівні. Ряд інших технологій, наприклад, виробництво біоетанолу та біодизелю другого покоління з лігноцелюлозної сировини чи виробництво біодизелю з мікроводоростей, знаходяться на різних етапах розвитку та можуть зайняти свою комерційну нішу в майбутньому.

Біомаса та біопаливо можуть заміщати традиційне паливо і енергоносії у виробництві теплової та електричної енергії, а також на транспорті. Роль біоенергетики у секторі виробництва теплової енергії є особливо важливою, оскільки біомаса може напряму заміщати природний газ та вугілля. Щодо сектору електроенергії, треба зазначити, що на відміну від енергії сонця та вітру, виробництво електроенергії з біомаси є стабільним, і більш того — електрогенеруючі потужності на біомасі можуть приймати участь у балансуючому ринку електроенергії України.

Біоенергетика відіграє важливу роль у скороченні викидів парникових газів, що є особливо актуальним у зв’язку з проблемою глобального потепління та зміни клімату. Біомаса є CO_2-нейтральним паливом, оскільки в процесі росту рослини поглинають такий же об’єм діоксиду вуглецю, який потім виділяється при спалюванні відповідного виду біомаси. Якщо розглядати повний цикл виробництва та підготовки біомаси до енергетичного використання, то він пов'язаний з певними витратами енергії та викидами парникових газів, але ці викиди значно нижчі в порівнянні з викидами від використання викопного палива (вугілля, нафти та природного газу). Особливо ця різниця помітна під час виробництва теплової та електричної енергії.

Україна має міжнародні зобов’язання по скороченню викидів парникових газів (ПГ) згідно Паризької кліматичної угоди 2015 року — виконання так званих

«національно визначених внесків». Наразі це зобов'язання по зниженню складає 40% у 2030 р. відносно рівня викидів ПГ 1990 р., але протягом найближчих років може значно зрости — до близько 70% у 2050 р. відносно рівня викидів ПГ 1990 р. Для виконання цієї мети Україна повинна перейти на низьковуглецеву економіку, суттєво скоротити споживання викопних палив, активно розвивати енергоефективність і впроваджувати відновлювані джерела енергії (ВДЕ). За попередніми експертними оцінками, частка ВДЕ в енергетичному секторі України у 2050 році може досягти 65%, з яких більше половини — за рахунок біоенергетики. Таким чином, біоенергетика суттєво впливає на декарбонізацію енергетики та скорочення викидів парникових газів.

7.1. Біомаса, види та основні характеристики.

В законодавстві України визначення біомаси як сировини для енергетичного використання міститься в Законі України «Про альтернативні види палива»: біомаса — невикопна біологічно відновлювана речовина органічного походження, здатна до біологічного розкладу, у вигляді продуктів, відходів та залишків лісового та сільського господарства (рослинництва і тваринництва), рибного господарства і технологічно пов'язаних з ними галузей промисловості, а також складова промислових або побутових відходів, здатна до біологічного розкладу. На такому визначенні біомаси базується формулювання поняття біологічних видів палива (біопалива): тверде, рідке та газоподібне паливо, що виготовлене з біологічно відновлюваної сировини (біомаси), яке може використовуватися як паливо або компонент інших видів палива.

Основою біомаси є органічні сполуки вуглецю, які під час спалювання, в процесі з'єднання з киснем, виділяють тепло. Початкова енергія системи біомаса – кисень виникає під дією сонячного випромінювання в процесі фотосинтезу, що є природним варіантом перетворення сонячної енергії.

За допомогою хімічних або біохімічних процесів біомаса може бути трансформована в інші види палива або в кінцеву енергію. Під час спалювання біомаси або її похідних продуктів, органічний вуглець, що міститься в ній, та

кисень з атмосфери вступають в реакцію з утворенням двоокису вуглецю та води. Процес є циклічним, тому що двоокис вуглецю, який виділився при спалюванні, може приймати участь у виробництві нової біомаси. Таким чином біомаса є відновлюваним джерелом енергії.

Джерелом біомаси та її похідних продуктів для енергетичного використання можуть бути відходи та побічні продукти сільського господарства (рослинництва, тваринництва), харчової та переробної промисловості, відходи домашнього та комунального господарства; деревина лісів та лісонасаджень, відходи їх переробки; продукти водних середовищ; енергетичні культури (верба, тополя, міскантус, просо, сорго та ін.)

Виділяють три групи сільськогосподарської біомаси (рис. 7.1): первинну, яка є побічним продуктом рослинництва (солома, стебла соняшника та кукурудзи, тощо); вторинну, яка отримана при переробленні основної сільськогосподарської продукції (жом, макуха, лушпиння, шкаралупа, кострица і т.п.); гній.

Первинна сільськогосподарська біомаса

солома

стебла кукурудзи

стебла соняшника

Вторинна сільськогосподарська біомаса

лушпиння соняшника

лушпиння рису

макуха ріпаку

Рисунок 7.1. Види первинної та вторинної сільськогосподарської біомаси

До основних фізичних та енергетичних характеристик паливної сировини відносять вологість та зольність, нижчу теплоту згорання, насипну щільність, розмір часток та температуру плавлення попелу (табл. 7.1).

Таблиця 7.1

Паливні характеристики біомаси

Показники	***Міскантус***	***Верба***	***Тополя***	***Солома***	***Деревна тріска***
Вологість при збиранні, %	15…23	40…53	50…55	8…15	35…55
Насипна щільність, кг/м^3	200…220	220…300	220…300	100…180	240…350
Нижча теплота згорання, $Q_{рн}$, МДж/кг	14…10	10…8		15…13,5	12…8
Елементний склад, %:	-	-	-	-	-
C	38…50				
H	4,5…6				
Cl	0,04	0,02…0,03	0,03…0,04	0,14…0,97	0,02
N*	0,16…1,37	0,5…1,0	0,77…0,9	0,4…0,6	0,3
S	0,28	0,03…0,34	0,03…0,2	0,05…0,2	0,05
Зольність, %	2,3…3,7	1,5…2	0,5…1,9	2…8	0,5…1,5
Температура плавлення попелу, °C	1250…1385	>1500	1160…1500	850…1050	1000…1400

*Вміст залежить від об’єму внесених добрив.

7.2. Світовий досвід енергетичного використання біомаси.

Біоенергетика сьогодні впевнено відіграє роль одного з важливих секторів світової енергетики, забезпечуючи 70% всього обсягу споживання відновлюваної енергії. За даними 2017 р., використання біомаси для енергетичних потреб становить 1112 млн. т н.е./рік, з яких 86% — тверда біомаса, 7% — рідкі біопалива, 3% — тверді побутові відходи, решта — біогаз та промислові відходи (по 2% кожне). Частка біомаси складає 9,5% у загальному постачанні первинної енергії і 13% — у валовому кінцевому споживанні енергії у світі (рис. 7.2). За окремими секторами внесок біоенергетики (відсоток) і відповідне споживання біопалив становить (2017 р.): 22% (820 млн. т н.е.) у споживанні теплової енергії; 2,3% (156 млн. т н.е.) у виробництві електроенергії; 3% (70 млн. т н.е.) у секторі транспорту.

Наразі основним джерелом виробництва біопалива і енергії з біомаси у світі є деревна біомаса — на частку дров, тріски, пелет та деревного вугілля припадає більше 85% загального обсягу споживання біомаси для енергетичних потреб. Перспективним напрямком розвитку біоенергетики та збільшення обсягів енергетичного використання біомаси вважається залучення сільськогосподарських залишків до паливно-енергетичного балансу країн. Сьогодні з біомаси аграрного походження виробляється лише 3% загального обсягу біоенергії, але за оцінками фахівців, потенціал біомаси цього виду складає від 356 до 1646 млн. т н.е./рік, що може забезпечити 3…14% загального постачання первинної енергії у світі.

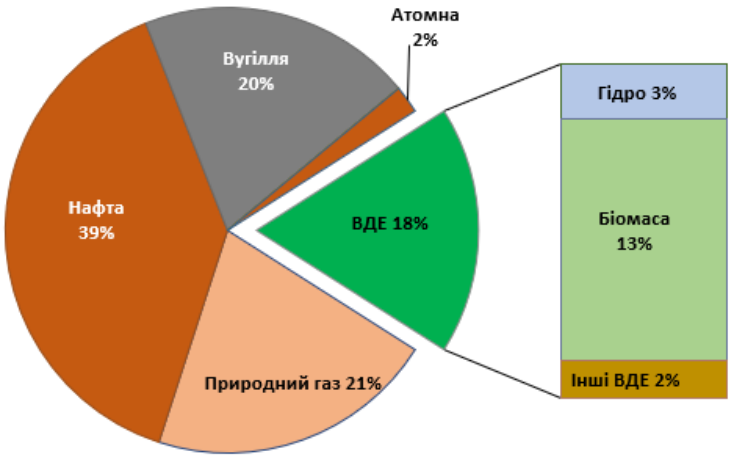


Рисунок 7.2. Структура валового кінцевого споживання енергії у світі

Збільшуються також обсяги виробництва рідких біопалив, біогазу та пелет з біомаси. У 2017 р. у світі було вироблено 138 млрд. л рідких біопалив, 61,7 млрд. м^3 біогазу і 33,1 млн. т пелет, що, відповідно, у 1,3, 1,6 і 2,3 разів більше від показників 2010 р. Серед рідких біопалив переважає біоетанол з кукурудзи та цукрової тростини (62% загального обсягу), основними виробниками якого є США та Бразилія. Більше половини загального обсягу біогазу та пелет з біомаси виробляється в Європі.

Європейський Союз є потужним виробником та споживачем відновлюваної енергії, який успішно рухається у бік виконання мети 2025 року по частці ВДЕ у валовому кінцевому енергоспоживанні більше 20%. За даними Eurostat, у

2017 році цей показник вже досяг 17,5%, з яких більше половини припадає на біомасу. Валове внутрішнє споживання біомаси в ЄС складає 144 млн. т н.е./рік, що еквівалентно 13,6% загального кінцевого споживання енергії. У структурі цієї біомаси майже 70% — тверда біомаса, 11,7% — біогаз, 11,4% — рідкі біопалива, решта — відновлювана частина ТПВ. Наразі основним видом біомаси, з якого виробляється енергія в ЄС, є лісова деревина (69,4% загального обсягу споживання біомаси у 2017 р.), тоді як внесок агробіомаси (сільськогосподарських залишків та енергетичних культур) є відносно невеликим — 18%, або 26 млн. т н.е. (рис. 7.3).

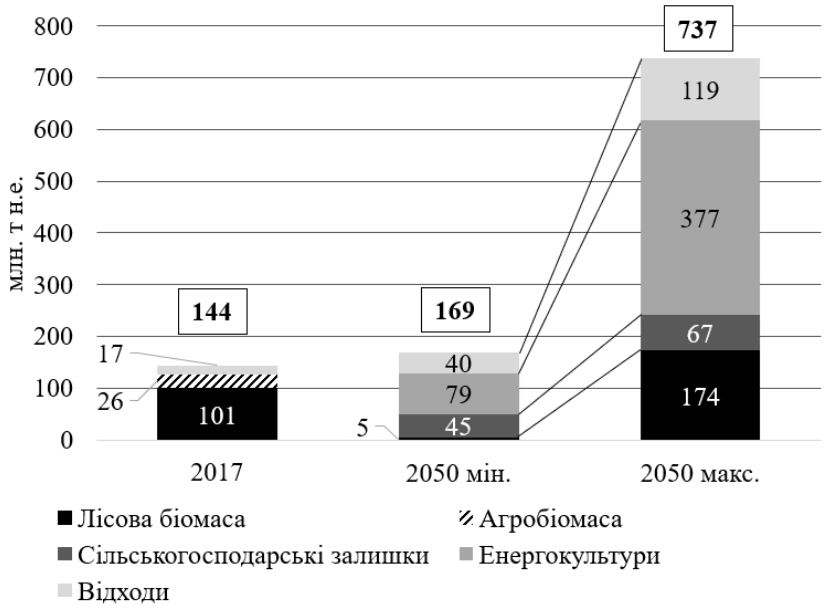


Рисунок 7.3. Валове внутрішнє споживання біомаси та оцінка енергетичного потенціалу біомаси в ЄС

За окремими секторами внесок біоенергетики (відсоток) та відповідний обсяг споживання біопалив наступний (2017 р.): споживання теплової енергії — 16,9% (88,5 млн. т н.е., у т.ч. 81 млн. т н.е. — тверда біомаса); виробництво електроенергії — 5,6% (47,2 млн. т н.е., у т.ч. 25 млн. т н.е. – тверда біомаса, 12,6 млн. т н.е. — біогаз); використання у секторі транспорту — 4,6% (14,9 млн. т н.е., у т.ч. 12 млн. т н.е. — біодизель, 2,8 млн. т н.е. — біоетанол).

Стійкою тенденцією є збільшення обсягів виробництва енергії з агробіомаси, що підтримується на загальноєвропейському рівні. За оцінками спеціалістів, у довгостроковій перспективі енергетичний потенціал біомаси ЄС становитиме від 169 до 737 млн. т н.е./рік, причому основною складовою потенціалу буде агробіомаса, до якої відносять сільськогосподарські залишки та енергетичні культури. Найбільш ймовірним вважається досягнення середнього рівня потенціалу – 406 млн. т н.е./рік, що становить близько 24% загального споживання енергії в ЄС у 2017 році.

Нова версія Директиви ЄС 2018 року щодо сприяння використання відновлюваної енергії (Директива ЄС 2018/2001, або Директива RED II). Основні обов'язкові цілі, поставлені Директивою до 2030 року, наступні: щонайменше 32% ВДЕ у валовому кінцевому споживанні енергії ЄС і 14% відновлюваної енергії у секторі транспорту. При цьому поняття відновлюваної енергії на транспорті включає рідкі біопалива (у т.ч. другого покоління), біогаз, електроенергію з ВДЕ, а також відновлювані рідкі та газоподібні палива небіологічного походження.

Для виконання цілі Директиви RED II — 3,5% біопалив другого покоління на транспорті у 2030 р — країни-члени ЄС прикладають значні зусилля по розширенню виробництва біоетанолу з лігноцелюлозної сировини. Так, в Фінляндії у 2018 р. було запущено завод з виробництва біоетанолу з тирси річною потужністю 10 млн. л із планами її збільшення до 50 млн. л. Ще один завод потужністю 50 млн. л/рік має бути запущений в Фінляндії найближчим часом. Крім того, існують плани по реалізації проектів з виробництва біоетанолу з соломи в Словаччині та Румунії, кожний — по 65 млн. л/рік.

Також розвивається виробництво дизельного біопалива другого покоління. Наприклад, в Італії у 2019 р. запущено завод по виробництву гідрогенізованої рослинної олії (HVO) — сучасного виду біопалива для дизельних двигунів, що отримується шляхом гідроочищення олій та жирів. На заводі заплановано повністю перейти на сировину, що відповідає біопаливам другого покоління (використана харчова олія, тваринний жир, побічні продукти переробки

рослинної олії, водорості). Виробнича потужність складатиме до 750 тис. т/рік по сировині.

7.3. Місце біоенергетики в паливно-енергетичному комплексі України

В Україні спостерігається стала тенденція збільшення обсягів виробництва енергії з біомаси, що свідчить про зростання ролі біоенергетики у паливно-енергетичному комплексі країни. За даними Енергетичного балансу України за 2018 рік, виробництво біопалива та відходів становить 3726 тис. т н.е., а загальне постачання первинної енергії з них — 3195 тис. т н.е. Частка біопалива у ЗППЕ складає 3,4%, частка всіх ВДЕ — 4,6% (2018 р.) (рис. 7.4). З урахуванням даних енергетичних балансів України за 2010…2018 рр., ріст сектору біоенергетики в Україні становить в середньому 39% на рік за показником «виробництво біопалива та відходів» і 31% на рік — за показником «загальне постачання первинної енергії з біопалива та відходів» (рис. 7.5).

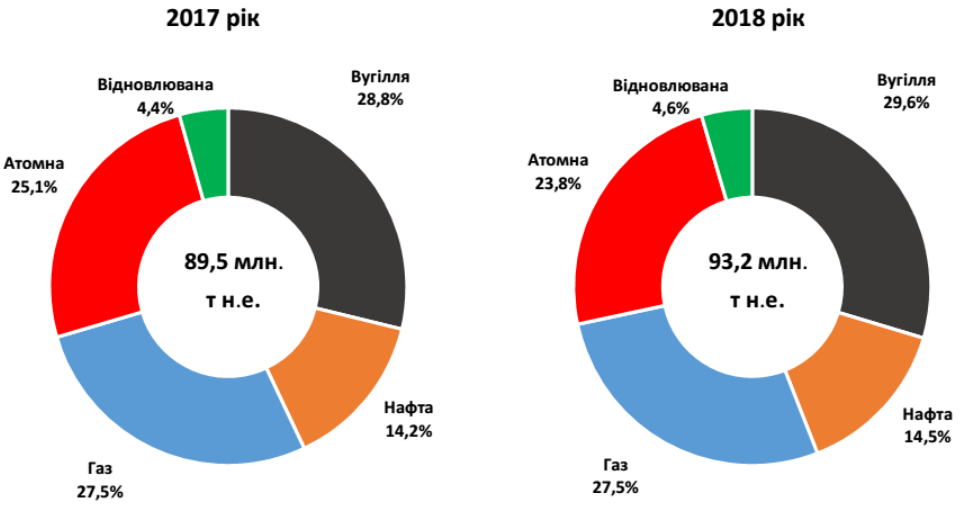


Рисунок 7.4. Розподіл джерел енергії в загальному постачанні первинної енергії в Україні

За даними Держстату, у 2018 р. 29,6% генеруючих підприємств (установок) з виробництва електроенергії та теплоенергії працювали на біопаливі (у 2017 р. — 27,1%). Зазначеними об'єктами генерації у 2018 р. відпущено електричної

енергії 287,5 млн. кВт·год, що складає 0,2% від загальних обсягів (у 2017 р. також 0,2%), теплової енергії — 7636,7 тис. Гкал (7,8% проти 6,9% у 2017 р.).

Частка біопалива у загальному виробництві теплової енергії з ВДЕ складає більше 90%, у виробництві електроенергії — 2,1% (2018 р.) (рис. 7.5).

Основні середньострокові цілі з розвитку сектору біоенергетики в Україні представлено в Енергетичній стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», яка прийнята у 2017 році. Згідно Енергетичної стратегії, внесок біомаси, біопалива та відходів у загальне постачання первинної енергії у 2035 році має становити 11 млн. т н.е. (табл. 7.2), що складає 11,5% ЗППЕ.

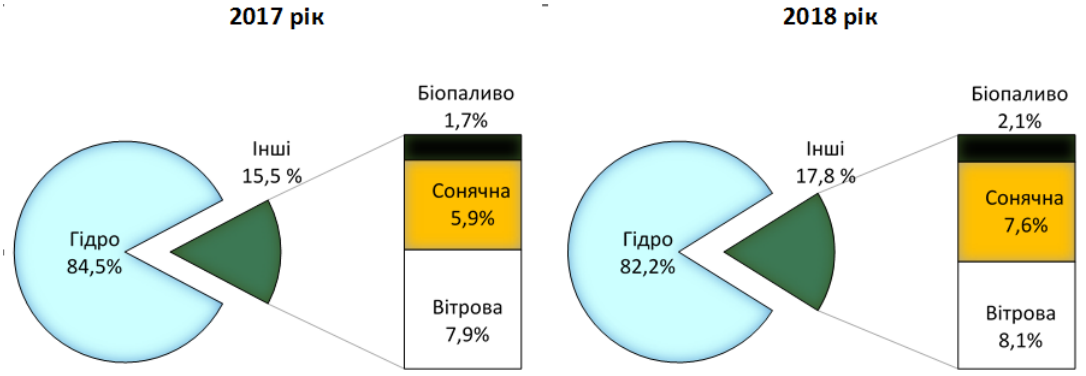


Рисунок 7.5. Структура виробництва електроенергії з ВДЕ в Україні

Таблиця 7.2

Структура загального постачання первинної енергії України

Найменування джерел	***2015 (факт)***	***2020 (факт)***	***2025 (прогноз)***	***2030 (прогноз)***	***2035 (прогноз)***
Вугілля	27,3	18	14	13	12
Природний газ	26,1	24,3	27	28	29
Нафтопродукти	10,5	9,5	8	7,5	7
Атомна енергія	23	24	28	27	24
Біомаса, біопаливо та відходи	2,1	4	6	8	11
Сонячна та вітрова енергія	0,1	1	2	5	10
ГЕС	0,5	1	1	1	1
Термальна енергія	0,5	0,5	1	1,5	2
ВСЬОГО, млн. т н.е.	**90,1**	**82,3**	**87**	**91**	**96**

В Стратегії зазначено, що в Україні «зростатиме частка сектору електроенергетичної галузі, який використовує тверду біомасу та біогаз як енергоресурс, що зумовлюватиметься як відносною сталістю виробництва (за наявності ресурсної бази), так і тенденцією до формування локальних генеруючих потужностей. Перевага віддаватиметься одночасному виробництву теплової та електричної енергії в когенераційних установках і заміщенню вуглеводневих видів палива». Також планується, що частка місцевих альтернативних видів палива в місцевих паливно-енергетичних балансах збільшиться до 20% у 2035 році.

Зазвичай біоенергетика відіграє найважливішу роль у секторі виробництва теплової енергії і робить найбільший внесок серед всіх відновлюваних джерел енергії. Тому важливою для розвитку біоенергетики є мета, яка поставлена в Концепції реалізації державної політики у сфері теплопостачання — збільшення частки використання альтернативних джерел енергії у виробництві теплової енергії до 40% у 2035 році.

7.4. Законодавча база розвитку біоенергетики в Україні.

Законодавчу основу розвитку сектору біоенергетики України складають Закон України «Про альтернативні джерела енергії», Закон України «Про альтернативні види палива», Закон України «Про теплопостачання» та деякі інші законодавчі та підзаконні нормативно-правові акти.

Закони України «Про альтернативні джерела енергії» дає визначення базових понять сектору відновлюваної енергетики, містить правила встановлення та застосування «зеленого» тарифу на електроенергію, вироблену з альтернативних джерел енергії, а також правила проведення аукціонів з розподілу квоти підтримки у виробництві електроенергії з АДЕ відповідним суб’єктам господарювання. Згідно Закону, енергія біомаси та біогазу належить до відновлюваних джерел енергії, які, в свою чергу, є складовою альтернативних джерел енергії.

«Зелений» тариф на електроенергію, що вироблена з альтернативних джерел енергії, встановлюється Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. «Зелений» тариф діє до кінця 2029 року, і становить 12,39 євро-центів/кВт·год (без ПДВ) для електроенергії, яка отримана з біомаси та біогазу. За дотримання рівня використання суб'єктом господарювання на відповідному об'єкті електроенергетики обладнання українського виробництва встановлюється надбавка у розмірі 5% до «зеленого» тарифу при частці обладнання українського виробництва від 30…50% і 10% до «зеленого» тарифу при цій частці більше 50%.

У 2019 році до Закону України «Про альтернативні джерела енергії» було внесено суттєві зміни стосовно введення системи аукціонів з розподілу квоти підтримки у виробництві електроенергії з АДЕ. Підтримка виробників електричної енергії з альтернативних джерел, які набули це право за результатами аукціону, здійснюється шляхом гарантування викупу всього обсягу електричної енергії, відпущеної такими виробниками, за аукціонною ціною з урахуванням надбавки за дотримання рівня використання обладнання українського виробництва. Згідно із зазначеним Законом, виробники електроенергії з біомаси/біогазу можуть брати участь в аукціонах на добровільних засадах. Річна квота підтримки розподіляється на частки за окремими альтернативними джерелами енергії і для виробників електроенергії з біомаси/біогазу, а також інших видів альтернативних джерел енергії, окрім енергії сонця та вітру, складає не менше 15%. Відповідно до зазначеного Закону, аукціони з розподілу річних квот підтримки запроваджуються з 01.07.2019 та проводяться по 31.12.2029 року двічі на рік, не пізніше 1 квітня та 1 жовтня кожного року. Строк надання підтримки становить 20 років з початку відпуску електричної енергії в мережу.

Іншим механізмом підтримки розвитку сектору біоенергетики в Україні є стимулюючий тариф на теплову енергію з альтернативних джерел енергії, що введений у 2017 році і передбачений у Законі України «Про теплопостачання». Тарифи на теплову енергію з АДЕ для потреб населення, бюджетних установ та

організацій встановлюються на рівні 90% діючого для суб'єкта господарювання тарифу на теплову енергію, яка вироблена з використанням природного газу, для потреб відповідної категорії споживачів. У разі відсутності для суб'єкта господарювання встановленого тарифу на теплову енергію з природного газу, тарифи на теплову енергію встановлюються на рівні 90% середньозваженого тарифу на теплову енергію, вироблену з використанням природного газу, для потреб відповідної категорії споживачів.

Розрахунок цього середньозваженого тарифу здійснюється за адміністративно-територіальними одиницями Державним агентством з енергоефективності та енергозбереження України у порядку, що встановлено Кабінетом Міністрів України. Це агенство до 25 числа останнього місяця кожного кварталу, розраховує та оприлюднює на своєму офіційному веб-сайті середньозважені тарифи на теплову енергію, що вироблена з використанням природного газу, для потреб населення, бюджетних установ та організацій, а також тарифи на її транспортування та постачання. Тарифи на теплову енергію з АДЕ для потреб населення, бюджетних установ та організацій встановлюються органами місцевого самоврядування.

Закон України «Про альтернативні види палива» містить визначення термінів альтернативні види палива, відходи, біомаса, біогаз, біопаливо та інших базових термінів сектору альтернативної енергетики і біоенергетики. Згідно зазначеного Закону, всі види біопалива належать до альтернативних видів палива.

У 2019 році було розроблено та зареєстровано у Верховній Раді України проект закону, який вносить важливі зміни та доповнення до закону «Про альтернативні види палива». Зокрема, це стосується встановлення обов'язкової частки рідкого біопалива (біокомпонентів) у загальному річному обсязі продажу на митній території України бензинів за виключенням бензинів, що поставляються для потреб Міністерства оборони, Державного резерву та створення мінімальних запасів нафти та нафтопродуктів: з 1 січня 2021 року – не менш як 3,4 відсотків (енергетичних); з 1 січня 2023 року – не менш як 4,8

відсотків (енергетичних); з 1 січня 2025 року – не менш як 6,9 відсотків (енергетичних).

Крім того, рідкі біопалива (біокомпоненти), що враховуються для дотримання обов'язкової частки їх вмісту у загальному річному обсязі продажу палив моторних на митній території України, з 1 січня 2022 року повинні відповідати критеріям сталості. Критерії сталості — вимоги, яким повинні відповідати рідке паливо з біомаси, а також біогаз, призначений для використання в галузі транспорту, зокрема, показники скорочення обсягів викидів парникових газів від використання зазначених видів біопалива та заборони використання окремих земельних ділянок для отримання сировини, необхідної для виробництва таких видів біопалива.

7.5. Енергетичний потенціал біомаси в Україні та його використання.

Однією з важливих передумов успішного розвитку біоенергетики у будь-якій країні є наявність достатніх ресурсів біомаси. За даними 2018 року Україна має великий потенціал біомаси, що доступна для виробництва енергії — загалом майже 23 млн. т н.е./рік (табл. 7.3).

Основними складовими енергетичного потенціалу біомаси є відходи та побічні продукти сільського господарства, або сільськогосподарські залишки (10,1 млн. т н.е./рік, або 44% загального потенціалу), і енергетичні культури (7,5 млн. т н.е./рік, 32%), що разом визначається терміном агробіомаса. При цьому найбільші частки потенціалу сільськогосподарських залишків припадають на побічну продукцію та відходи виробництва зернової кукурудзи, або кукурудзиння (35%), і солому зернових колосових культур (33%) (рис. 7.6).

Незважаючи на певні коливання, обсяги біомаси аграрного походження в Україні майже щорічно збільшуються завдяки загальній тенденції росту виробництва та врожайності основних сільськогосподарських культур. У 2018 р. в країні було зібрано рекордний урожай кукурудзи на зерно (35,8 млн. т), який перевищив сумарний урожай інших зернових культур (34,3 млн. т).

За період з 2000 року енергетичний потенціал соломи зернових колосових культур, побічної продукції та відходів виробництва кукурудзи на зерно та соняшника збільшився у три рази — з 2,76 млн. т н.е. у 2000 р. до 8,46 млн. т н.е. у 2018 р. (табл. 7.4).

Таблиця 7.3

Енергетичний потенціал біомаси в Україні (2018 р.)

Вид біомаси	***Теоретичний потенціал, млн. т***	***Потенціал, доступний для енергетики***	
		Частка теоретичного потенціалу, %	***млн. т н.е.***
Солома зернових культур	32,8	30	3,36
Солома ріпаку	4,9	40	0,68
Побічні продукти виробництва кукурудзи на зерно (стебла, стрижні)	46,5	40	3,56
Побічні продукти виробництва соняшника (стебла, корзинки)	26,9	40	1,54
Вторинні відходи сільського господарства (лушпиння соняшника)	2,4	100	1,00
Деревна біомаса (дрова, порубкові залишки, відходи деревообробки)	8,8	96	2,06
Деревна біомаса (сухостій, деревина із захисних лісосмуг, відходи ОВБСН)	8,8	45	1,02
Біодизель (з ріпаку)	-	-	0,39
Біоетанол (з кукурудзи і цукрових буряків)	-	-	0,82
Біогаз з відходів та побічної продукції АПК	1,6 млрд $м^3$ СН4	50	0,68
Біогаз з полігонів ТПВ	0,6 млрд $м^3$ СН4	34	0,18
Біогаз зі стічних вод (промислових та комунальних)	1,0 млрд $м^3$ СН4	23	0,19
Енергетичні культури:			
- верба, тополя, міскантус*	11,5	100	4,88
- кукурудза (на біогаз)*	3,0 млрд $м^3$ СН4	100	2,57
Всього	-	-	22,93

*За умови вирощування на 1 млн. га незадіяних сільськогосподарських земель.

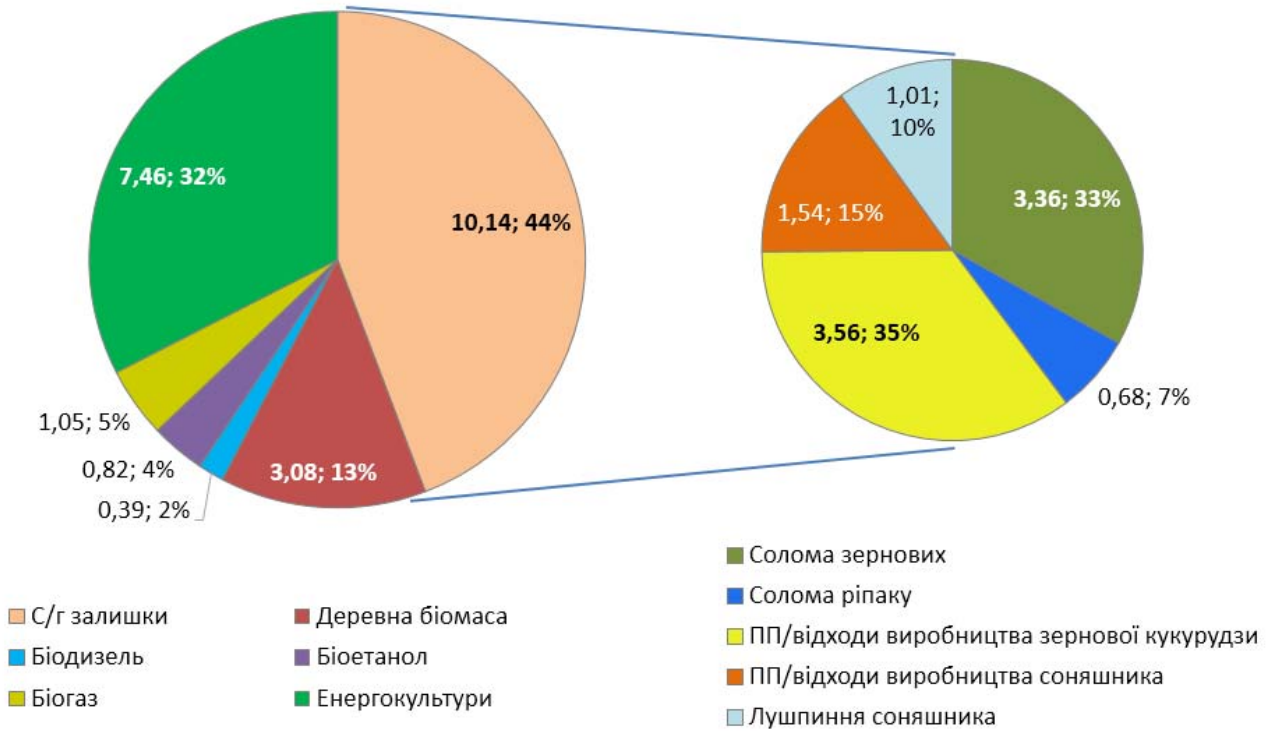


Рисунок 7.6. Складові енергетичного потенціалу біомаси в Україні

Таблиця 7.4

Динаміка виробництва зернових культур і соняшника в Україні та енергетичний потенціал відповідних побічних продуктів та відходів

Сільськогосподарські культури, показники	***2000***	***2005***	***2010***	***2014***	***2016***	***2018***
Зернові (без кукурудзи):						
▪ валовий збір, млн. т	20,7	30,8	27,4	35,3	38,0	34,3
▪ врожайність (пшениця), ц/га	19,8	28,5	26,8	40,1	42,1	37,3
▪ енергетичний потенціал ПП/відходів, млн. т н.е.	2,00	3,02	2,66	3,49	3,70	3,36
Кукурудза на зерно:						
▪ валовий збір, млн. т	3,8	7,2	11,9	28,5	28,1	35,8
▪ врожайність, ц/га	30,1	43,2	45,1	61,6	66,0	78,4
▪ енергетичний потенціал ПП/відходів, млн. т н.е.	0,38	0,71	1,19	2,83	2,79	3,56
Соняшник:						
▪ валовий збір, млн. т	3,5	4,7	6,8	10,1	13,6	14,2
▪ врожайність, ц/га	12,2	12,8	15,0	19,4	22,4	23,0
▪ енергетичний потенціал ПП/відходів, млн. т н.е.	0,38	0,51	0,74	1,10	1,48	1,54
Всього: енергетичний потенціал ПП/відходів с/г, млн. т н.е.	**2,76**	**4,24**	**4,59**	**7,42**	**7,97**	**8,46**

Внесок деревної біомаси до енергетичного потенціалу біомаси в Україні є відносно невеликим і становить близько 3,1 млн. т н.е./рік, або 13% від

загального потенціалу. Деревну біомасу для потреб енергетики можна умовно розділити на таку, що походить із традиційних джерел (дрова, порубкові залишки, відходи деревообробки) та із додаткових джерел (сухостій, деревина від реконструкції і відновлення полезахисних та інших захисних лісосмуг, відходи від обрізки та викорчовування фруктових садів та виноградників).

Решта складових енергетичного потенціалу біомаси в Україні, на які разом припадає близько 10%, являють собою рідкі біопалива (біодизель, біоетанол) та біогаз, що отриманий з різних видів сировини (відходів та побічної продукції АПК, промислових та комунальних стічних вод, твердих побутових відходів).

Ситуація з реальним споживанням біомаси для виробництва енергії та біопалив в Україні фактично є протилежною структурі потенціалу. Наразі найбільш активно використовується деревна біомаса, а застосування потенціалу відходів та побічних продуктів аграрного походження залишається на низькому рівні. Із різних видів агробіомаси, для потреб енергетики України достатньо активно використовується лише лушпиння соняшника — близько 70% його потенціалу. Виробництво енергії/біопалив з соломи знаходиться на рівні 4% наявного потенціалу. Існують поодинокі приклади енергетичного використання кукурудзиння, тоді як приклади виробництва енергії зі стебел або кошиків соняшника авторам наразі невідомі. В середньому, енергетичний потенціал біомаси України використовується на 11% (табл. 7.5).

Широкому розвитку енергетичного використання побічних продуктів та відходів сільського господарства в Україні перешкоджає низка бар’єрів. Серед них найбільш вагомими є відсутність у агровиробників техніки для заготівлі відповідних видів біомаси, складність організації ланцюжка заготівля – поставка, загальна нерозвиненість ринку біопалива (відсутність біопаливної біржі) та деякі інші.

Широкому розвитку енергетичного використання побічних продуктів та відходів сільського господарства в Україні перешкоджає низка бар’єрів. Серед них найбільш вагомими є відсутність у агровиробників техніки для заготівлі відповідних видів біомаси, складність організації ланцюжка

заготівля – поставка, загальна нерозвиненість ринку біопалива (відсутність біопаливної біржі) та деякі інші.

Таблиця 7.5

Використання енергетичного потенціалу біомаси України

Вид біомаси та напрямок використання	***Потенціал, доступний для енергетики, тис. т***	***Обсяг, що вже використовується для потреб енергетики****		***Частка використання від загального потенціалу, %***
		тис. т	***тис. т н.е.***	
Солома зернових/ріпаку:	11816	471	163,8	4,0
- спалювання (тюки)		300	102,4	2,5
- виробництво та спалювання пелет		155	55,5	1,3
- виробництво та експорт пелет		0,97	0,35	0,01
- виробництво та спалювання брикетів		15	5,5	0,1
Побічні продукти виробництва кукурудзи на зерно (стебла, стрижні)	18616	15	5,0	0,1
Побічні продукти виробництва соняшника (стебла, корзинки)	10765	0	0	0,0
Деревна біомаса:	12332	10203	2814	82,7
- спалювання (дрова)		7190	1887,7	58,3
- спалювання (тріска)		934	226,4	7,6
- експорт дров/тріски		999	262,3	8,1
- виробництво та спалювання пелет		250	101,5	2,0
- виробництво та експорт пелет		397	160,9	3,2
- виробництво та спалювання брикетів		170	69,0	1,4
- експорт брикетів і відходів		262	106,3	2,1
Лушпиння соняшника:	2403	1683	702,7	70,0
- спалювання		1057	441,5	44,0
- виробництво та спалювання пелет		300	125,3	12,5
- виробництво та експорт пелет		226	94,2	9,4
- виробництво та спалювання брикетів		100	41,8	4,2
Жом цукрового буряку (W13%)	4410	300	15,3	6,8
Силос кукурудзи (зелений)**	27000	30	3,8	0,11
Гній тваринництва та послід птахівництва	30020	400	15,4	1,3
Всього	***117362***	***13101***	***3767***	***в середньому: 11%***

*З урахуванням експорту. Експертна оцінка авторів.

**За умови вирощування на 1 млн. га незадіяних сільськогосподарських земель.

Оцінку та прогноз авторів щодо структури споживання твердих біопалив в Україні до 2035 року представлено на рис. 7.7.

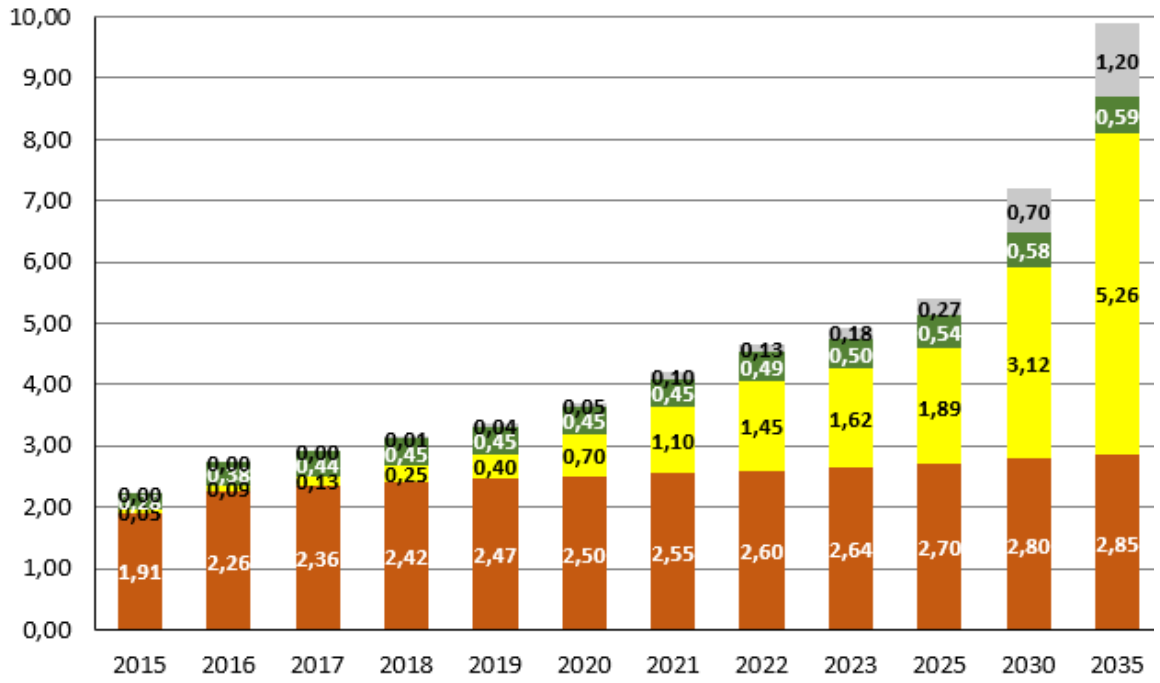


Рисунок 7.7. Оцінка та прогноз структури споживання твердих біопалив в Україні

Цей прогноз враховує необхідність пріоритетного використання агробіомаси та є узгодженим з величиною та структурою енергетичного потенціалу біомаси, а також метою Енергетичної стратегії України — 11 млн. т н.е. з біомаси, біопалив та відходів у ЗППЕ у 2035 році.

7.6. Техніко-економічні аспекти технологій виробництва енергії з біомаси.

Виробництво теплової енергії

Розглянемо два сценарії:

1. Реконструкція індивідуальної опалювальної котельні встановленою потужністю 500 кВт з котлами вітчизняного виробництва та ручним завантаженням дров. В котлах застосована технологія спалювання палива на колосниковій решітці. Витрати на реконструкцію такої котельні мінімальні. Система опалення закрита з мінімальними втратами теплоносія та витратами електроенергії. Наявні газові котли не демонтуються, а залишаються в якості резервних або пікових.

2. Реконструкція індивідуальної опалювальної котельні встановленою потужністю 1000 кВт з котлами вітчизняного виробництва з пелетним пальником та механічною подачею деревного палива. Витрати на будівництво такої котельні середні, на механізацію та автоматизацію процесів потрібні додаткові витрати електроенергії. Наявні газові котли не демонтуються, а залишаються в якості резервних або пікових.

Запропоновані сценарії розраховані на продаж теплової енергії бюджетним установам. Оцінимо інвестиційну ефективність і проаналізуємо чутливість до зміни основних факторів впливу: капітальних витрат, вартості палива, тарифу на теплову енергію. Для інвестиційних проектів базовий тариф на виробництво теплової енергії приймаємо як 90% діючого середньозваженого тарифу на теплову енергію, що вироблена з використанням природного газу для потреб установ та організацій, що фінансуються з державного чи місцевого бюджету. Приймаємо тариф на теплову енергію з альтернативних видів палива для потреб бюджетних установ 1750 грн/Гкал. Інші показники приймаємо згідно з даними табл. 7.6. Фінансово-економічні показники інвестиційних проектів для двох сценаріїв представлено в табл. 7.7.

Основними правилами оцінки інвестиційних проектів є те, що за розрахунковий період, що становить 10 років, чиста приведена вартість проекту має бути більшою за нуль — NPV > 0, а внутрішня норма рентабельності не нижча, ніж ставка дисконтування, тобто IRR > 20%.

Як видно з результатів розрахунку, обидва сценарії мають досить привабливі інвестиційні показники. Отже, можна зазначити, що в нинішніх умовах з фіксованим тарифом на теплову енергію з альтернативних видів палива економічно доцільно реалізовувати проекти виробництва теплової енергії з часткою залучених коштів до 70%, з низьким рівнем капітальних витрат — до 3500 грн/кВт без ПДВ та вартістю палива до 2600 грн/т без ПДВ.

Таблиця 7.6

Основні вихідні умови та техніко-економічні показники

Найменування	***Розмірність***	***Сценарій 1***	***Сценарій 2***
Потужність котельні	кВт	500	1000
Вид біопалива		дрова	пелети
Калорійність біопалива	ккал/кг	2000	4200
Вартість біопалива, без ПДВ*	грн/т	1200	2600
Питомі капітальні витрати «під ключ», без ПДВ*	грн/кВт	2000	3000
Всього інвестицій з ПДВ	тис. грн	1200	3600
Власні кошти	тис. грн	360	1080
Залучені кошти	тис. грн	840	2520
Нараховано %	тис. грн	504	1512
Виробничі показники (річні)			
Плановий обсяг виробництва	Гкал	1152	2303
Витрата біопалива	т	677	630
Економія природного газу	тис. м3	158	316
Зниження викидів парникових газів	тCO2e	300	600
Економія коштів на закупівлі палива, без ПДВ	тис. грн	313	612
Зменшення виробничих витрат, без ПДВ	тис. грн	266	520
Електроенергія, без ПДВ	тис. грн	21	62
Вода та каналізація, без ПДВ	тис. грн	12	35
ТО, ремонти та інше, без ПДВ	тис. грн	86	184
Фонд оплати праці з відрахуваннями	тис. грн	230	507
Усього виробничих витрат, без ПДВ	тис. грн	1162	2427
Фінансові витрати річні	тис. грн	336	1008
Амортизаційні нарахування річні	тис. грн	100	300
Усього витрат	тис. грн	1598	3735
Техніко-економічні показники			
Паливо	грн/Гкал	706	712
Електроенергія	грн/Гкал	18	27
Вода та каналізація	грн/Гкал	10	15
ТО, ремонти та ін.	грн/Гкал	75	80
Фонд оплати праці з відрахуваннями	грн/Гкал	200	220
Інвестиційна склад	грн/Гкал	73	109
Амортизація	грн/Гкал	87	130
Виробнича собівартість	грн/Гкал	1009	1054
Повна собівартість	грн/Гкал	1169	1293

Таблиця 7.7

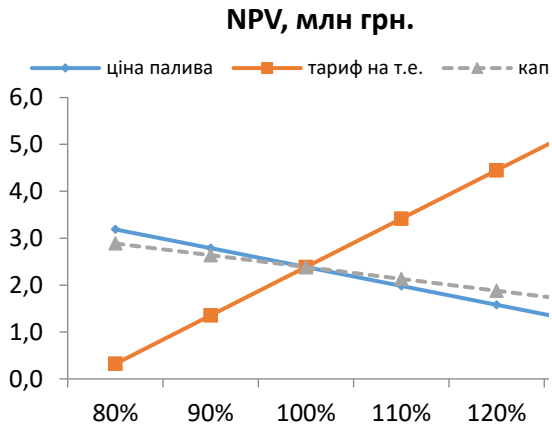
Фінансово-економічні показники інвестиційних проектів

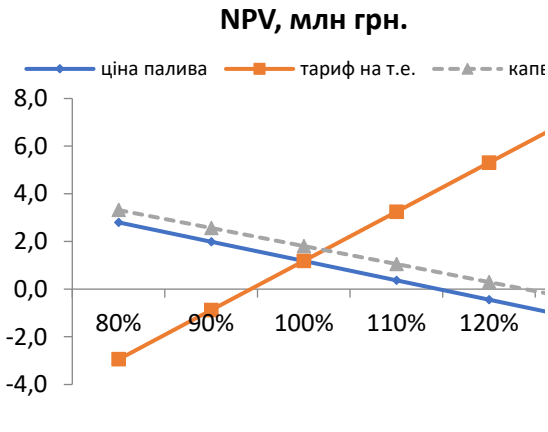
Показник	***Розмірність***	***Сценарій 1***	***Сценарій 2***
Внутрішня норма рентабельності IRR	%	61%	30%
Чиста приведена вартість NPV	тис. грн	2384	1807
Простий термін окупності PBP	років	1,8	4,0
Дисконтований термін окупності DPBP	років	2,4	5,9

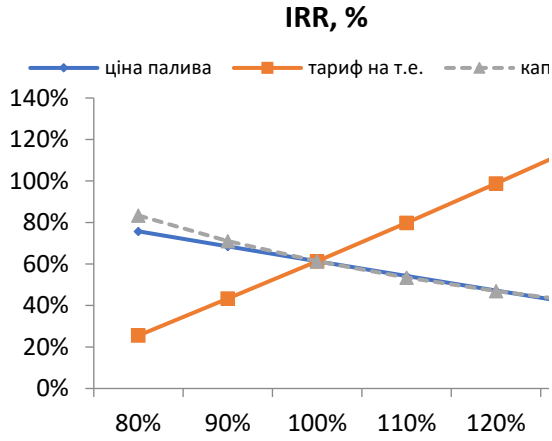
Україна, наразі, переживає період поетапного підйому цін на природний газ, тому для розглянутих проектів проведемо аналіз чутливості при зміні ціни палива, тарифу на теплову енергію та капітальних витрат. На основі аналізу чутливості оцінимо стійкість основних інвестиційних показників кожного сценарію до зміни вихідних даних та визначимо, за яких умов зростає або знижується інвестиційна привабливість проектів. Чутливість оцінимо в діапазоні мінус 20 та плюс 30% до базових значень ціни палива, тарифу на теплову енергію та капітальних витрат, згідно з табл. 7.6 для відповідного сценарію. Чутливість проаналізовано для кожного показника окремо та без урахування можливості взаємного одночасного впливу зміни декількох параметрів. Графічне зображення результатів аналізу чутливості наведено на рис. 7.8.

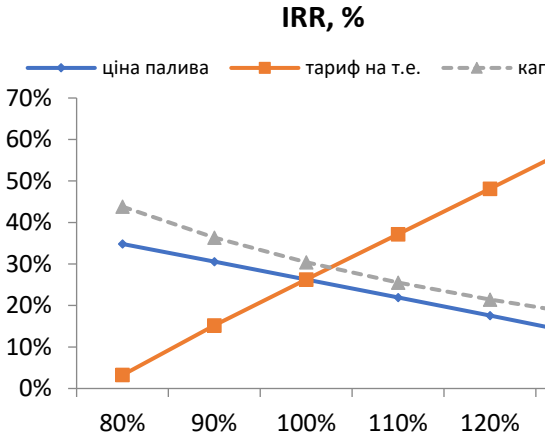
У проектах за Сценарієм 1 збережено їхню економічну доцільність в усьому діапазоні розглянутих відхилень показників від базових значень. Проект є найбільш чутливим до зміни тарифу на теплову енергію. Навіть за умови, що тариф буде знижено на 20% до рівня 1400 грн/Гкал без ПДВ, дисконтований термін окупності проекту буде становити 7,2 роки, що є прийнятним для інвестування. До того ж NPV знизиться від 1,3 млн грн до 0,3 млн грн, якщо початкові інвестиції становлять 1 млн. грн.

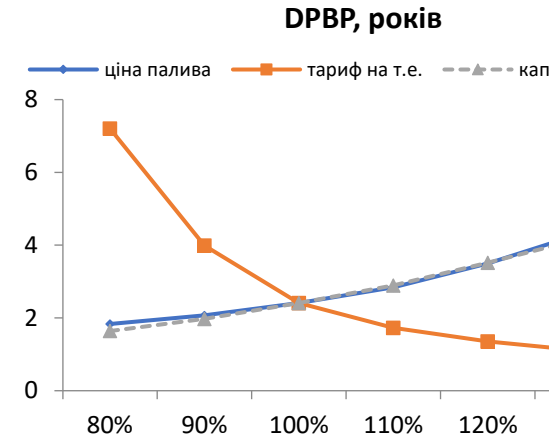
Зростання ціни палива та капітальних витрат, навіть на 30%, не справляє значного впливу на економічні показники проекту. Цей факт пов’язаний з тим, що частка палива в повній собівартості для об’єктів малої потужності порівняно низька. На даний тип проектів відносно значний вплив може чинити збільшення витрат на оплату праці, технічне обслуговування та інше. Основні обмеження реалізації проектів за цим сценарієм наступні: потужність до 1000 кВт, розміри приміщень, придатних для встановлення обладнання, велика кількість ручної праці під час обслуговування котлів. Такі проекти можуть бути успішно реалізовані на об’єктах бюджетної сфери (садочки, школи) для забезпечення власних потреб у тепловій енергії.

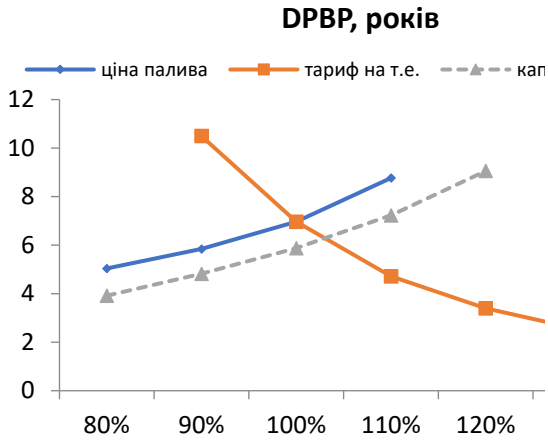












Сценарій 1
Потужність – 500 кВт, базова ціна дров – 1200 грн/т без ПДВ, базові капвитрати – 2000 грн/кВт без ПДВ, базовий тариф на ТЕ – 1750 грн/Гкал без ПДВ.

Сценарій 2
Потужність – 1000 кВт, базова ціна гранул – 2600 грн/т без ПДВ, базові капвитрати – 3000 грн/кВт без ПДВ, базовий тариф на ТЕ – 1750 грн/Гкал без ПДВ.

Рисунок 7.8. Фінансово-економічні показники інвестиційних проектів

Проекти за Сценарієм 2 мають більшу потужність і передбачають використання автоматичної подачі палива, але можуть бути реалізовані на базі

наявних котелень бюджетної сфери (навчальні заклади, лікарні, санаторії) з їх реконструкцією. Загалом при заданих умовах (тариф на теплову енергію — 1750 грн/Гкал, ціна палива — 2600 грн/т, капітальні витрати — 3000 грн/кВт) проект є економічно привабливим з дисконтованим терміном окупності близько 6 років. В разі використання дорогих якісних паливних гранул (ціною понад 3100 грн/т з ПДВ та доставкою) такі проекти стають збитковими, але при цьому вони можуть знову стати успішними тільки у разі підвищення тарифу на теплову енергію на 10% — до рівня 1925 грн/Гкал без ПДВ.

Враховуючи той факт, що економічна ефективність проектів виробництва теплової енергії значною мірою залежить від тарифу на теплову енергію та вартості палива, перехід на використання більш дешевих його видів є одним з організаційних рішень, що може бути реалізовано в теперішніх економічних умовах України. Це актуально для проектів великої потужності, які орієнтовані на реалізацію в системах централізованого теплопостачання та передбачають встановлення нових ефективних імпортних котлів, що працюють на деревній тріщі.

Виробництво електроенергії. У Європі інвестиційні витрати на будівництво ТЕС на БМ коливаються в діапазоні 1000…5000 $/кВт, в залежності від технології та потужності станції.

Техніко-економічні аспекти технологій виробництва електроенергії з біомаси розглянуто на прикладі ТЕС на біомасі потужністю 2 МВт. Виконано оцінку виробничого плану та визначено основні показники роботи обладнання. Будівництво ТЕС на біомасі орієнтовано на виробництво електричної енергії та подачі виробленої електроенергії до Об'єднаної енергетичної системи України за «зеленим» тарифом. В якості палива розглянуто використання деревної тріски середньої природньої вологості на робочу масу 45%, з зольністю 1,4%, нижчою теплотою згорання 8,5 МДж/кг, насипною щільністю 250 кг/нас.м^3.

Розрахункове річне споживання біопалива для виробництва 16,0 млн кВт·год електричної енергії буде складати 26 тис. т деревної тріски. Витрата біопалива складає в середньому 10,1 т/год, що визначено на підставі балансових

розрахунків при ККД котла 85%. Розрахункова калорійність деревної тріски, прийнятої для розрахунків, складає 8,5 МДж/кг.

Було встановлено, що більшість вітчизняних виробників не мають завершених розробок ТЕС на біопаливі, налагодженої технології виробництва, відповідного досвіду, що створює додаткові ризики для проекту.

Оскільки ринком збуту електроенергії, виробленої на ТЕС, є оптовий ринок електричної енергії, то весь обсяг виробленої електроенергії, за виключенням власних потреб ТЕС, зобов'язане закуповувати державне підприємство «Енергоринок».

Обсяги продажу електричної енергії визначаються на підставі річного плану виробництва, що формується на основі укладених зі споживачами договорів з врахуванням прогнозів та фактичної динаміки.

Річні плани виробництва погоджуються в установленому законодавством порядку. Таким чином, план виробництва електричної енергії можна вважати стабільним протягом всього строку життя проекту в обсягах, що визначені встановленою потужністю та періодом експлуатації. Варто зауважити, що в перші роки плановий та фактичний обсяг виробництва можуть суттєво відрізнятися, що пов'язано з отриманням досвіду експлуатації ТЕС. Планові виробничі показники з виробництва та реалізації електричної енергії наведено в табл. 7.8.

Таблиця 7.8

Планові виробничі показники ТЕС

№ п/п	***Найменування***	***Розмірність***	***Значення***
1	Встановлена електрична потужність ТЕС	МВт	2,0
2	Коефіцієнт завантаження ТЕС	год	8000 / 91%
3	Обсяг виробництва електроенергії	млн кВт·год	16
4	Обсяг реалізації електроенергії	млн кВт·год	14,4
5	Виробництво пари	т/год	10…11
6	Споживання палива (max): тріска	т/год	3,5

Капітальні витрати на реалізацію проекту будівництва ТЕС (табл. 7.9) становлять 7,26 млн. євро для відповідних варіантів обраного обладнання.

Таблиця 7.9

Зведена структура витрат

Найменування	***Ціна з ПДВ, євро***	***Ціна з ПДВ, тис. грн***	***Частка***
Обладнання	5 340 000	149 520	74%
Послуги й матеріали	1 920 000	53 760	26%
Всього, з ПДВ	7 260 000	203 280	100%
Організаційно-адміністративні витрати	60 000	1 680	0,8%
Проектування й погодження	240 000	6 720	3,3%
Роботи «нульового циклу»	232 800	6 518	3,2%
Загально будівельні роботи	931 200	26 074	12,8%
Поставка обладнання (імпорт)	3 708 000	103 824	51,1%
Монтаж основного обладнання	456 000	12 768	6,3%
Обладнання	1 632 000	45 696	22,5%
Всього	7 260 000	203 280	100%
в т.ч. ПДВ	1 210 000	33 880	

Основні показники планової економічної діяльності ТЕС потужністю 2 МВт на основі варіанту поставки технологічного обладнання виробництва ЄС наведені в табл. 7.10. Перелік основних показників сформовано на основі діючих вимог нормативно-правових актів в сфері будівництва при підготовці ТЕО будівельних проектів.

Когенерація. Зазвичай ТЕЦ будують поблизу споживачів теплової енергії – біля промислових підприємств або житлових масивів, оскільки радіус транспортування тепла невеликий (10…12 км), проте коефіцієнт корисного використання тепла становить майже 80%, тоді як на ТЕС — тільки 30…35%.

ТЕЦ виробляють електроенергію, а також відпускають споживачу теплову енергію у вигляді пари та гарячої води для технологічних потреб виробництва та гарячої води для комунально-побутового споживання (опалення, гарячого водопостачання).

Ефективність роботи ТЕЦ характеризується техніко-економічними показниками. Одні з них оцінюють досконалість теплових процесів, до яких належать ККД агрегатів і всієї електростанції загалом, а також витрати теплоти та палива на одиницю виробленої енергії. Інші характеризують умови, у яких працює теплова електростанція, наприклад, коефіцієнт використання і кількість

годин використання встановленої потужності, показники вартості спорудження електростанції (капітальні витрати).

Таблиця 7.10

Техніко-економічні показники планової діяльності ТЕС

№	*Найменування*	*Розмірність*	*Значення*
1	Вид діяльності	-	Виробництво електричної енергії з нетрадиційних та поновлюваних джерел енергії
2	Вид продукції	-	Електрична енергія
3	Встановлена електрична потужність	МВт	2
4	Об'єм виробництва електроенергії	млн кВт·год	16
5	Об'єм відпуску електроенергії	млн кВт·год	14,4
6	Коефіцієнт завантаження/ використання встановленої потужності	год	8000 / 91%
7	Електрична ефективність	%	22%
8	Характеристики котла		12 т/год, 36 бар, 450ºС,
9	Кількість котлів	Од.	1
10	Споживання палива	тис. тонн	26
		тис т. у.п.	8,8
11	Питомі витрати палива на виробництво електричної енергії	кг у.п./кВт·год	545
12	Ціна палива з доставкою (з ПДВ)	грн/т	1000
13	Тип парової турбіни	-	конденсаційна з відборами
14	Характеристики генератора	-	асинхронний, 3ф., 50 Гц, 10 кВ
15	Відомості про транспорт та доставку палива	-	Автотранспорт, відстань перевезень 50 км.
16	Відомості про персонал та режим роботи	-	3 зміни, всього 20…25 чол, адмін. персонал – 10 чол.
17	Категорія робіт	-	Легка, середньої важкості
18	Клас умов праці	-	2-3 клас
19	Площа земельної ділянки	га	30
20	Питомі інвестиції (з ПДВ)	євро/кВт	3630
21	Планова собівартість електричної енергії	грн/кВт·год	2,2…2,4
22	Очікуваний термін окупності	років	11
23	Споживання води	тис. т	5,6
24	Споживання електричної енергії на в.п.	млн кВт·год	1,6
25	Споживання дизельного палива для навантажувачів	тис. л	9,2
26	Кількість попелу	тис. т	0,368

Показники ефективності ТЕЦ лінійно зростають при збільшенні встановленої потужності ТЕЦ (рис. 7.9).

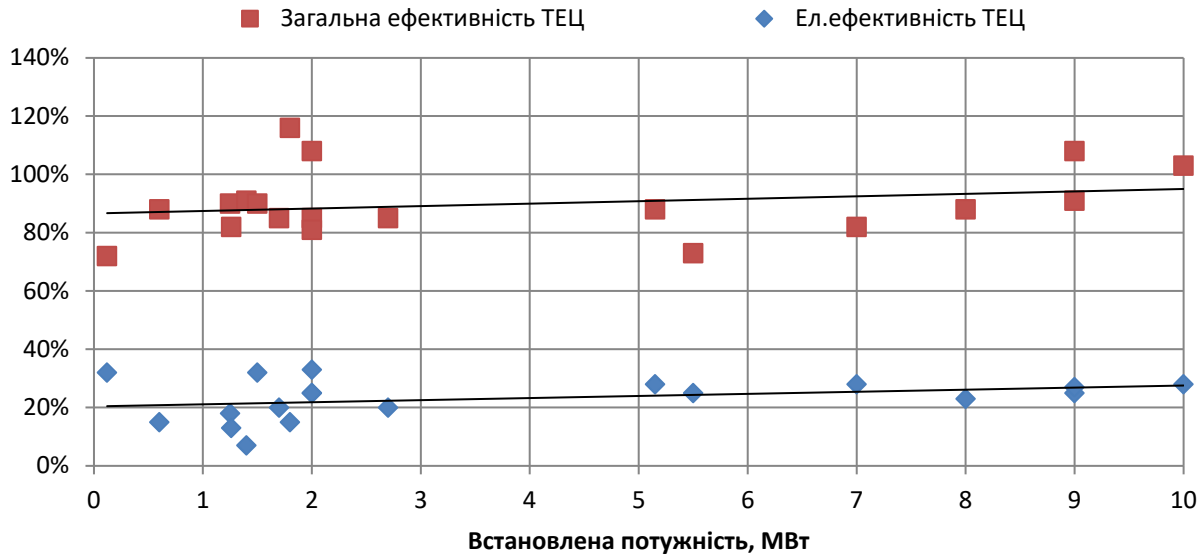


Рисунок 7.9. Електрична потужність і ефективність ТЕЦ на біомасі

В діапазоні 1…2 МВт загальна та електрична ефективність складають 18…25% та 82…108% відповідно; в діапазоні 2…10 МВт — 25…28% та 82…108% відповідно.

Капітальні витрати на підготовку та реалізацію проекту будівництва ТЕЦ в залежності від потужності показані на рис. 7.10.

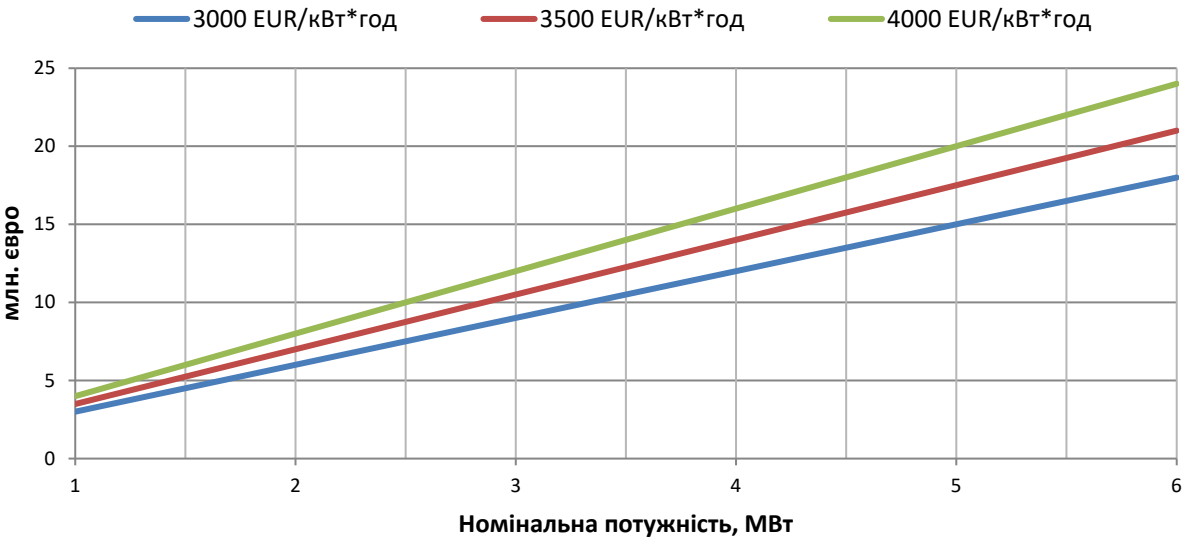


Рисунок 7.10. Капітальні витрати на будівництво ТЕЦ

Економічні показники ТЕЦ в значній мірі залежать від кількості виробленої енергії. На рис. 7.11 показано обсяги генерації енергії в залежності від теплового навантаження та номінальної потужності.

Проведено оцінку попередніх техніко-економічних показників будівництва ТЕЦ на БМ для двох варіантів потужностей — 2 та 4 МВт, з середнім тепловим навантаженням у 8 Гкал/год (табл. 7.11). Коефіцієнт використання встановленої потужності дорівнює 91%, що відповідає 8000 год/рік. Питомі капітальні витрати складають 3500 та 4000 євро/кВт для потужностей 2 та 4 МВт відповідно. Виходячи зі складності застосування методики розрахунку собівартості комбінованого виробництва теплової та електричної енергії з біомаси в Україні приймаємо, що тариф на відпуск теплової енергії від ТЕЦ на БМ складає 1026 грн./Гкал без ПДВ.

Витрати умовного палива при виробництві теплової та електричної енергії з біомаси складають 170 кг у.п./Гкал і 480 кг у.п./МВт·год відповідно, що дещо вище в порівнянні з газовими котлами – 140-160 кг у.п./Гкал і 420-440 кг у.п./МВт·год, у зв'язку з більш низькою ефективністю роботи котлів. ККД газових котлів 90-92%, в той час як котли на біомасі забезпечують ефективність близько 85%. Результати розрахунку попередніх ТЕП представлені у табл. 7.11. Термін окупності ТЕЦ складає 5,7 років.

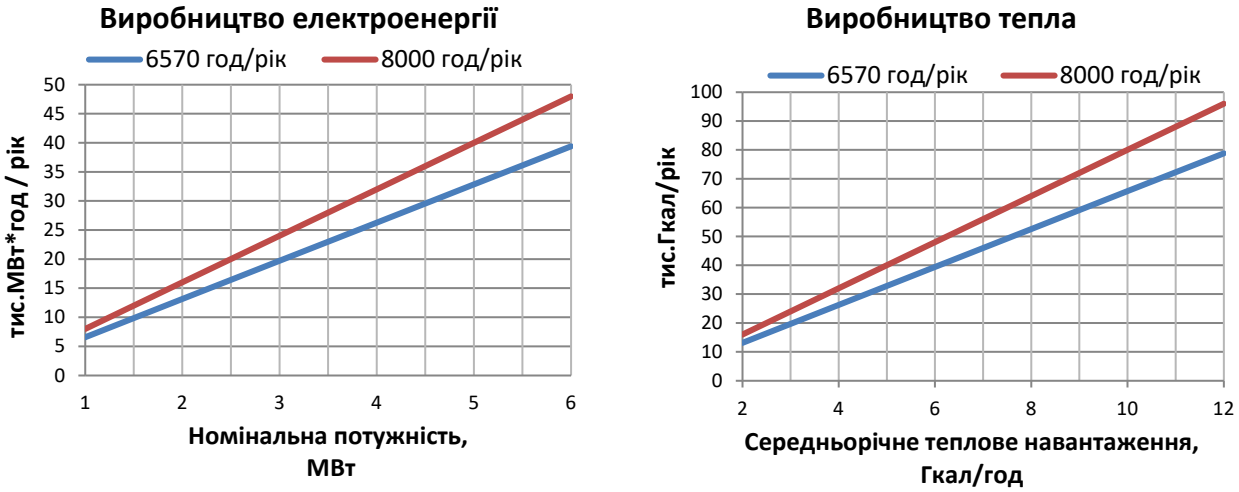


Рисунок 7.11. Вироблення енергії в залежності від навантаження та потужності

Таблиця 7.11

Техніко-економічні показники

Номінальна електрична потужність	МВт	2,0	4,0
Середньорічне теплове навантаження	Гкал/ год	8	
Питомі капітальні витрати	євро/кВт	3 500	3 000
Капітальні витрати	млн. євро	7,0	12,00
Тариф на е/е	євро/МВт·год	142,0	
Тариф на тепло	євро/Гкал	38,0	
Виробництво електроенергії	тис. МВт·год	16,0	32,0
Виробництво теплової енергії	тис. Гкал	64,0	
Реалізація те. енергії	млн. євро/рік	2,43	
Реалізація е/е	млн. євро/рік	2,27	4,55
ВСЬОГО, дохід	млн. євро/рік	4,70	6,98
Паливо		Тріска	Тріска
ВСЬОГО, витрати	млн. євро/рік	3,5	4,9
Простий термін окупності	років	5,7	5,7

Запитання для самоперевірки

1. *Що таке біомаса?*
2. *Види біомаси.*
3. *Основні характеристики біомаси.*
4. *Світовий досвід енергетичного використання біомаси.*
5. *Місце біоенергетики в паливно-енергетичному комплексі України.*
6. *Законодавча база розвитку біоенергетики в Україні.*
7. *Енергетичний потенціал біомаси в Україні та його використання.*
8. *Техніко-економічні аспекти технологій виробництва енергії з біомаси.*

РОЗДІЛ 8
ДЕРЕВИНА ТА СОЛОМА ЯК БІОПАЛИВО

8.1. Види твердого біопалива.

Фотосинтез зелених рослин дозволяє акумулювати енергію, що накопичується під дією сонячних променів, в органічній речовині. Ця енергія синтезується з вуглекислого газу, води та деяких «біогенних» елементів ґрунту. Щорічно на Землі з допомогою фотосинтезу утворюється близько 120 млрд. т сухої органічної речовини, що енергетично еквівалентно 40 млрд. т нафти (більш ніж в 10 разів перевищує світовий рівень її споживання). Хімічна енергія, яка накопичується рослинами, на практиці може використовуватися промисловою та комунальною енергетикою. В цілому біомаса дає сьому частину споживаного у світі палива. Енергія, що отримується з біомаси, в 4 рази перевершує сумарну енергію АЕС світу.

У країнах Європейського Союзу частка енергії біомаси від загального виробництва складає 55%. Найефективніше енергія біомаси використовується в Португалії, Іспанії, Франції, Німеччині, Данії та Італії. Загальні ресурси біомаси в Західній Європі (у млн. т сухої маси за рік) складають: деревина і деревні відходи — 150, сільськогосподарські відходи — 250, міське сміття — 75, біомаса, що вирощується спеціально на енергетичних плантаціях — 250.

Деревина. Ще 100 років тому дрова були основним видом палива у світовому енергетичному балансі. Досі в сільськогосподарських районах в більшості країн світу, використовують дрова, це основний вид палива приблизно для 2 млрд. людей. 1 м^3 деревини дає близько 5,5 ГДж теплоти. Спалювання відходів лісозаготівель та целюлозно-паперової промисловості у Фінляндії, Канаді складає суттєву частку паливно-енергетичного балансу. На жаль, в Україні 75% цих відходів не використовується.

Ліси відіграють вирішальну роль в проблемі зберігання біосфери планети. З 1960 р. по 1995 р. населення Землі подвоїлося, а виробництво пиломатеріалів, паперу та інших продуктів лісу зросло втричі. В той же час безповоротно

зникають тропічні ліси Амазонки, Африки, Південно-східної Азії. Їх площа щорічно зменшується на 14 млн. га. Парниковий ефект та пов'язане з ним глобальне потепління на планеті призводить до різких коливань клімату, катастрофічних лісових пожеж, повеней і т.п. Учасники конференції ООН по навколишньому середовищу в Ріо-де-Жанейро в 1993 р. взяли зобов'язання зупинити глобальне знеліснення, проте в подальше десятиліття воно лише зросло. Щорічно у світі втрачається 0,8% лісів. Ліси, що зберігаються все більше переймають на себе роль «легень планети», хоча у багатьох регіонах Європи ліс безжально вирубується.

Великого збитку лісам завдають пожежі. Так, в 2000 р. в лісних пожежах загинули більше 2 млн. га лісу. Лісові пожежі призводять до зростання викидів вуглекислоти в атмосферу, посилюючи глобальні екологічні проблеми. При введенні систем охорони та захисту лісів, аналогічних канадським і скандинавським, пожежні викиди вуглекислоти могли б скоротитися втричі.

Грамотне лісокористування та лісозаготівлі дозволяють зберігати і навіть збільшувати запаси деревини, збільшувати об'єми фотосинтезу. У кінці XX століття об'єм заготівель деревини складав менше 25% об'єму розрахункової лісосіки. За режимом управління, екологічним і економічним показниками ліси поділяють на 3 групи. Найбільш цінні ліси, що мають значення для збереження природних ресурсів, виділені в першу групу (21% лісового фонду). Ліси другої та третьої груп мають в основному комерційне значення. Близько 6% лісової площі займають заповідники, національні парки, заказники.

В багатьох країнах швидкорослі види дерев спеціально вирощуються як паливо на енергетичних плантаціях. У Японії та Італії для цього вибрано евкаліпти, в Канаді виведено різновид тополі, який нарощує біомасу вчетверо швидше за звичайну породу. Викиди вуглекислоти в атмосферу при спалюванні деревини компенсуються активним фотосинтезом листя. В інших країнах ці напрями менш актуальні, для них важливіше удосконалювати транспортну інфраструктуру, включаючи в оборот важкодоступні лісові масиви.

Важливе завдання лісопромислового комплексу — використання деревних відходів, включаючи зелену масу лісозаготівель, та відходів лісопереробного виробництва (обаполи, тирса, кора, стружка, лігнін і т.п.), застосування теплогенераторів на деревних відходах та перероблення відходів в рідке і газоподібне паливо.

Торф. Це пальне корисна копалина, що утворюється в процесі природного відмирання та неповного розкладання болотяних рослин в умовах зволоження і недостатнього доступу повітря. Вологість торфу (у покладі) складає 85...95%, зольність 2...30%, теплота згорання сухої маси до 24 МДж/кг.

На усій планеті родовища торфу займають більше 4 мільйонів км^2 і містять більше 3 млрд. м^3 цього палива. Світові запаси торфу щорічно збільшуються, їх приріст перевищує витрату. У Фінляндії, Швеції, Ірландії частка торфу в прибутковій частині енергетичного балансу складає 10…20%.

Торф як паливо застосовується в основному в котельних для опалювання невеликих населених пунктів, хоча на ньому працювали ще перші ТЕС, які будувалися за планом ГОЕЛРО. Для багатьох населених пунктів, що віддалені від центру, переведення систем теплопостачання на торф став би гарантією енергетичної безпеки. В той же час торф — джерело підвищення родючості ґрунту, торф'яні добрива, торфоперегнійні брикети для розсади широко використовуються сільським господарством.

8.2. Виробництво твердого біопалива.

На ринку біопалив України найбільший сегмент займає тверде біопаливо у вигляді дров, дерев’яної тріски, пелет та брикетів з біомаси, тюкованої соломи. Пелети та брикети вважаються покращеним твердим біопаливом, через вищу теплотворну здатність, меншу вологість та вищу енергетичну щільність (ГДж/м^3) у порівнянні з неущільненими видами біомаси та біопалива (солома, січка, лушпиння, тирса, тріска, дрова). Використання пелет та брикетів підвищує ефективність логістичних операцій у ланцюжку постачання біопалив на енергетичні об’єкти.

Паливні пелети — це спресовані частинки біомаси рослинного походження, що мають форму циліндрів з максимальним діаметром до 25 мм і довжиною 10…50 мм. Брикети мають більші розміри та різні форми. Основними особливостями виробництва твердого біопалива в Україні є регіональна нерівномірність та відносна розпорошеність виробництва, а також велика кількість невеликих за масштабом підприємств, що працюють з трейдерами. Також характерним є розміщення виробництва якомога ближче до сировинної бази.

Ринок пелет в Україні є відносно «молодим», загалом демонструє позитивну динаміку розвитку, але існує ціла низка серйозних проблем, які потребують вирішення. Сьогодні, нажаль, цей ринок характеризується недостатньою розвиненістю, слабким внутрішнім попитом та великим обсягом пропозицій. Незважаючи на велику кількість проблем різного характеру, даний напрямок має значний потенціал, особливо у виробництві пелет з агробіомаси (соломи, кукурудзиння). Насамперед це пов’язано із наявністю великих і досі практично незадіяних ресурсів агросировини в Україні, які оцінюються у близько 10 млн. т н.е./рік (сільськогосподарські залишки). Виробництво пелет з дерева має дещо менші перспективи, оскільки значна частина енергетичного потенціалу деревної біомаси в Україні вже є задіяною. В цілому, до 2030 р. річний обсяг ринку пелет може бути оцінений у 3 млн. натуральних т готової продукції (або близько 1 млн. т н.е.).

Основною виробничою стадією отримання пелет є гранулювання подрібненої сировини. Цей процес реалізується у пресах-грануляторах, які за конструкцією бувають із плоскими або кільцевими матрицями. Загалом вважається, що аграрна біомаса містить менше лігніну, ніж деревина (14…17% в порівнянні з 25…30%), тому гірше гранулюється. Іноді у виробництві пелет виникає необхідність у застосуванні спеціальних зв’язуючих речовин.

Особливу цікавість для України являють паливні брикети з біомаси через такі переваги їх використання як відповідність вимогам котельного обладнання, сталість температури при горінні протягом кількох годин, кращі екологічні

показники при спалюванні у порівнянні з низькоякісними дровами, відсутність потреби у спеціалізованому енергетичному обладнанні (на відміну від пелет), а також наявність значної сировинної бази в Україні, особливо для брикетів з агробіомаси.

З економічної точки зору виробництво брикетів з біомаси є більш привабливим, ніж виробництво пелет, оскільки інвестиції у лінію брикетування та експлуатаційні витрати є значно нижчими у порівнянні з лінією гранулювання аналогічної продуктивності. Середні витрати електроенергії на виготовлення 1 т брикетів з біомаси у 1,4…1,5 разів менші, ніж витрати на виробництво 1 т пелет. При брикетуванні до сировини ставляться не такі високі вимоги, як при гранулюванні, тому можливе отримання брикетів із значно більших видів біомаси. Паливні брикети в Україні виробляються наразі у менших об’ємах, ніж пелети, у тому числі через складність організації їх автоматичної подачі. В якості сировини в основному використовують деревину, лушпиння соняшника, солому та очерет. Поточний обсяг ринку України для паливних брикетів з біомаси для потреб населення (індивідуальне опалення) оцінюється фахівцями у близько 500 тис. т/рік із зростанням до 2035 року об’єму більше 3 млн. т/рік.

Брикети з біомаси являють собою спресовані матеріали циліндричної, прямокутної або будь-якої іншої форми з поперечним розміром не менше 25 мм і довжиною 100…400 мм. Зв’язуючою речовиною виступає лігнін, що міститься у вхідній сировині. Типовий діаметр брикетів — 60…75 мм, а довжина зазвичай не перевищує п’ятьох величин діаметру. Стандартних розмірів у даного виду продукту немає. Брикети характеризуються різноманітністю форм, але загалом, виділяють три основні типи – NESTRO (NIELSEN), RUF та Pini&Kay (рис. 8.1).

NESTRO (NIELSEN) — брикети довгої циліндричної форми або перерізу у вигляді багатокутника, переважно без внутрішнього отвору, які отримано за рахунок високого тиску. Брикети NESTRO виробляють на гідравлічних пресах, а NIELSEN — на ударно-механічних пресах.

RUF — пресовані куби-цеглини, які виробляють на гідравлічних пресах за рахунок високого тиску.

Брикети Pini&Kay мають циліндричну або багатогранну форму з отвором всередині. Вони отримуються екструдерним способом на шнекових пресах при одночасному нагріві поверхні брикету. У порівнянні з пелетами, виробництво брикетів із біомаси є простішим та потребує менших початкових інвестицій.

а б в

Рисунок 8.1. Загальний вигляд різних видів паливних брикетів з біомаси:
а) NESTRO (NIELSEN); б) RUF; в) Pini&Kay

На ринку України представлене обладнання широкого діапазону продуктивності, починаючи від 50 кг/год, для виробництва брикетів всіх зазначених типів. Вибір конкретної моделі залежить від характеристик сировини, рекомендованої заводом-виробником. Густина є основним фактором, що визначає механічну міцність та водостійкість брикету. Зазвичай вона становить 0,8…1,2 т/м^3 при вологості пресованої біомаси 8…14%. Теплотворна здатність брикету залежить від виду сировини, з якого він виготовлений, і від вологості. Типовий діапазон значень нижчої теплоти згорання брикетів з біомаси складає 16…17 МДж/кг.

Брикети можна спалювати у побутових (15…30 кВт) та невеликих твердопаливних котлах з ручним завантаженням (до 100…150 кВт), які часто вже наявні у населення, закладах бюджетної або соціальної сфери. Також на ринку України представлено автоматизовані котли з бункером (до 200…250 кВт), що пристосовані для використання брикетів із біомаси. Брикети меншої густини (тобто «м'якші» за рахунок пресування вологішої сировини) можна використовувати у більш потужних котлах із шнековою подачею.

Очікується, що шнек, який виконано з міцного металу, буде здатний розламувати такі брикети і забезпечувати їх безперебійну подачу до топки.

На сьогодні в Україні вже існують приклади успішної реалізації проектів з виробництва та споживання паливних брикетів з різних видів біомаси. Ці приклади включають як проекти, впроваджені за грантові кошти, так і бізнес-проекти (табл. 8.1). З наведених даних видно, що більшість проектів орієнтовані на виробництво брикетів з соломи, а основними споживачами є місцеве населення.

Треба зазначити, що для умов України перспективною сировиною для виробництва твердого біопалива є також побічна продукція виробництва кукурудзи на зерно (кукурудзиння). Перевагою застосування саме цього виду агробіомаси є, по-перше, зменшення «енергетичного навантаження» на солому (яку часто використовують як найдоступніше органічне добриво), по-друге – можливість заготівлі для енергетики тільки частини кукурудзиння (наприклад, стебел), тоді як решта залишається вільною для потреб сільського господарства.

Наразі брикети і пелети з кукурудзиння ще не представлені на ринку України, а пропонується тверде біопаливо з соломи, деревини, лушпиння соняшника та деяких інших видів біомаси. Перевагою брикетів та пелет зі стебел кукурудзи є краща якість у порівнянні з солом’яними та нижча ціна порівняно з деревним паливом. Існують приклади пробного виробництва пелет з кукурудзиння в Одеській області та брикетів у Дніпропетровській.

Результати техніко-економічного обґрунтування показують, що основними факторами, які впливають на економічну ефективність проектів виробництва твердого палива з кукурудзиння, є вартість сировини, продуктивність виробничої лінії та ціна реалізації готового продукту. За умови продажу брикетів та пелет з побічної продукції зернової кукурудзи за ціною 90 євро/т з ПДВ для продуктивності лінії брикетування 2,0 т/год простий термін окупності складає 3,7 років (IRR 34,7%), а для виробництва пелет з продуктивністю 10,0 т/год — 4,1 років (IRR 29,1%) (табл. 8.2 та табл. 8.3).

Таблиця 8.1

Приклади успішних практик виробництва паливних брикетів з біомаси в Україні

Виробник, місце, рік запуску	***Обсяг виробництва, сировина***	***Споживачі***	***Примітка***
Кооператив, с. Кінські Роздори (Запорізька обл.), 2016 р.	250…300 кг/год (солома)	Місцеве населення з пічним опаленням. Членам кооперативу брикети по собівартості	У рамках програми ЄС/ПРООН з розвитку сільської місцевості (80% капітальних витрат)
ТОВ «Світанок», с. Непедовка (Вінницька обл.), 2016 р.	5 т/зміна, 2 зміни (солома)	Об'єкти соціальної сфери районів області	Комерційний проект
Фермерське господарство «Вищеольчедаївське», с. Обухів (Вінницька обл.), 2017 р.			
ТОВ «Ізмаїльська виробнича компанія», с. Кам'янка (Одеська обл.), 2016 р.	2 тис. т/рік (в основному, солома)	Місцеве населення	Комерційний проект
Фермерське господарство «АгроК» (Миколаївська обл.), 2017 р.	90 кг/год (в основному, солома)	Місцеве населення	Комерційний проект
Кооператив, с. Лосятин (Тернопільська обл.), 2017 р.	Брикети зі стебел малини	Місцеве населення. Членам кооперативу брикети по собівартості	Фінансово підтримано проектом ЄС/ПРООН
Компанія «Еко-Дельта», м. Вилкове (Одеська обл.), 2014 р.	400 кг/год (відходи очерету)	Адміністративні об'єкти, місцеве населення	У рамках україно-румуно-молдавського проекту за фінансуванням ЄС
ТОВ «Колосовський елеватор», Нібулон (Миколаївська обл.), 2017 р.	Брикети з зернових відходів від очищення олійних	Філіали Нібулону	Комерційний проект
Фермерське господарство «Коваль» (с. Васильківка, Тернопільська обл.), 2018 р.	6 тис. т/рік (плановий, солома)	Власне споживання, місцеве населення	Комерційний проект

Таблиця 8.2

ТЕО виробництва брикетів з побічної продукції зернової кукурудзи

Показники	***Продуктивність лінії брикетування*, т/год.***		
	0,5	***2,0***	***4,0***
Річні обсяги виробництва брикетів**, т/рік	3000	12000	24000
Капітальні витрати, тис. євро	147,5	598,8	1572,0
Операційні витрати, тис. євро/рік	193,4	677,5	1319,5
Кредитні кошти (частка капітальних витрат), %	70		
Ставка по кредиту, %	7		
Строк кредитування, років	5		
Вартість тюків ПП кукурудзи на заводі, євро/т с.м. без ПДВ	36,4		
Собівартість брикетів, євро/т	70,6	62,7	63,2
Ціна реалізації брикетів з ПП кукурудзи, євро/т з ПДВ	90		
Чиста приведена вартість (NPV), тис. євро	39,2	677,9	1214,1
Простий термін окупності, років	6,0	3,7	4,4
Дисконтований термін окупності, років (ставка дисконту 7%)	7,8	4,2	5,2
Внутрішня норма дохідності (IRR), %	13,9	34,7	26,1

*Лінія продуктивністю 4 т/год. укомплектована німецькими прес-брикетувальниками RUF, інші лінії — повністю українським обладнанням.

**Річне завантаження лінії — 6000 год./рік (250 днів цілодобової роботи). Протягом першого року роботи виробляється 50% від планового річного обсягу виробництва.

Таблиця 8.3

ТЕО виробництва пелет з побічної продукції зернової кукурудзи

Показники	***Продуктивність лінії гранулювання, т/год.***		
	2,0	***4,0***	***10,0***
Річні обсяги виробництва пелет*, т/рік	12000	24000	60000
Капітальні витрати, тис. євро	642,0	1223,5	3228,4
Операційні витрати, тис. євро/рік	766,1	1461,5	3920,9
Кредитні кошти (частка капітальних витрат), %	70		
Ставка по кредиту, %	7		
Строк кредитування, років	5		
Вартість тюків ПП кукурудзи на заводі, євро/т с.м. без ПДВ	36,4		
Собівартість пелет, євро/т	70,5	67,3	64,1
Ціна реалізації пелет з ПП кукурудзи, євро/т з ПДВ	90,0		
Чиста приведена вартість (NPV), тис. євро	168,5	765,3	2899,2
Простий термін окупності, років	6,0	4,8	4,1
Дисконтований термін окупності, років (ставка дисконту 7%)	7,8	5,7	4,8
Внутрішня норма дохідності (IRR), %	13,8	22,6	29,1

*Річне завантаження лінії — 6000 год./рік (250 днів цілодобової роботи). Протягом першого року роботи виробляється 50% від планового річного обсягу виробництва.

Таким чином, брикети та пелети з кукурудзиння можуть бути конкурентоздатними на біопаливному ринку України, а їх виробництво може бути прибутковим бізнес-проектом.

8.3. Загальна характеристика процесу гранулювання та біопаливний потенціал України.

Гранулювання — це сукупність фізичних і фізико-хімічних процесів, що забезпечують формування часток певного спектру розмірів, форми, необхідної структури і фізичних властивостей.

Гранула — це циліндр з розмолотої, спресованої деревини або іншої сировини. Розміри: 10…30 мм довжина і 6…10 мм діаметр.

Процеси гранулювання є масовими технологічними процесами, досить поширені в наш час, і знаходять усе більш широке використання в хімічній, нафтохімічній, фармацевтичній, металургійній галузях промисловості. Це пояснюється перевагами гранул у порівнянні з порошкоподібною, рідкою та пастоподібною формами речовин. Гранулювання проводять з метою підвищення якості як проміжних, так і готових продуктів. Показники якості залежать від специфіки продукту та його призначення. У загальному випадку, гранулювання дозволяє суттєво зменшити схильність продукту до злежування, а отже, спростити зберігання, транспортування та дозування; підвищити сипучість при одночасному усуненні запиленості, і тим самим покращити умови праці в різноманітних сферах виробництва. Поряд з цим, гранулювання відкриває можливість гомогенізувати суміш відносно фізико-хімічних властивостей; збільшити поверхню теплообміну та масообміну; регулювати структуру гранул та пов'язані з нею властивості. Все це сприяє інтенсифікації процесів, в яких використовуються гранульовані продукти, підвищенню продуктивності праці і культури виробництва.

Розглянемо більш детально використання паливних гранул, так як використання гранул у даній сфері є найбільш раціональним та розповсюдженим.

Паливні гранули — екологічно чисте паливо з вмістом золи не більше 3%. При спалюванні гранул в атмосферу викидається рівно стільки CO_2, скільки було поглинуто рослиною під час росту. Проте, якщо в місці зростання сировини довкілля містило токсини або радіоактивні речовини, то при спалюванні гранул ці речовини можуть бути розпорошені в атмосферу. Гранули менш схильні до самозайманння, оскільки не містять пилу та спор, які також можуть викликати алергічну реакцію у людей. Гранули мають незначну вологість (8…12% вологи) та значну густину. Ці якості забезпечують високу теплотворну здатність — при згоранні 1 т гранул виділяється приблизно 5 тис. кВт год тепла, що у півтора рази більше, ніж у звичайних дров. Низька вологість — це не лише перевага гранул як палива, але і проблема їх виробництва. Сушка може виявитися однією з основних статей витрат при виробництві паливних гранул. Крім того, в залежності від виробництва, підготовка, сортування та очищення сировини також можуть спричинити додаткові витрати. Процес сушіння важливо ретельно спланувати, що дозволить зменшити ризики, які пов'язані з якістю готової продукції, її собівартістю та пожежонебезпекою виробництва. Одна з найважливіших переваг гранул — висока і постійна насипна щільність, що дозволяє відносно легко транспортувати цей сипкий продукт на великі відстані. Завдяки правильній формі, невеликому розміру та однорідній консистенції продукту, гранули можна пересипати через спеціальні рукави, що дозволяє автоматизувати процеси навантаження, розвантаження і спалювання цього виду палива.

Сільськогосподарська біомаса, що використовується як паливо, має ряд особливостей, які відрізняють її від традиційних енергоресурсів, що застосовуються в якості джерела енергії. Деякі з характеристик твердого біопалива, у першу чергу зовнішні (густина, розміри часток, специфічність поверхні), за допомогою подрібнення та ущільнення можуть бути змінені. В той же час, його основні паливно-технологічні характеристики прийнято розглядати як сталі.

Найбільш важливою паливно-технологічною характеристикою біомаси, яку використовують в якості сировини, є її теплотворна здатність, що залежить від багатьох чинників: генетичних особливостей енергетичних рослин, впливу навколишнього середовища, умов зберігання, вологості тощо. У табл. 8.4 наведено середню теплотворну здатність сільськогосподарської енергетичної сировини, яку раніше відносили до відходів агропромислового виробництва, при абсолютній її вологості 20%.

Таблиця 8.4

Середня теплотворна здатність енергетичної сировини

Назва енергетичної сировини	***Теплотворна здатність, МДж/кг***
Солома зернових культур	10,5
Стебла кукурудзи	12,5
Гілки плодових дерев	10,5
Лузга гречки	12,5
Лузга соняшника	14,2

До основних видів біомаси, що використовується в якості твердого біопалива, відносять деревину разом із сировиною з енергетичних рослин, таких як верба, щавнат та румекс, а також солому та гілки різного роду насаджень. Спалюванню деревини та соломи в печах передує збирання, а також за потреби висушування та зберігання зібраної сировини. Важливою характеристикою даної біомаси є її густина. Звичайно, сухі біологічні матеріали мають густину у 3…4 рази нижчу, ніж вугілля. Доставка та переробка таких матеріалів є трудомісткою і високовартісною, особливо якщо утилізація проводиться на значній відстані від джерел виробництва біомаси, тому їх необхідно переробляти в гранульоване біопаливо на відстані не більше 50 км від місця вирощування.

Орієнтовний розподіл енергетичного потенціалу відходів сільськогосподарських культур (рис. 8.2), які можуть бути використані на енергетичні потреби, за статистикою 2007 року, має наступний вигляд.

Для виробництва гранул витрачається 3% енергії. Тоді як, при переробленні нафти ці енерговитрати складають 10%, а при виробництві електроенергії — 60%. Теплотворна здатність гранул складає 4,5…5,0 кВт/кг, що в 1,5 рази більше,

ніж у звичайної деревини і вона наближається до теплотворної здатності вугілля. Горіння гранул в топці котла відбувається більш ефективно — кількість залишків (попелу) не перевищує 0,5...1,0% від загального об'єму використаного палива.

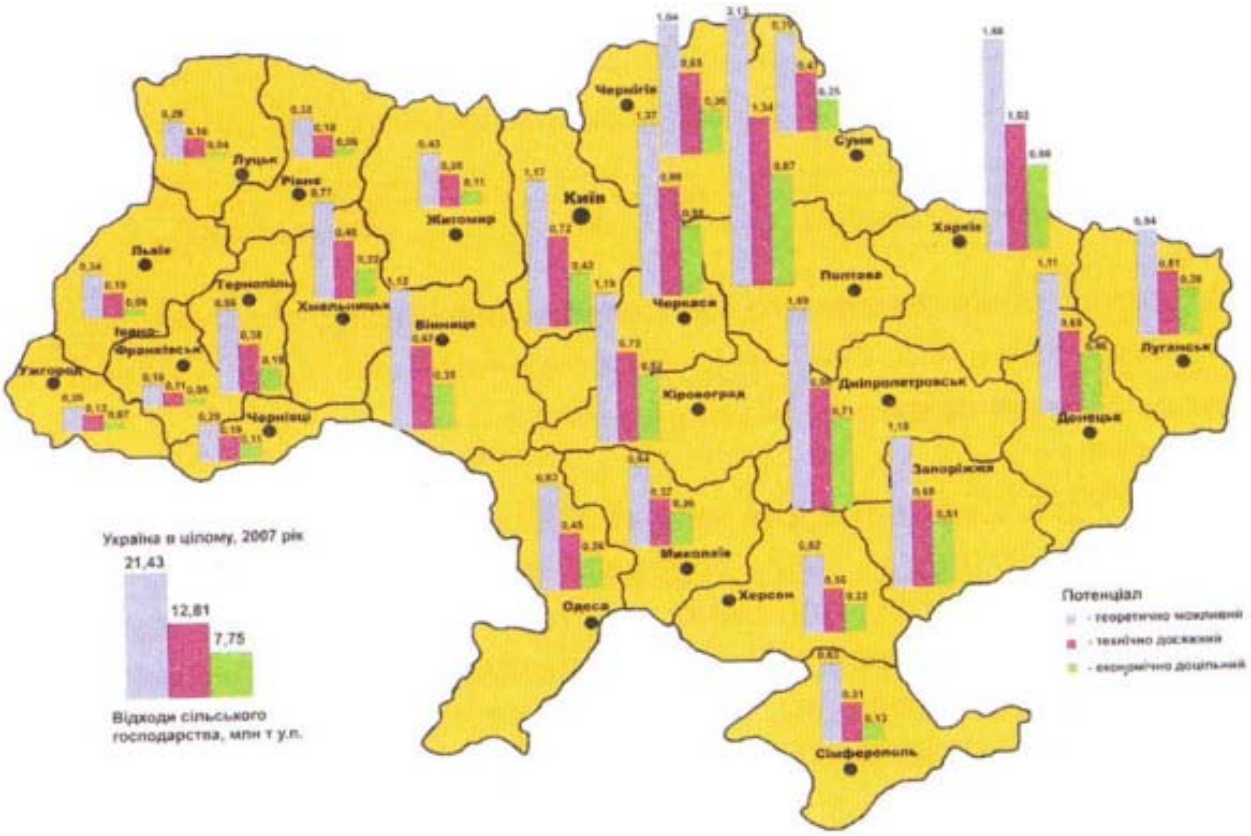


Рисунок 8.2. Розподіл енергетичного потенціалу (у млн. т. у.п.) відходів сільськогосподарських культур

Порівняльну характеристику властивостей різних видів палива відображено в табл. 8.5. Для багатьох регіонів України використання власного твердого біопалива доцільніше, ніж вугілля або нафтопродуктів, бо вироблене з місцевої сировини біопаливо обходиться у 2…4 рази дешевше та не потребує значних транспортних витрат на його доставку. Використовують тверде біопаливо у вигляді солом'яних брикетів, гранул та відходів сільськогосподарського виробництва. Наприклад, на 14 підприємствах олійної галузі України парові котли переведено на спалювання лушпиння, за рахунок чого тільки у 2008 році зекономлено 152 млн. $м^3$ газу. В минулому році олійно-жирова галузь використала для спалювання в промислових котлах лушпиння соняшнику в

кількості до 500 тис. т. Крім того, близько 120 тис. т лушпиння щорічно гранулюється і продається на експорт та населенню.

Таблиця 8.5

Порівняльна характеристика властивостей різних видів палива

Вид палива	***Вологість матеріалу, %***	***Теплотворна здатність, МДж/кг***	***Вміст сірки, %***	***Вміст попелу, %***
Природний газ	–	35…38 МДж/м^3	0	0
Кам'яне вугілля	–	15…25	1…3	10…35
Паливо моторне	–	42,5	0,2	1,0
Мазут	–	42	1,2	1,5
Тріски дерев, тирса	40…45	10,5…12,0	0	2,0
Брикети, гранули з деревини	7…8	16,8…21,0	0,1	1,0
Брикети, гранули з соломи	8…10	16,5…18,8	0,2	3,0

Подрібнене тверде біопаливо для котлів, яке складається з відходів деревини (залишки кори, тирса, шматки деревини, тощо), повинне мати теплотворну здатність сухої маси вищу ніж 5400 кВт·год/т; вологість меншу за 40%; середній розмір частинок — 50х50х20 мм, при цьому кількість частинок з розмірами до 150х60х20 мм не більше ніж 10%; вміст попелу до 2% його сухої маси. До того ж, не дозволяється додавання у біопаливо речовин, що здатні негативно вплинути на його зберігання, перевезення та використання в опалювальному обладнані.

8.4. Якісні характеристики виробництва гранул та брикетів.

Раціональне використання відходів рослинного походження є серйозною проблемою. Часто пряме використання відходів з енергетичною метою є неможливим в зв’язку з їх високою вологістю та невідповідному фізичному стану. Найважливішими з них є відходи, що виникають при механічному обробленні деревини (тирса, деревна стружка, кора і т.д.), і солома. Кількість відходів деревини становить близько 3…4 млн. т на рік, з яких лише 19% використовуються в енергетичних цілях, основна ж частина просто утилізується.

Відходи з соломи зернових та ріпаку щорічно оцінюються приблизно в 30 млн. т, з яких лише незначна частина використовується як компонент кормів.

Складнощі використання енергії біомаси відходів можуть бути подолані шляхом їх оброблення, що значно підвищує їх теплотворну здатність. Ці заходи є дорогими і енергоємними. Однак, вигода від нового палива (значне збільшення густини та теплотворної здатності, відсутність викидів CO_2, зниження викидів NO_x та SO_2 в атмосферу, що відповідає законодавству в ЄС), робить його привабливим для інвестицій та перспективним. Найпоширенішими операціями, що відбуваються з відходами в процесі виробництва твердого біопалива є: висушування, подрібнення, гранулювання та брикетування.

Теплота згорання і теплотворна здатність. Рослинні відходи мають високу теплотворну здатність, є хорошим та екологічно чистим матеріалом для палива. В якості дослідження теплоти згорання та теплотворної здатності проводяться досліди з тирсою ялини, соломою, папером, вугіллям і корою (дуб, береза, вільха, верба та кора сосни). Результати представлено в табл. 8.6 (для сухої маси палива).

Таблиця 8.6

Теплота згорання та теплотворна здатність різних видів твердого біопалива

Досліджуваний матеріал		***Теплота згоряння (МДж/кг)***	***Теплотворна здатність (МДж/кг)***
Тирса ялини		18,89	17,58
Солома	житня	17,78	17,12
	ріпакова	19,14	17,82
Гречане лушпиння		20,12	18,76
Папір (макулатура)		17,05	16,39
Деревне вугілля		31,55	30,23
Кора	дубова	19,05	17,51
	березова	23,37	21,86
	вільха	21,73	20,31
	вербова	18,19	16,76
	соснова	21,08	19,66

Результати показують, що рослинні відходи характеризуються високою теплотою згорання. Найбільший показник теплоти згорання був зафіксований

при згоранні деревного вугілля — 31,55 МДж/кг і найменший — при згоранні паперу — 17,05 МДж/кг. Для порівняння — теплотворна властивість становить вугілля 27…33 МДж/кг, бурого вугілля — 27…33 МДж/кг, дизельного палива — 41…46 МДж/кг, газів — 35…49 МДж/кг. Теплота згорання та теплотворна здатність показують, що досліджувані матеріали є дуже хорошими енергоносіями та можуть ефективно використовуватись як паливо.

Виробництво паливних брикетів та гранул. Паливні брикети та гранули, що утворюються в процесі агломерації під тиском (грануляцією, брикетуванням), коли відбувається ущільнення сипучих матеріалів під дією зовнішніх сил (під тиском пресування) і внутрішніх (міжмолекулярні сили та зв'язки) формуються геометрично правильної і однакової форми.

Наприклад гранули BN-78/1135-04 кубічної чи циліндричної форми, відповідно з висотою або діаметром до 15 мм, брикети — кубічної чи циліндричної форми, відповідно з висотою або діаметром 15…30 мм, зустрічаються і великі брикети з висотою (діаметром) 60…120 мм.

Використання рослинних відходів у спресованому вигляді (брикети та гранули) має багато переваг. По-перше, брикети можна спалювати — кінетика горіння спресованих відходів схожа на спалювання деревини (колоди). Крім того, брикети та гранули потребують значно меншого простору для зберігання. Густина брикетів (гранул) значно вища у порівнянні з сипучими матеріалами, що забезпечує значне скорочення транспортних витрат. Слід зазначити, що спалювання брикетів (гранул) є безпечним (не вибухова речовина) і процес його транспортування, зберігання та завантаження в камеру згорання може бути автоматизоване. Матеріали для брикетування (грануляції) повинні мати вологість 8…15%. Висока вологість сировини впливає на якість отриманого продукту. А саме на зменшення густини та кінетичної стійкості брикетів (гранул), зниження калорійності та зростання викидів під час згорання.

Підвищення температури процесу ущільнення збільшує густину агломерату. При пресуванні тирси, подрібненої деревини та соломи відбувається частковий гідроліз целюлози та геміцелюлози, що викликає склеювання

частинок матеріалу. Наприклад, в процесі виробництва брикетів з соснової тирси, підвищення температури від 20°С до 180°С, під тиском 60 МПа дозволяє отримати брикети з більшою густиною (1750…1800 кг/м^3). Відходи рослинного походження, такі як деревна тирса або стружка, зазвичай неоднорідні та мають частки різних розмірів. Наприклад, соснова тирса має такий гранулометричний склад: 31,3% часток утримується на ситі з сіткою 1,5х1,5 мм, 16% на ситі 1х1 мм, 13,5% на ситі 3х3 мм, а 15,4% на ситі 2х2 мм, і є хорошим матеріалом для брикетування. У промисловій практиці виробництво гранул можна умовно поділити в залежності від застосовуваного типу обладнання (рис. 8.3).

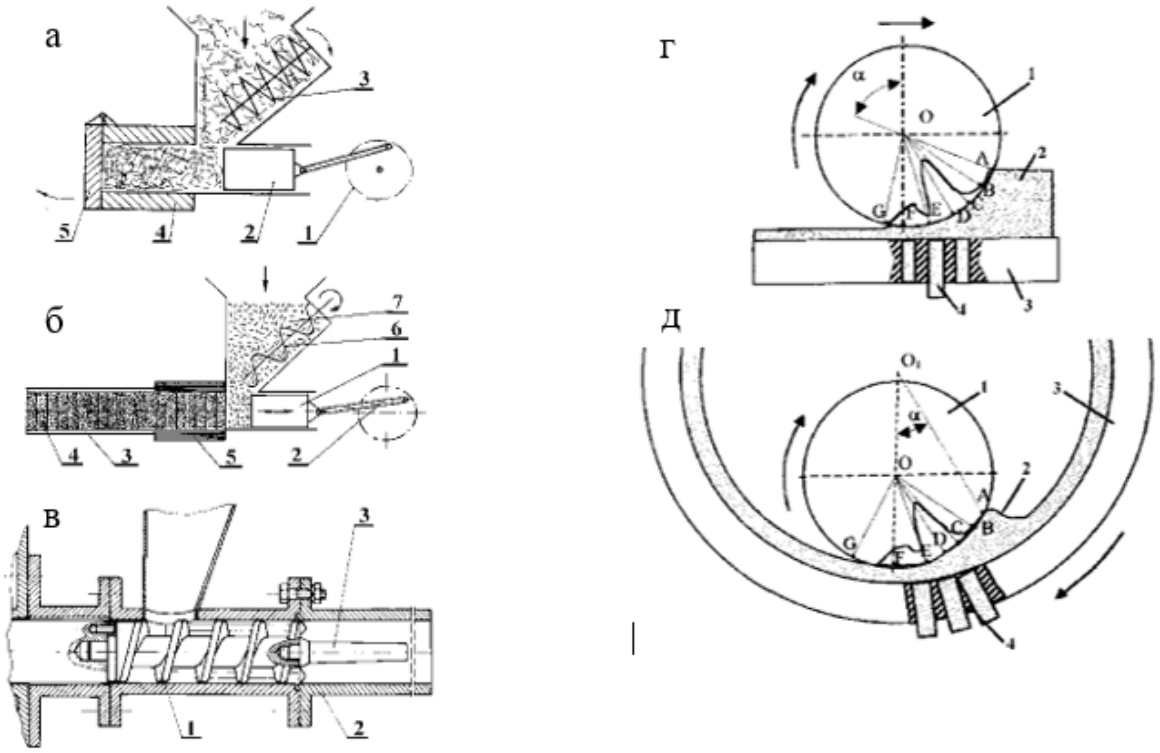


Рисунок 8.3. Схеми типового пресувального обладнання: а) в закритій камері, поршневе ущільнення: 1 – ексцентрик; 2 – поршень; 3 – шнек; 4 – камера ущільнення; 5 – рухома плита; б) у відкритій камері, поршневе ущільнення: 1 – поршень; 2 – шатун; 3 – камера ущільнення; 4 – брикети; 5 – нагрівач; 6 – шнек; 7 – сировина; в) у відкритій камері, шнекове ущільнення: 1 – нагнітаючий шнек; 2 – матриця; 3 – вал; г) на плоскій матриці: 1 – ущільнюючий ролик; 2 – матеріал; 3 – матриця; 4 – гранула; д) на кільцевій матриці: 1 – ущільнюючий ролик; 2 – матеріал; 3 – матриця; 4 – гранула

Обладнання для пресування з закритою камерою (рис. 8.3, а), характеризується низьким споживання енергії на одиницю отриманої продукції, і дає змогу використовувати в якості сировини для пресування різні матеріали та суміші рослинного походження. Їх недоліки включають складний механізм закриття та відкриття камери пресування і низьку ефективність. Системи з використанням пристроїв, що працюють з відкритою камерою (рис. 8.3, б) мають простішу конструкцію та вищу ефективність. До недоліків подібних пристроїв відноситься високе споживання енергії та необхідність використання різних типів матриць для пресування в залежності від матеріалу, що пресується. Збільшення споживання енергії, яке є результатом виникнення сил тертя в процесі утворення брикетів частково є позитивним фактором (при перетворенні механічної енергії в теплову виникає ефект склеювання частинок матеріалу, що сприяє утворенню більш якісного брикету). Пресування тирси (січки соломи) на обладнанні для брикетування (рис. 8.3, в) здійснюється за допомогою шнека 1 та матриці 2, отримані брикети мають міцну структуру та загартовану зовнішню та внутрішню циліндричні поверхні. Процес гранулювання здійснюється в системах, що використовують плоску або кільцеву матрицю пресування (рис. 8.3, г та рис. 8.3, д). Процес пресування подрібненої рослинної сировини в цих системах дуже схожий. Матеріал спочатку ущільнюється, потрапляючи в клиновидний зазор між роликом та матрицею, остаточне спресовування відбувається в отворах матриці.

На рис. 8.4 зображено фотографію готових брикетів, які виготовлено з тирси ялини, ялиці, з додаванням гречаного лушпиння. Брикети, що отримані на шнековому пресі. Довжина брикетів 70 мм, діаметр 20 мм.

Використання відходів рослинного походження в якості палива є цілком виправданим та найкращим способом використати ці матеріали є перетворити їх на брикети або гранули. Виробництво паливних брикетів з даних матеріалів оптимально проводити на середніх та великих підсобних господарствах та переробних підприємствах АПК.

Рисунок 8.4. Готові брикети

8.5. Технологічні схеми виробництва твердого біопалива.

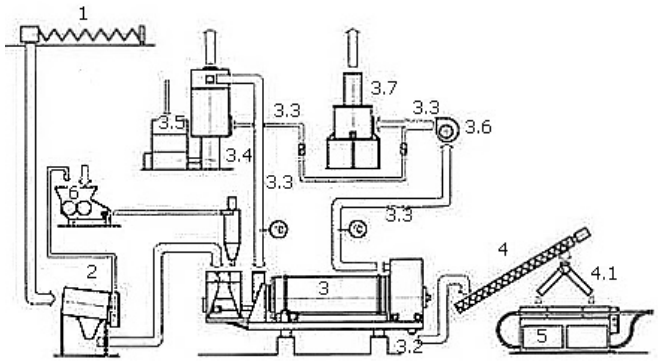


Рисунок 8.5.: 1 – шнек, 2 – сито, 3 – сушильна камера, 3.1 – бункер для сировини, 3.2 – відвід для сировини, 3.3 – повітряні трубопроводи, 3.4 – бойлер на сировині, 3.5 – паливний бункер, 3.6 – вентилятор, 3.7 – фільтр, 4 – шнекова подача в брикетер (гранулятор), 4.1 – розподільник сировини, 5 – брикетуючий прес (гранулятор), 6 – дробарка відходів

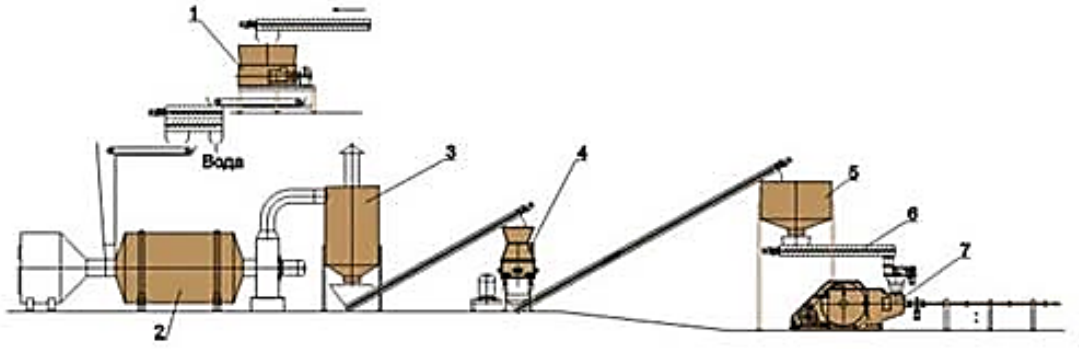


Рисунок 8.6.: 1 – крупно-фракційна дробарка; 2 – сушильна камера; 3 – бункер; 4 – дрібно-фракційна дробарка; 5 – бункер; 6 – шнек; 7 – брикетувальний прес (гранулятор)

8.6. Обладнання для подрібнення біосировини.

Процес механічної переробки подрібненням поширений в технологічних схемах виробництва твердого біопалива. Так, в ряду технологій застосовується механічне подрібнення твердих матеріалів з подальшим розділенням їх за розмірами. Подрібнення матеріалів покращує умови для їх перемішування, транспортування, сушіння та подальшого формування в брикети чи гранули.

Результат подрібнення характеризується ступенем подрібнення, що визначається відношенням середнього характерного розміру D шматка матеріалу перед подрібненням до середнього характерного розміру d шматка матеріалу після подрібнення.

$$i = \frac{D}{d}.$$

Характерним лінійним розміром шматка кулеподібної форми являється діаметр, шматка кубічної форми — довжина ребра. Характерний лінійний розмір шматків неправильної геометричної форми може бути знайдено, як середня геометрична величина:

$$d_x = \sqrt[3]{lbh}$$

де l, b, h – максимальні розміри куска по трьох взаємно перпендикулярних напрямках: довжина, ширина та товщина.

Для розрахунку середнього характерного розміру шматка матеріал розділяють на декілька фракцій. В кожній фракції знаходять середній характерний розмір як півсуму характерних розмірів максимального та мінімального шматків.

В технології виробництва твердого біопалива з сировини рослинного походження розрізняють 2 етапи подрібнення. Перший етап — грубе подрібнення, перед сушінням. Другий етап — дрібне (тонке) подрібнення, безпосередньо перед пресуванням.

Грубе подрібнення. Дробарки, для крупного подрібнення, подрібнюють сировину для подальшого просушування. Подрібнення сировини проводять до розмірів часток не більше 25х25х2 мм. Грубе подрібнення дозволяє швидко та якісно висушувати сировину і готує її до подальшої обробки у дробарці, для тонкого розмелювання.

Дрібне подрібнення. У прес сировина повинна заходити з розмірами частинок менше 4 мм. Тому дробарка, для тонкого розмелювання, подрібнює сировину до необхідних розмірів. У дробарку для тонкого подрібнення сировина повинна заходити з максимальними розмірами часток 25х25х2 мм.

Для грубого подрібнення використовуються дробарки вертикального та горизонтального типів, в залежності від способу завантаження сировини. Найпоширенішими є барабанні різальні машини та молоткові дробарки.

Для тонкого подрібнення застосовують молоткові дробарки та млини різних конструкцій.

Барабанні різальні машини. Ці машини (рис. 8.7) застосовуються для виробництва технологічної та паливної тріски, а також «мікрощепи» з круглого лісу, балансу, тонкоміру, горбиля та інших шматкових відходів та некондиційної деревини. Сучасні різальні установки працюють з продуктивністю 10…900 м^3 деревини на годину (по вхідній сировині).

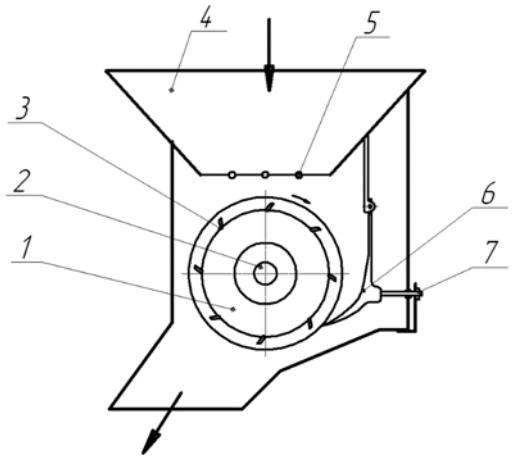


Рисунок 8.7. Схема барабанної різальної машини: 1 – барабан, 2 – горизонтальний вал, 3 – ножі, 4 – завантажувальний бункер, 5 – решітка, 6 – клин, 7 – гвинт

Барабанні різальні машини виробляють «мікрощепу» розміром фракції до 4 мм., безпосередньо з круглого лісу діаметром до 600 мм. Переваги барабанних різальних машин: надійність, невисокий рівень експлуатаційних затрат, висока одинична продуктивність, порівняно невисока вартість.

Робочим органом дробарки є барабан 1, що обертається на горизонтальному валу 2. Плоскі або зубчасті ножі 3 встановлено в пази барабана і виступають над його поверхнею. Матеріал з бункера 4 через решітку 5 потрапляє в простір між барабаном та клином 6 і подрібнюється ножами. Клиновий зазор регулюється гвинтом 7.

Молоткові дробарки. Широке застосування у виробництві брикетів та гранул набули також молоткові дробарки (рис. 8.8). Подрібнення матеріалу в них відбувається під дією динамічних навантажень механічного удару. Дія на тіло при зосередженому навантаженні аналогічна розколюванню, при розподіленому — роздавлюванню.

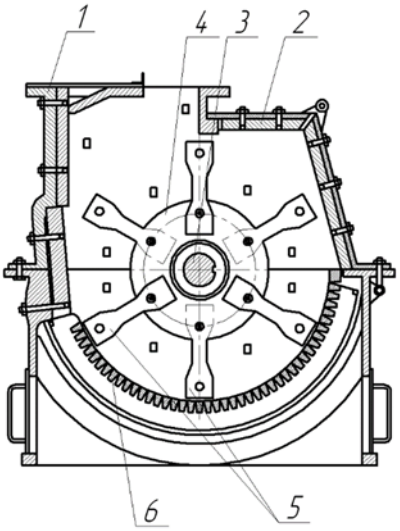


Рисунок 8.8. Схема молоткової дробарки

Основним елементом дробарки є ротор на горизонтальному валу 6 з дисками 7, що закріплено на певній відстані за допомогою дистанційних кілець 8. До дисків на стрижнях 2 прикріплено рухомі металеві пластинчасті молотки 3. При обертанні валу матеріал, що проходить через підживлювач 5 і патрубок 4, піддається багаторазовим ударам молотків, подрібнюється,

проходить крізь сито 1 та вивантажується. Стан сита контролюють через люк 9. Застосовують дробарки з молотками кулачкового типу. При обертанні ротора його швидкість та кінетична енергія удару мають бути достатніми, щоб зруйнувати матеріал. Критична (мінімальна) швидкість удару, яка забезпечує подрібнення матеріалу залежить від початкових розмірів частинок. Швидкість удару (колова швидкість ротора) при подрібненні шматків деревини становить 60…90 м/с.

Особливістю роботи молоткової дробарки є значні навантаження, що виникають при подрібненні важкооброблюваних волокнистих матеріалів, наприклад, деревини, тому при конструюванні потрібно це враховувати в якості надміцного корпусу та посиленої конструкції сит. Маса дробарки поглинає всю вібрацію, а жорсткий корпус дозволяє зберігати дуже маленький зазор між молотками та ситом. Однією з найважливіших характеристик молоткових дробарок є лінійна швидкість обертання молотків. Для тонкого подрібнення найкраще підходять високі швидкості молотків. Більш грубе подрібнення може проводитися при нижчих швидкостях. Типову схему ділянки подрібнення сухої сировини показано на рис. 8.9.

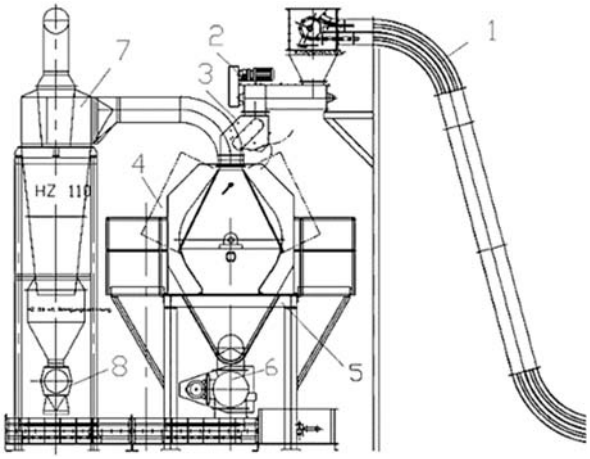


Рисунок 8.9. Типова схема ділянки подрібнення сухої сировини:

1 – транспортер подачі сировини; 2 – подвійний або потрійний шнековий живильник; 3 – повітряний сепаратор з магнітним уловлювачем; 4 – молоткова дробарка; 5 – камера вивантаження; 6 – шнек вивантаження сировини; 7 – циклон або фільтр; 8 – шлюзовий затвор вивантаження подрібненої сировини

У деяких випадках дуже важливою характеристикою стає відстань між зовнішньою кромкою молотків та ситом. Наприклад, для тонкого подрібнення волокнистих продуктів або маслянистої сировини, наприклад лузги насіння, — потрібно дуже маленький зазор між молотками та ситом. При маленькому зазорі матеріал краще переміщається по ситу і швидше виходить з камери розмелювання, що запобігає нагріванню та втратам вологи продукту.

Вивантаження подрібненої сировини з дробарки здійснюється за допомогою системи пневмотранспорту, що обладнана циклоном або фільтром (в залежності від величини викидів пилу та енергозбереження).

8.7. Обладнання для сушіння біосировини.

Сушіння є обов'язковою операцією в процесі виробництва деревних гранул.

За своєю фізичною суттю сушіння — це складний дифузійний процес, швидкість якого визначається швидкістю дифузії вологи із поверхні висушуваного матеріалу в навколишнє середовище.

Методи сушіння вологого матеріалу відрізняються переважно способом підведення теплоти та зумовлені фізико-хімічними властивостями цих матеріалів, а також формою їх зв'язку з вологою. В технології виробництва гранул застосовується метод конвективного сушіння, що характеризується безпосереднім контактом матеріалу з потоком нагрітого газу (повітря). Волога випаровується за допомогою теплоти нагрітого газу, який одночасно поглинає та виносить із сушарки утворену водяну пару. Сушарки розраховують, виходячи із заданої кількості вологого матеріалу та його початкової і кінцевої вологості. Щоб визначити кількість висушеного матеріалу, випареної вологи та витрату сухого повітря на висушування, складають матеріальні баланси: за абсолютно сухою речовиною та за вологою. Для усталеного процесу рівняння теплового балансу виражає однаковість кількості теплоти, що надходить у сушильну установку, і теплоти, що виходить з неї.

Технологія сушіння. Всього існує кілька десятків технологій та варіацій технологій, які можна застосувати для сушіння різноманітних сипучих

матеріалів. Майже всі вони були розроблені ще в першій половині XX століття. Їх описи та аналіз присутні в технічній літературі починаючи з 1930-х років видання. Частина з них в останні роки «відкриваються заново», тому що постачальники обладнання та інжинірингові компанії знаходяться в безперервному пошуку шляхів удосконалення технологій, які застосовуються при виробництві біопалива. Основні завдання, які сучасні винахідники прагнуть вирішити: зниження енергоємності сушіння; зменшення вартості обладнання; спрощення технології та зменшення площ, які займає сушильне обладнання; підвищення вибухо- та пожежної безпеки.

Барабанні сушарки. В біопаливній галузі, так само як і в багатьох інших галузях, де потрібне сушіння великих об'ємів сипучих матеріалів найбільшого поширення набули сушильні агрегати барабанного типу. Ці сушарки широко застосовуються для безперервного сушіння при атмосферному тиску шматкових, зернистих та сипучих матеріалів.

Одинична продуктивність такої сушарки може складати до 20 т на годину та більше. Перевагами технології сушіння в барабані є невисока вартість, перевірена, надійна, традиційна технологія, бережливе сушіння, що забезпечує збереження всіх властивостей матеріалу, висока енергоефективність.

Сушильний агрегат барабанного типу (рис. 8.10), як правило, використовує для сушіння топкові гази в суміші з повітрям. Барабанні та дискові контактні сушильні агрегати можуть працювати з використанням у вигляді теплоносія: пари, гарячої води або термомастила. Температура теплоносія на вході в барабан становить 400˚С, що дозволяє мінімізувати шкідливі викиди в атмосферу, забезпечивши максимальну якість висушеної біомаси.

Іноді в сушильний комплекс може бути включена топка на біомасі, що виробляє гарячі гази, які необхідні для сушіння.

При установці барабанної сушарки під відкритим небом необхідно додатково включити до постачання теплоізоляції головного циклону, шлюзового затвору щоб уникнути конденсації вологи в цих вузлах. Теплоізоляція барабана потрібна в будь-якому випадку.

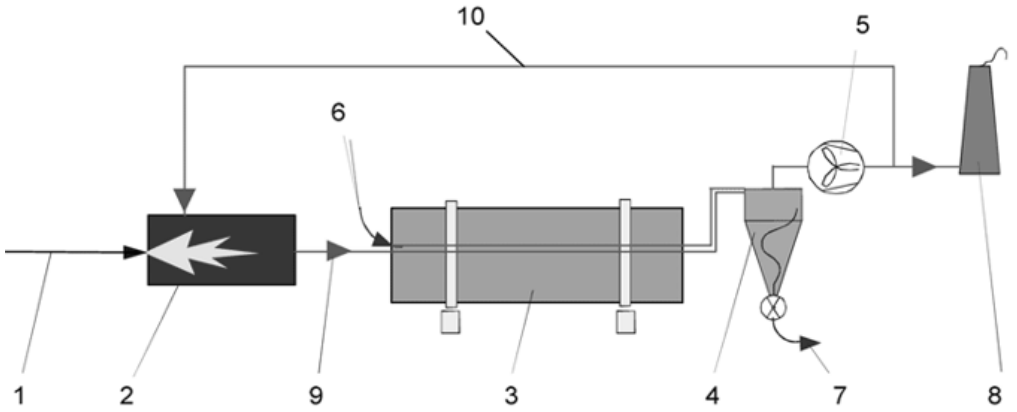


Рисунок 8.10. Схема сушіння в сушарці барабанного типу: 1 – паливо, 6 – подача вологого матеріалу, 7 – шлюзовий затвор, 8 – труба викиду теплоносія, 9 – теплоносій, 10 – теплоносій, для повторного використання

Принцип дії апарата такий. Вологий матеріал подається в барабан 6. Теплоносій (топкові гази в суміші з повітрям) 9 нагрівається в теплогенеруючій установці 2 та вступає в контакт з матеріалом всередині барабана 3. Постійне обертання барабана та встановлені усередині нього перегородки (лопатки) забезпечують постійне знаходження матеріалу в потоці теплоносія, що приводить до інтенсивного випаровування вологи. Крім того така взаємодія дозволяє ефективно відокремлювати дрібні та легкі частинки матеріалу, які швидко висихають, від більш великих, важких, вологих часток. Дрібна суха фракція швидко виноситься з барабану потоком теплоносія. Велика фракція залишається всередині барабана більш тривалий час, поки не вивантажиться з нього з заданим рівнем вологості. Теплоносій за допомогою потужного головного вентилятора 5 транспортується з теплогенеруючої установки через барабан до головного циклону 4 сушильного агрегату. У циклоні висушений продукт відділяється від потоку теплоносія. Відпрацьований теплоносій (повітря, яке насичене водяною парою) викидається в атмосферу через трубу відведення теплоносія 8. Під циклоном встановлено великий шлюзовий затвор 7, що затримує теплоносій і вивантажує висушений продукт для подальшої переробки. Позиції 1…3 (рис. 8.11) можуть бути замінені газовим пальником зі змішувальною камерою. Теплоносій: топкові гази в суміші з повітрям.

Температура, підтримувана на вході в барабан, залежить від характеристик сушильного агрегату та режиму його експлуатації — необхідної продуктивності, початкової вологості продукту і т.п. Найчастіше вона підтримується на рівні 250…450°С. При просуванні матеріалу через барабан його вологість знижується, проте на виході з барабана температура теплоносія і самого матеріалу вже значно нижча за температуру горіння. Температура теплоносія на виході з барабана повинна бути вищою від «точки роси», щоб уникнути конденсації пари. Зазвичай вона підтримується на рівні 70…110°С.

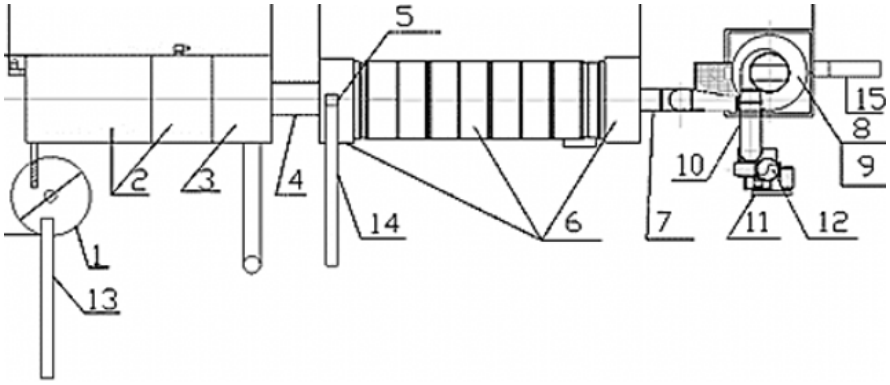


Рисунок 8.11. Сушильний комплекс барабанного типу з твердопаливним теплогенератором: 1 – паливний бункер, 2 – топка зі змішувальної камерою, 3 – система іскрогасіння, 4 – газохід, 5 – живильник завантаження вихідною сировиною, 6 – бункер завантаження, сушильний барабан, розвантажувальний бункер, 7 – газохід виходу теплоносія з барабана, 8 – циклон очищення теплоносія від дрібної фракції сухої сировини, 9 – живильник циклону, 10 – газохід до димососу, 11 – димосос, 12 – труба димососа, 12 – транспортер завантаження палива в паливний бункер, 14 – транспортер завантаження вихідної сировини в живильник сушильного барабану, 15 – транспортер подачі сухої сировини

Стрічкові сушарки. Поряд з барабанними сушарками нерідко для сушіння біомаси застосовуються сушильні комплекси стрічкового типу.

Стрічкові сушильні комплекси (рис. 8.12) для дерев'яної тріски та тирси мають ряд переваг у порівнянні з сушарками барабанного типу.

Низькотемпературний сушильний агрегат стрічкового типу, що використовує в якості теплоносія гарячу воду, дозволяє економити електричну енергію, має низький рівень шкідливих викидів (не потрібні додаткові заходи для очищення викидів), дає можливість використання низькотемпературної енергії, забезпечує ніжне сушіння, що зберігає всі властивості матеріалу, автоматизує процес виробництва.

До недоліків стрічкових сушарок належать: висока вартість, дуже жорсткі вимоги до однорідності матеріалу по фракційному складу та початковій вологості, складність в обслуговуванні (через перекоси та розтягування стрічок), велика кількість рухомих частин, низька питома продуктивність, висока питома витрата тепла. Ідеально застосовувати стрічкові сушарки за наявності надлишкової теплової потужності існуючої котельні або технологічного тепла. Теплоносієм є гаряча вода 90…110°С.

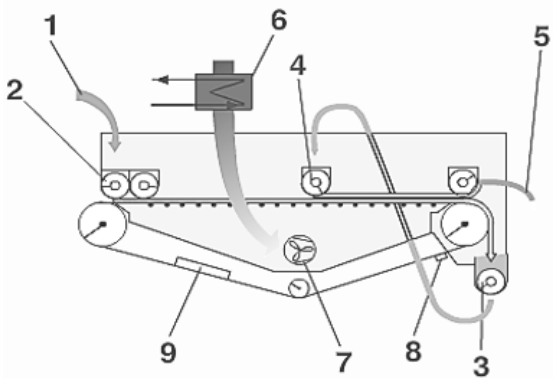


Рисунок 8.12. Схема сушіння в стрічковій сушарці: 1 – вологий матеріал; 2 – шнековий живильник I; 3 – розвантажувальний шнек I; 4 – шнековий живильник II; 5 – вивантаження сухого матеріалу; 6 – теплообмінник; 7 – витяжний вентилятор; 8 – очисна щітка; 9 – пристрій для миття стрічки

Іноді стрічкова сушарка комплектується водогрійним котлом на біомасі, за допомогою якого вода буде нагріватися до температури 105°С у кількості, необхідній для сушіння. За допомогою конвеєра вологий матеріал 1 дозовано подається в шнековий живильник 2, який рівномірно розподіляє його по всій ширині стрічки. Кількість матеріалу регулюється за допомогою зміни крутного

моменту шнека живильника 2, що дозволяє забезпечити рівномірне заповнення шнека. Шар продукту транспортується через сушильну камеру разом зі стрічкою аж до розвантажувального шнека I (поз. 3). За допомогою додаткового шнекового транспортера вивантажений продукт повертається в шнековий живильник II (поз. 4), який повторно розподіляє матеріал на стрічці поверх першого шару. Після повторного проходження частини довжини сушильної камери матеріал вивантажується для подальшої переробки. Використання такої подвійної системи дозволяє досягнути максимального насичення сушильного агента (газу) вологою і таким чином — максимальної енергоефективності процесу. На виході з сушарки 5 здійснюється контроль вологості матеріалу. За результатами цього контролю подається сигнал, що регулює швидкість руху стрічки і тим самим — пропускну спроможність (продуктивність) сушильного агрегату. Таким чином, продуктивність сушарки залежить від кількості доступної теплової енергії. Витяжний вентилятор 7 втягує зовнішнє повітря через теплообмінник 6, де повітря нагрівається перед тим, як потрапити до сушильної камери та пройти крізь шар матеріалу і саму перфоровану стрічку. Під час проходження крізь сушильну камеру матеріал, що знаходиться на стрічці, висихає. Повітря, яке насичене вологою, залишає сушильну камеру через трубу викиду теплоносія. Продуктивність вентилятора регулюється за допомогою перетворювача частоти, в залежності від теплової потужності, яка подається на теплообмінник. Для забезпечення оптимальної роботи агрегат оснащений щіткою 8 та системою мийки 9, які очищають стрічку в процесі роботи сушарки.

Інші технології сушіння. Серед альтернативних технологій сушіння, які отримали певне поширення в біопаливній галузі: сушильні комплекси «фонтанного типу»; кінетичні агрегати для сушіння та подрібнення матеріалів; роторні барабанні сушарки; шнекові сушарки.

На сьогоднішній день жодна з перелічених технологій не одержали масового поширення через незавершеність конструкторських розробок, а також у ряді випадків — через принципові недоліки при сушінні сировини для твердого біопалива. Однак сам факт ведення подібних розробок позитивний і вселяє надію

на те, що в майбутньому виробництво біопалива стане ще більш ефективним, економічним та безпечним.

8.8. Преси для гранулювання біопалива.

Методи гранулювання формуванням та екструзією засновані на здатності дисперсних матеріалів, утворювати гранули необхідної форми і розмірів в результаті силової дії робочих органів на оброблювану масу та продавлюванням її через отвори. Гранулювання методом формування включає ряд стадій: підготовку вихідного продукту (нейтралізацію, плавлення, змішування реагентів і т.п.); власне формування або екструзію (продавлювання маси через перфоровану поверхню в результаті силової дії); охолоджування, подрібнення, класифікацію гранул за розмірами.

Преси для гранулювання класифікуються: за принципом пресування — на преси із закритою та відкритою камерами, в яких протитиск створюється відповідно глухою стінкою та силою тертя об бічну стінку камери; за типом робочих органів, що створюють зусилля пресування — на шнекові, плунжерні, вальцеві та комбіновані.

Шнекові гранулятори. Можуть бути циліндричними і конічними, одно- та двошнековими, з горизонтальним і вертикальним розташуванням шнеків (рис. 8.13).

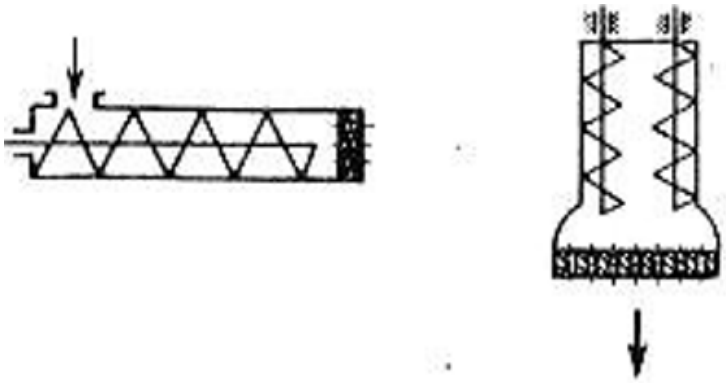


Рисунок 8.13. Шнекові гранулятори

На рис. 8.14 зображено одну з можливих конструкцій шнекового гранулятора. Гранулятор складається з рами 1, на якій закріплено приймальну

камеру з приймальним бункером 3 та робочу камеру 4, в яких розташовано подаючий 5 та пресуючий 6 шнеки. В торці робочої камери закріплено кільцеву матрицю 7 з філь'єрами для екструдованого продукту. З зовнішнього боку матриці 7 розміщено гранулоутворюючий пристрій 8 та лоток 9 для відведення відходу. Привод шнеків 5 і 6, а також гранулоутворюючого пристрою 8 здійснюється від загального силового приводу 10.

Працює гранулятор таким чином. Продукт завантажується в прийомний бункер 3 і при включеному силовому приводі 10 подається шнеком 5 до пресуючого шнеку 6, який продавлює продукт скрізь філь'єри матриці 7. На виході з філь’єр матриці 7 джгути продукту розрізаються на гранули лезами основних ножів. Довжина гранул залежить від кількості ножів та від кількості подаваємого в одиницю часу продукту та може регулюватися засувкою 21 приймальної камери 2.

Для шнекових грануляторів характерний високий питомий тиск формування унаслідок великих деформацій зрушення. Ця особливість може бути віднесено як до переваг, так і до недоліків шнекових грануляторів. Перевагою є висока міра гомогенізації та міцності готових гранул, а недоліком — велика енергоємність, можливість небажаної термічної дії на матеріал.

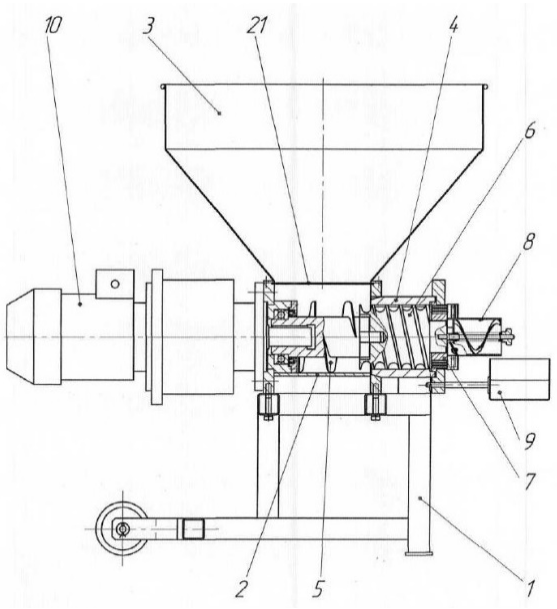


Рисунок 8.14. Принципова схема шнекового гранулятора

Плунжерні екструдери. У плунжерних екструдерах на відміну від шнекових формування є результатом одновісного стискування. Зазвичай в циліндр плунжерного екструдера завантажують велику порцію матеріалу, який в процесі формування практично не перемішується. При цьому ускладнюється прогрівання формованого матеріалу. Плунжерні преси, як правило, використовують для матеріалів, які розм'якшуються без підігрівання або заздалегідь нагріваються перед завантаженням до температури плавлення. До недоліків цього типу грануляторів можна віднести періодичність процесу, необхідність ретельного очищення циліндра і всіх робочих поверхонь перед кожним завантаженням.

Вальцеві гранулятори. Вальцеві гранулятори поділяються: за розміщенням осей пресуючих валків: гранулятори з вертикальним розміщенням осей пресуючих валків; гранулятори з горизонтальним розміщенням осей пресуючих валків; за типом приводного механізму: матриця нерухома, до руху приводяться тільки пресуючі ролики; матриця та пресуючі ролики приводяться до руху; тільки матриця приводяться до руху.

Гранулятори з вертикальним розміщенням осей пресуючих валків. Валки можуть бути конічними та циліндричними з активним і пасивним приводом. У пресах з циліндричними валками через різниці колових швидкостей нерівномірно зношуються матриці і валки. Також до недоліків можна віднести при певній коловій швидкості відкидання матеріалу під дією відцентрових сил до периферії матриці і, як наслідок, нерівномірне навантаження на її робочу поверхню. При гранулюванні на плоских матрицях (рис. 8.15), найчастіше, приводними є ролики, а матриця закріплена стаціонарно. Матеріал надходить зверху, падаючи на матрицю, а потім на нього накочується ролик, і він продавлюється крізь отвори в матриці.

На рис. 8.16 зображено гранулятор з вертикальним розміщенням осі матриці у поздовжньому перерізі та вид зверху його робочої частини.

Гранулятор містить основу *1* з закріпленою на ній матрицею *2*, встановлений всередині матриці вал *3*, верхня частина якого виконана у формі

конуса *4*, при цьому до валу *3* жорстко прикріплено лопать *5*. В пазах *6* матриці *2*, що виконано на її зовнішній поверхні, еквідестантно по периметру встановлено знімні філь'єрні перфоровані сегменти *7*. На валу *3* безпосередньо під матрицею *2* змонтовано диск *8*, на якому жорстко встановлено один або декілька ножів *9*. Кількість ножів визначається за розрахунком відповідно до відносної швидкості обертання та розміром отриманих гранул. До основи *1* прикріплено огородження *10* з отвором у ньому *11*, одну сторону *12* якого виконано клиноподібної форми. Для відведення отриманого продукту (гранул) встановлено транспортер *13*. Привід валу з лопаттю та диском виконано у вигляді електродвигуна з редуктором.

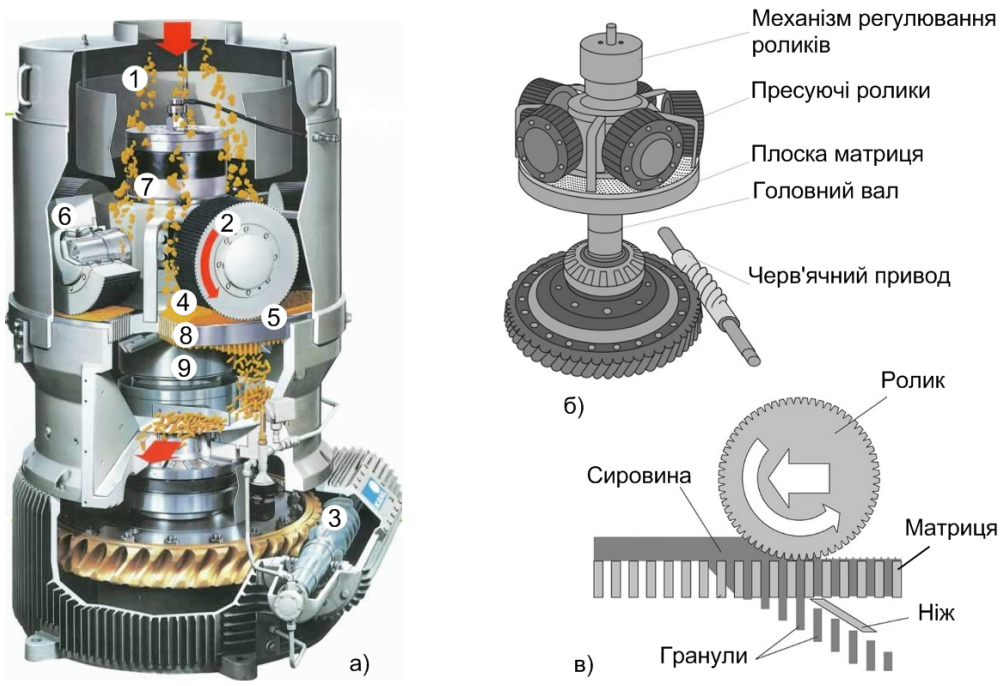


Рисунок 8.15. Гранулятор з вертикальним розміщенням осей пресуючих валків: 1 – прийомний бункер; 2 – пресуючий ролик; 3 – привод; 4 – сировина; 5 – ніж; 6 – підшипник; 7 – механізм регулювання роликів; 8 – плоска матриця; 9 – головний вал

За конструкцією матриця *2* являє собою циліндр, верхня бічна частина якого має гофри *14*. При цьому матрицю *2* обладнано кришкою *15* з отвором *16* для завантаження матеріалів, що гранулюються. Масу кришки *15* розраховано з

метою забезпечення постійного притискання матеріалу та подачі його в зону роботи лопаті *5*.

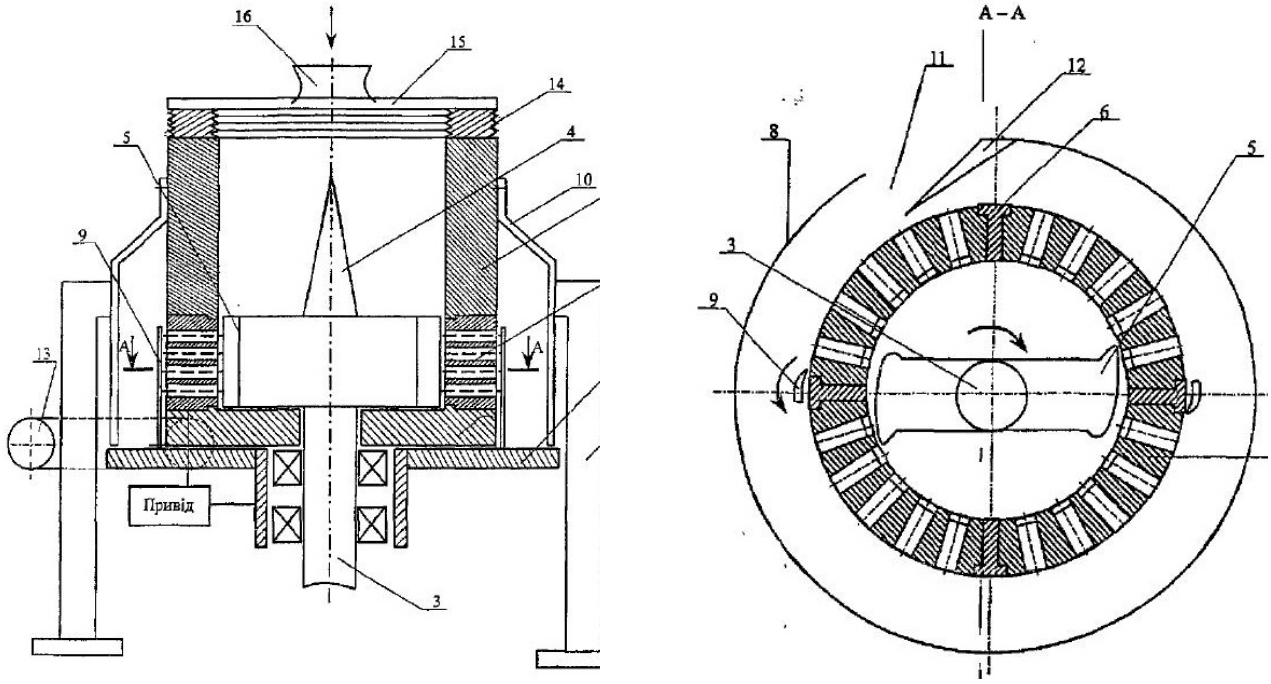


Рисунок 8.16. Принципова схема гранулятора з вертикальним розміщенням осі матриці та пресуючими лопатями

Гранулятор працює таким чином. Матеріал крізь отвір *16* кришки *15* подається на конус *4*, який забезпечує рівномірний розподіл матеріалу у внутрішньому просторі матриці *2*, де він лопаттю *5* продавлюється крізь отвори філь'єрних перфорованих сегментів *7*. Ззовні матриці *2* сформований матеріал подрібнюється ножем *9* на гранули, які падають на диск *8*. При підведенні матеріалу до отвору *11* за допомогою клиноподібної сторони *12*, огородженням *10* гранули подаються на відвідний транспортер *13*. Наявність гофр *14* на бічній стінці матриці *2* дозволяє оптимізувати кількість завантаженого для гранулювання матеріалу.

Гранулятори з горизонтальним розміщенням осей пресуючих валків. В грануляторах з циліндричними матрицями (рис. 8.17) найчастіше ролики закріплено стаціонарно, а матриця є приводною і виконує обертальний рух навколо них, у вертикальній площині. Матеріал, що гранулюється, засипається зі сторони торцевої поверхні матриці, захоплюється нею в обертальний рух та,

потрапляючи в клиновий простір між матрицею і роликом, який також обертається під дією сил тертя, продавлюється крізь радіальні отвори матриці. Такий спосіб гранулювання є більш раціональним ніж попередній з точки зору конструкції машини, енергоємності процесу та зносостійкості матриці та роликів.

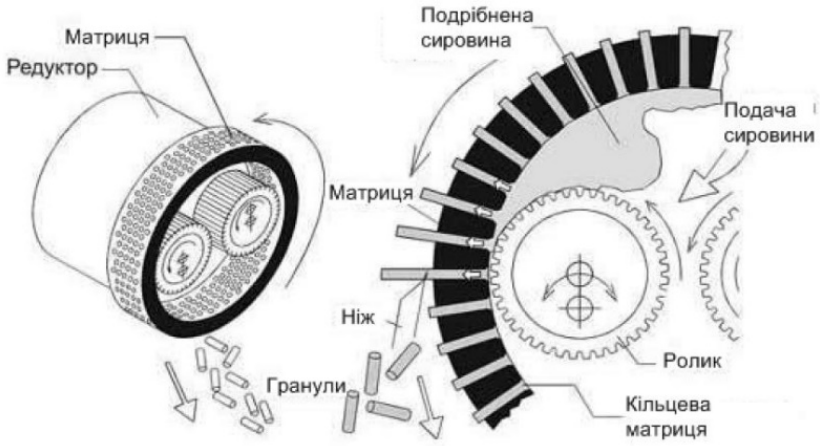


Рисунок 8.17. Вузол пресування гранулятора з горизонтальним розміщенням осей пресуючих валків

Кількість роликів в грануляторах даного типу коливається в межах від одного до чотирьох. Недоліком збільшеної кількості роликів, є ускладнене досягнення рівномірного розподілу матеріалу між ними.

Розглянемо детальніше декілька конструкцій машин даного типу. На рис. 8.18 зображено прес-гранулятор СРМ, який складається з дозуючого пристрою, пристрою для перемішування та безпосередньо з пристрою для пресування. Даний прес-гранулятор може працювати при підвищених навантаженнях з «важкою» сировиною. Робочі органи преса виконуються з особливо міцних матеріалів. Матриця та ролики виготовлені зі спеціальних загартованих зносостійких сплавів. Гранулювання деревини, соломи, лушпиння соняшника та інших матеріалів, вимагає значної сили пресування для проштовхування сировини в пресувальні канали матриці де відбувається ущільнення матеріалу. Матеріал ущільнюється від 100 кг/м^3 до 600…1500 кг/м^3. Споживання енергії від 30 кВт/год до 250 кВт/год на т сировини. Нагрівання

сировини досягає 90°С, що покращує здатність сировини до ущільнення, а отже й впливає на кінцеву якість гранули.

Прес-гранулятор працює наступним чином: сировина з бункера *4* за допомогою шнека *5* подається до змішувача *8*. Через патрубок *7* до змішувача *8* подається пара. За допомогою шнека змішувача *9* відбувається перемішування та транспортування сировини до вузла пресування. Лопатка *15* транспортує сировину у внутрішню поверхню кільцевої матриці *11*.

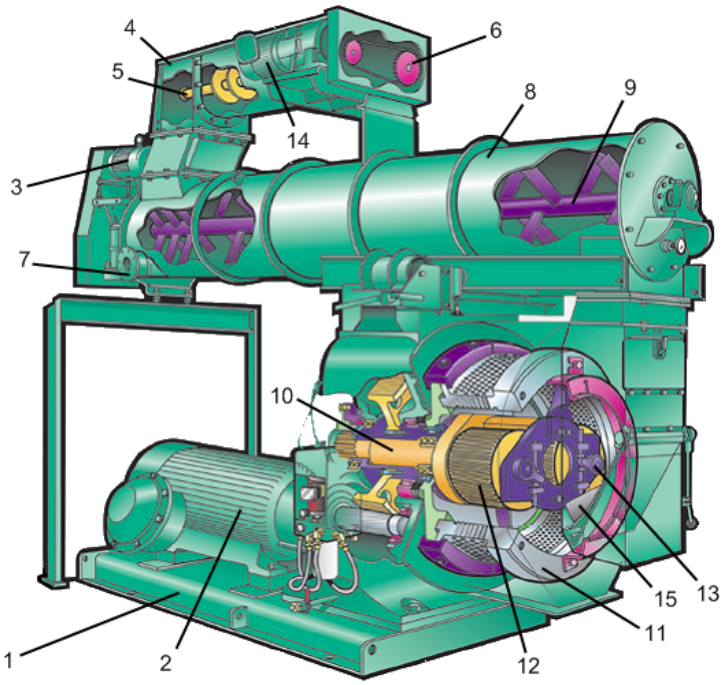


Рисунок 8.18. Прес-гранулятор СРМ: 1 – станина; 2 – основний електродвигун; 3 та 14 – допоміжні електродвигуни; 4 – бункер; 5 – шнек; 6 – ланцюгова передача; 7 – патрубок для входу пару; 8 – змішувач; 9 – шнек змішувача; 10 – основний привод; 11 – кільцева матриця; 12 – пресуючі ролики; 13 – механізм регулювання роликів; 15 – лопатка

Матриця приводиться в рух за допомогою прямого одноступінчастого зубчастого приводу від головного електродвигуна. Усередині матриці розташовано два ролики. Ролики власного приводу не мають. Вони обертаються довкола своєї осі та приводяться в рух матеріалом, який затирається між ними та внутрішньою поверхнею матриці.

Заздалегідь подрібнений, гомогенізований дисперсний матеріал подається всередину матриці з торцевої сторони, потрапляє в зазор між внутрішньою поверхнею матриці і роликами та запресовується в отвори матриці. Під дією сировини, що безперервно подається в камеру гранулювання, матеріал що потрапив в отвори поступово просувається крізь них назовні. В результаті створюваного тиску матеріал нагрівається до температури 100…120°С. При цій температурі відбувається розм'якшення лігніну та інших речовин, що містяться в сировині або доданих спеціально (за необхідністю). Із зовнішнього боку матриці, через отвори ззовні, подаються готові гранули, які за дотримання технології підготовки сировини та гранулювання мають високу міцність та густину.

Різновидом валкових грануляторів є шестеренчасті гранулятори (рис. 8.19). Робочим органом шестерних пресів є пара зубчастих коліс, що знаходяться в зачепленні та обертаються назустріч один одному. У основ зубців є наскрізні радіальні отвори, через які продавлюється пресований матеріал. Гранули, що виходять з отворів, зрізуються нерухомими ножами. Діаметр гранул 10...13,5 мм.

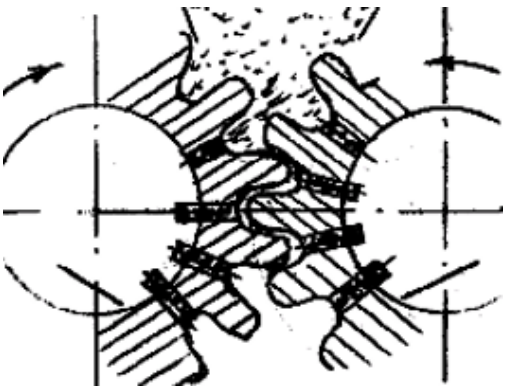


Рисунок 8.19. Вузол пресування шестеренчастого гранулятора

8.9. Обладнання для брикетування.

Брикетуванням називають процес ущільнення твердого тіла або дисперсного матеріалу в замкнутому просторі з метою утворення брикетів — шматків матеріалу геометрично правильної та однакової форми. Брикети мають бути достатньо міцні, щоб не руйнуватися під час зберігання і транспортування.

Брикетують солому, жом, костру льону, подрібнені відходи деревини, лузгу соняшника, комбіновані корми, харчові концентрати тощо. Ущільнення маси під час брикетування супроводжується подрібненням та відносним зміщенням частинок. Маса являє собою однорідну реологічну систему, причому можливе часткове відновлення форми та розмірів тіла протягом деякого часу, після зняття навантаження. Ці властивості матеріалу відображає модуль пресованості ψ, який характеризує здатність маси до ущільнення під дією зовнішнього тиску. Цей параметр залежить від виду, структури та розміру частинок тіла. Процес брикетування визначають також умови проведення пресування: питомий тиск, швидкість процесу тощо.

Під час брикетування зменшення об'єму матеріалу супроводжується збільшенням об'ємної маси, що в свою чергу характеризується коефіцієнтом ущільнення. Тиск пресування розподіляється по висоті брикету нерівномірно внаслідок тертя тіла об стінки матриці. Чим вищий тиск, тим вищий ступінь ущільнення. Брикет має найбільшу густину безпосередньо біля пуансона, який здійснює стиснення. У зв'язку з цим стає явною доцільність двостороннього стиснення, коли навантаження прикладається до двох протилежних поверхонь брикету. Як показують дослідження, у цьому разі брикет має рівномірнішу густину по висоті, на 10…20% зменшується необхідне навантаження.

Ефективність пресування зумовлена взаємним зчепленням частинок, дією капілярних сил, що виникають під час ущільнення маси. Міцність брикетів залежить від стану матеріалу, який підлягає пресуванню, його вологості, попередньої теплової обробки. Інколи, щоб підвищити міцність, доцільно додавати зв'язувальну рідину. Ефективність пресування та міцність брикетів підвищуються із збільшенням тривалості процесу. Ці показники поліпшуються також від витримування маси під тиском і при повторній дії тиску на брикет.

Гідравлічний прес-брикетувальник. Широкого застосування у виробництві брикетів набув гідравлічний прес-брикетувальник (рис. 8.20). Застосовується прес для сипучих матеріалів. Процес пресування здійснюється за допомогою

двох гідравлічних приводів, які здійснюють циклічний рух вперед та назад подаючи сировину в матрицю.

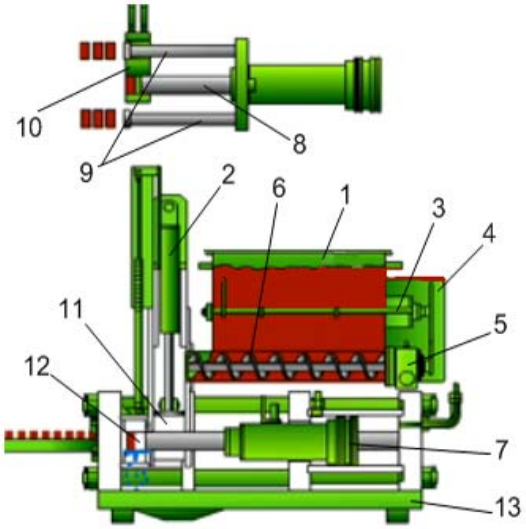


Рисунок 8.20. Схема гідравлічного преса-брикетувальника: 1 – бункер для сировини, 2 – гідропривод попереднього ущільнення, 3 – електромагнітні клапани, 4 – пульт керування, 5 – привод шнеку, 6 – шнек, 7 – основний гідропривод, 8 – пресуючий шток, 9 – транспортуючі штоки, 10 – транспортуюча плита, 11 – камера попереднього пресування, 12 – камера основного пресування, 13 – станина

Принцип роботи гідравлічного преса-брикетувальника подано у табл. 8.7. Гідравлічний прес-брикетувальник формує циліндричні брикети заданого розміру. Ці преси зазвичай працюють в невеликому діапазоні операційних циклів. В залежності від силових гідравлічних приводів та матриці продуктивність може коливатися від кількох десятків до сотень кг/год. Продуктивність залежить від властивостей матеріалу (вміст вологи, в’язкості, температури тощо). Даний прес створює імпульсний вплив на частки матеріалу, що підлягає брикетуванню.

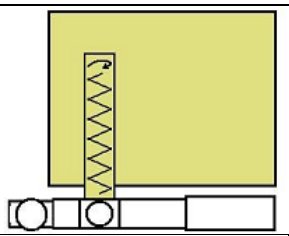
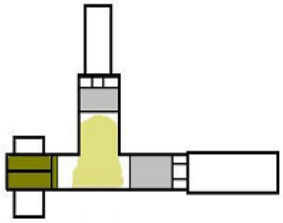
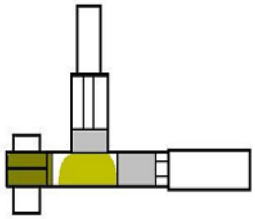
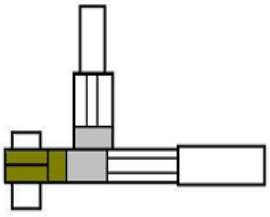
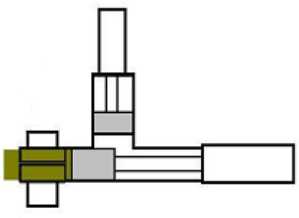
Основним недоліком даного обладнання є складність будови, переваги — висока продуктивність, ергономічність, у порівнянні з іншим аналогічним обладнанням характеризується відносно невеликою масою.

Поршневий прес-брикетувальник. Одним з досить простих і надійних є поршневий прес-брикетувальник (рис. 8.21). На поршневих пресах-

брикетувальниках створюються циліндричні брикети з безперервною структурою. Довжина може регулюватися додатковими елементами, в залежності від конструкції. Ці преси створюють імпульсний вплив на матеріал, що підлягає брикетуванню. Поршневі преси-брикетувальники характеризуються великим діапазоном продуктивності – від кількох сотень до кількох тисяч кг/год. В процесі виготовлення брикетів утворюється шарувата структура, в якій товщина кожного шару залежить від типу матеріалу і спресованості, і становить від 1 мм до 10 мм.

Таблиця 8.7

Принцип роботи гідравлічного преса-брикетувальника

1.		З бункера *1* за допомогою шнека *6* сировина подається до камери попереднього пресування *11*
2.		За допомогою гідроциліндра *2* в камері попереднього пресування *11* відбувається підпресування сировини
3.		Підпресована сировина потрапляє в камеру основного пресування *12*, де під час робочого ходу пресуючого штоку *8* основного гідроприводу та транспортуючої плити *10* відбувається формування брикету
4.		Брикет сформовано
5.		При холостому ході пресуючого штоку *8* транспортуюча плита переміщує готовий брикет, який при наступному робочому циклі виштовхується на конвеєр за допомогою транспортуючих штоків *9*

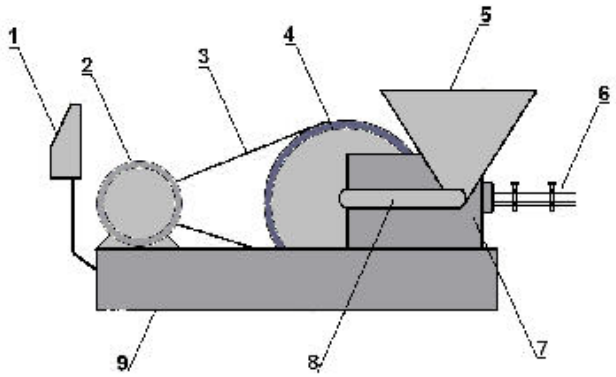


Рисунок 8.21. Схема поршневого прес-брикетувальника: 1 – пульт керування, 2 - двигун, 3 - приводний ремінь, 4 - маховик, 5 – загрузочний бункер, 6 – лоток готових гранул, 7 - камера ущільнення, 8 - шнек , 9 – корпус

Принцип роботи поршневого преса-брикетувальника (рис. 8.22). Подрібнений матеріал з бункера *1* подається за допомогою шнека *2* до камери підпресовування *3*. У камері, в результаті циклічних рухів пресуючого поршня *4*, матеріал переміщується до наступної камери остаточного пресування. Ця камера має конічну форму, що зумовлює ущільнення матеріалу в брикети під впливом періодично виникаючого тиску у 200 МПа, який створюється поршнем *4*. У результаті міжмолекулярного тертя та тертя між матеріалом і стінкою виникає значне підвищення температури до 120…160°С, яке, в свою чергу, покращує густину, а отже і якість, готового брикету.

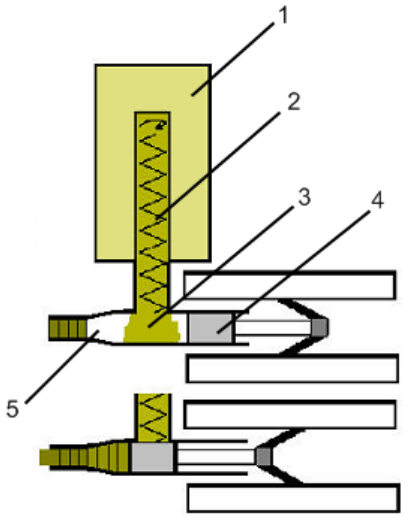


Рисунок 8.22. Принцип роботи поршневого преса-брикетувальника

Запитання для самоперевірки

1. *Загальна характеристика процесу гранулювання.*
2. *Що таке паливна гранула?*
3. *Порівняльна характеристика властивостей різних видів палива.*
4. *Технологія виробництва паливних гранул.*
5. *Крупнофракційне (грубе) подрібнення. Обладнання для подрібнення.*
6. *Сушіння. Обладнання для сушіння при виробництві паливних гранул.*
7. *Мілкофракційне подрібнення та водопідготовка.*
8. *Процес пресування при виробництві паливних гранул.*
9. *Шнекові гранулятори. Будова та принцип дії.*
10. *Гранулятори з вертикальним розміщенням осей пресуючих валків. Будова та принцип дії.*
11. *Гранулятори з горизонтальним розміщенням осей пресуючих валків. Будова та принцип дії.*
12. *Брикетування. Принцип роботи брикетера.*
13. *Методика розрахунку прес-гранулятора.*

РОЗДІЛ 9
РОЗРАХУНОК ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ВИГОТОВЛЕННЯ БРИКЕТІВ З СОЛОМИ

9.1. Властивості та технологія виготовлення гранульованого та брикетованого біопалива.

Найширше застосовують тверде біопаливо, що виготовлено з твердих рослинних відходів у вигляді пелет та брикетів.

Пелети — це спресовані частинки рослинного походження, що мають форму циліндрів максимального діаметра до 25 мм і завдовжки 10…50 мм. Вони можуть бути виготовлені з деревини, торфу, трави, лушпиння, соломи, вугільного пилу та багатьох інших видів рослинної сировини, а також їх сумішей (рис. 9.1). Циліндрична форма паливних гранул забезпечує їм сипкість і дозволяє застосовувати автоматизацію у подавальних пристроях енергетичних установок.

Рисунок 9.1. Зразки пелет із різної сировини: а) лушпиння гречки; б) солома зернових культур; в) деревна стружка; г) торф; д) лушпиння соняшника; ж) лушпиння рису

Паливні брикети — це спресовані вироби правильної геометричної форми максимальний розмір яких не перевищує 150 мм, що утворені з розмолотих та спресованих частинок деревини або іншої біосировини (рис. 9.2). При виготовленні брикетів циліндричної форми, їх довжина не повинна

перевищувати діаметр який у п’ять раз більший, ніж 25 мм, та зазвичай становить 60…75 мм. Стандартних розмірів у даній продукції немає.

Рисунок 9.2. Форми брикетів з рослинних відходів

Паливні пелети та брикети мають високу конкурентоспроможність в порівнянні з іншими видами традиційного палива. Так, для їх виробництва витрачається близько 3% енергії, при цьому під час виробництва нафти ці енерговитрати становлять близько 10%, а при виробництві електроенергії — 60%. Їх теплотворна здатність в 1,5 рази більша, ніж у звичайної деревини і вугілля. При спалюванні 2000 кг пелет виділяється стільки ж теплової енергії, як і при спалюванні: 3200 кг деревини, 957 м^3 газу, 1000 л дизельного палива, 1370 л мазуту. Горіння такого палива в топці котла відбувається більш ефективно — кількість попелу не перевищує 0,5…1% від загального об’єму використаного палива. Крім того, ціни на таке паливо не залежать від зростання цін на викопні види палива та на підвищення екологічних податків. Порівняльну характеристику різних видів твердого біопалива наведено в табл. 9.1.

Брикетування робить зручним використання біосировини в суміші з пилоподібною речовиною, а тому брикети застосовується і для виробництва твердого біопалива. Брикети можна вантажити навантажувачами або пневмотранспортом для спалювання в котлах.

У Європі брикетоване паливо в основному використовується для виробництва тепла великими районними котельнями, які раніше

використовували вугілля. На цих котельнях процес спалювання вугілля в пилоподібному стані було замінено на процес спалювання пилоподібного деревного палива. Вартість переобладнання вугільної котельні на деревне паливо невисока. Найбільші виробники енергії, що використовують деревне паливо в такому вигляді, знаходяться на півдні Швеції в Хельсінгборзі, в центральній частині країни в Вестересі та в Стокгольмі. Ці виробники енергії споживають близько 300000 т пелет на рік, дають теплову енергію в районні мережі, забезпечуючи теплом близько 200000 чоловік, і виробляють значну кількість електричної енергії. Встановлена сумарна потужність цих трьох виробників — близько 300 МВт.

Таблиця 9.1

Порівняльна характеристика різних видів твердого біопалива

Вид палива	***Вологість матеріалу, %***	***Теплотворна здатність, МДж/кг***	***Вміст сірки, %***	***Вміст попелу, %***
Гілки плодових дерев	20	10,5		
Виноградна лоза	20	14,2		
Тріски дерев, тирса	40…45	10,5…12,0	0	2
Брикети з деревини	7…8	16,8…21,0		
Пелети з деревини	9…10	17,5…19,5	0,1	1
Солома	20	10,5…12,5		
Солома в тюках	14…17	14,2		
Пелети з соломи	8…10	16,5…18,8	0,2	4
Брикети з соломи	6…10	15,4…21,0		
Брикети з полови		16,7		
Стебла соняшнику	20	12,5		
Брикети з лушпиння соняшнику	6…8	21,0…21,8		
Пелети з лушпиння соняшнику	6…8	18,5…20,0		
Стебла кукурудзи	20	12,5		
Брикети з качанів		18,0		

Класифікація пелет. Пелети можна виготовляти як з чистої деревини, так і з деревини в суміші з корою. І ті, і інші мають свою вартість і затребувані на ринку. Пелети з низьким вмістом кори, мають найнижчий відсоток зольності, вважаються продуктом високої якості, який придатний для використання і в домашніх котельних. Відповідно, ринок збуту для цього продукту значно

розширюється. Відсоток використання кори в загальному обсязі сировини, що переробляється не повинен перевищувати 5%.

Гранули першого класу: діаметр: 6…8 мм; теплотворна здатність: 16,9 МДж/кг, 4,7 КВт/год; насипна густина: 600 кг/м^3. При виробництві гранул першого класу виключається застосування зв'язуючих речовин, а також кори. Ціна на них знаходиться в межах 90…125 євро/т.

Промислові гранули: діаметр: 8…12 мм; теплотворна здатність: 15,1 МДж/кг, 4,2 КВт/год; вміст попелу: > 1,5%; насипна густина: 500 кг/м^3.

При виробництві промислових гранул допускається незначна кількість кори. Ці гранули використовуються у великих або середніх теплових установках. Ціна на них знаходиться в межах 75…100 євро/т.

Вихідна сировина. Відходи деревообробних виробництв, низькотоварна деревина, баланс і т.п. Створення підприємства по виробництву пелет має сенс, якщо постійно є достатня кількість відходів. Тому лінія з випуску деревних гранул окупиться на виробництві, що використовує не менше 4 т/год сирої деревини і на виході має, відповідно, 2 т/год відходів. Ідеальним варіантом є поєднання лісопильного виробництва та лінії з виробництва пелет.

Продажна ціна обрізних пиломатеріалів — близько 100 доларів за кубометр. У цю вартість входить і ціна матеріалу, який не пішов у виробництво (підгорбильна дошка, горбиль, тріска, тирса). Якщо цю «непродажну» деревину пустити у виробництво паливних гранул, на виході матимемо чистий прибуток. У цьому випадку собівартість всього комплексу різко змінюється.

Сировина для гранулювання. Проаналізовано властивості гранульованого та брикетованого біопалива з відходів деревооброблення. Розглянуто технологічні аспекти виготовлення палива з деревини. Встановлено, що доступність джерел сировини та вартість обладнання для виробництва брикет робить цей бізнес значно привабливішим для підприємців з обмеженими обсягами капіталовкладень або об'ємів сировини порівняно з виробництвом паливних гранул (пелет).

Відходи, що утворюються на виробництві — результат механічного перероблення деревини. Гранулювання та брикетування — це процес, під час якого подрібнені відходи, у вигляді тирси, пресуються під високим тиском при нагріванні. Температура матеріалу підвищується, відбувається пластифікація лігніну і тому здійснюється склеювання частинок матеріалу з таким формуванням паливних брикетів або гранул, у яких за мінімального об'єму концентрується максимальна кількість деревної речовини.

В залежності від способу пресування деревних частинок, пресоване біопаливо поділяють на два види: гранули та брикети. Гранула — це циліндр із розмеленої пресованої деревини. Її розміри: 10…30 мм у довжину і 6…10 мм у діаметрі. В залежності від якості розрізняють гранули першого класу і промислові гранули. Гранули першого класу — найвищої якості. При виробництві цих гранул не допускають застосування кори, оскільки вона має високу зольність. Промислові гранули можуть містити певну кількість кори (до 10 %). Властивості гранул наведено в табл. 9.2.

Таблиця 9.2

Властивості гранул

Властивості гранул	***Гранули 1 класу***	***Гранули промислові***
Густина, кг/м3	1000…1200	1000…1200
Вологість, %	до 10	10…12
Розміри, мм	d = 6; l = 10…30	d = 10; l = 10…30
Вміст кори, %	не допускається	до 10
Вміст попелу, %	менше 0,7	більше 1,5
Теплотворна здатність, МДж/кг	16,9	15,1

Широке розповсюдження загалом паливні гранули отримали насамперед завдяки особливостям процесу їхнього згоряння. Під час спалювання паливні гранули виділяють відповідну кількість тепла, при цьому теплотворну здатність паливних гранул прирівнюють до традиційних видів палива, тоді як кількість шкідливих речовин, що виділяється — незначна. Технологічний процес виробництва гранул із деревини залежить від вихідної сировини. Технологічний процес включає такі операції: підготовка сировини; сушіння; подрібнення; гранулювання; охолодження та пакування.

Підготовка сировини полягає в подрібненні кускових відходів у технологічну тріску та виготовлення з неї стружки. Отримана стружка має високу вологість — у межах 80…90%. Оптимальна вологість після сушіння повинна становити 12%. Особливістю технології виготовлення гранул — високі вимоги до розмірів частинок деревини. Перш, ніж подати подрібнену деревину на гранулювання, її подрібнюють на молоткових дробарках. Чим менший діаметр гранул, тим дрібніша повинна бути сировина. Найважливішим показником якості гранул є їх густина, яка залежить від вологості підготовленої подрібненої деревини. Максимальне значення густини можна досягти при вологості сировини 15…17%. Тому перед гранулюванням зволожують сировину водою або парою на 2…3%. Ця поверхнева волога сприяє кращому зближенню і ущільненню дрібних частинок деревини. Під дією прикладеного зусилля пресування зростають пластичні деформації частинок, а поверхнева волога, крім того, виконує роль змазки і охолоджує матрицю гранулятора. Тривалість зволоження не повинна перевищувати 10…15 с, щоб волога не встигла проникнути в стінки судин, оскільки частинки стануть пружними.

Прес для гранулювання — основний механізм виробництва паливних гранул. Преси бувають з кільцевою матрицею і з плоскою. В кільцевих пресах сировина продавлюється барабанами через матрицю і обрізується назовні. У пресах із плоскою матрицею ролики продавлюють сировину через матрицю, яка обрізується знизу. Енергозатрати на пресування в обох випадках однакові. Потім гранули охолоджують та упаковують. Паливні брикети пресують в екструзійних або матричних пресах різноманітних конструкцій. Від пресового обладнання, яке застосовується, залежить форма та розміри брикет.

В екструзійних пресах отримують брикети діаметром 52 мм, довжиною 100…400 мм, у матричних (поршневих) пресах діаметр брикету до 80 мм довжина — 150…250 мм. Властивості відходів і паливних брикет наведено в табл. 9.3.

Типовий процес брикетування, як і гранулювання, складається з таких операцій: підготовлення сировини; сушіння; подрібнення; брикетування;

охолодження та пакування. Технологія виготовлення брикетів в екструзійних і матричних пресах відрізняється. В екструзійних пресах суміш відходів може бути будь-якої композиції, але потрібно суворо контролювати вологість відходів. В екструдері, завдяки тертю, температура в термічній зоні зростає до 270…350°С, тому вологість сировини повинна контролюватися і бути в межах 5…9%. При виході брикетів з пресу спостерігають інтенсивне виділення диму та іскріння, яке потрібно гасити іскрогасниками. Крім того, енергоспоживання при виготовленні брикетів екструзійним способом вище, ніж за матричного 45 Вт/год, і становить 65 Вт/кг.

Таблиця 9.3

Властивості брикет

Властивості відходів і брикетів	***Екструзійні преси***	***Матричні (поршневі) преси***
Розміри відходів, мм	2…15	2…15
Вологість відходів, %	7…9	10…12
Густина брикетів, кг/м3	1300…1400	1100…1200
Розміри брикетів, мм	d = 52; l =100…400	d = 80 мм; l = 150…250 мм
Теплотворна здатність брикетів, МДж/кг	20…22,5	17…20

У циліндричних матричних пресах виготовляють брикети меншої густини (щільності), ніж в екструзійних, і тому вони мають меншу теплотворну здатність. Проте, тут значно менші вимоги до сировини та її вологості. Поряд з відходами деревооброблення можна використовувати відходи сільськогосподарських культур, тобто будь-які лігноцелюлозні відходи. Доступність джерел сировини і вартість обладнання для виробництва брикетів робить цей бізнес істотно привабливішим для підприємців з обмеженими обсягами капіталовкладень або об'ємів сировини в порівнянні з виробництвом паливних гранул (пелет).

Таким чином, порівнявши властивості та технологію виготовлення гранульованого та брикетованого біопалива, при організації виробництва необхідно провести аналіз наявної кількості та якості відходів, технологічні можливості їх подрібнення до певних розмірів, сушіння, можливості придбання пресового обладнання та реалізації готового біопалива.

9.2. Основні характеристики біопалива.

Аналіз літературних джерел та критерії оцінки біопаливної продукції показують, що найважливішими її характеристиками є: розміри (діаметр та середня довжина), теплотворна здатність, вміст вологи, зольність, питома та насипна густина, вміст хімічних елементів (хлор, азот, сірка тощо) та домішок.

Для пелет прийняті жорсткіші вимоги до габаритних розмірів, ніж до брикетів. Це зумовлено їх застосуванням в енергетичних установках з автоматичною системою подачі (шнеками, транспортерами тощо). Найпоширенішими є діаметри пелет 6 мм та 8 мм.

Зумовлена більшістю стандартів теплота згорання пелет становить 18 ± 1 МДж/кг, в залежності від сировини, з якої вони виготовлені.

Зольністю називають вміст мінеральних речовин у паливі, що залишаються після повного згоряння всієї горючої маси. Вміст попелу у біопаливі, відповідно до стандарту європейських країн, становить менше 1,5%. Попіл є небажаною часткою палива, оскільки знижує вміст горючих елементів та ускладнює експлуатацію топкових пристроїв, але при спалюванні в промислових установках з автоматичним його видаленням, це не має великого значення.

Вологість біопалива впливає не тільки на його якість, але і на теплотворну здатність. Низький вміст вологи забезпечує якісне горіння пелет.

Питома густина якісних паливних гранул становить 1…1,3 кг/дм^3, яка змінюється в залежності від виду сировини та обладнання, на якому вони виготовляються. Густина є основним чинником, що характеризує механічну міцність, водостійкість та теплотворну здатність пелет. Чим щільніші пелети, тим вищі показники їх якості. Так, при густині гранул 0,65…0,75 кг/дм^3 калорійність їх становить 12…14 МДж/кг, а при густини 1,2…1,3 кг/дм^3 — 25…31 МДж/кг.

Насипна густина, що є співвідношенням між вагою матеріалу та кількістю займаного простору, при гранулюванні біомаси збільшується з 100 кг/м^3 до 650 кг/м^3.

Низький вміст хлору, азоту та сірки свідчить про виготовлення пелет з екологічно чистої біосировини. Підвищений вміст цих елементів в продуктах згоряння може призвести до корозії паливного обладнання. Домішки у біопаливі використовуються як сполучні елементи. При застосуванні якісної сировини з оптимальним вмістом вологи та без порушення технології виготовлення, при пресуванні не додається жодних домішок.

9.3. Стандарти біопалива.

Для одержання максимальної економічної ефективності при використанні рослинної біомаси на енергетичні цілі, необхідно забезпечити підвищення питомої теплоти згоряння твердого палива, зручність транспортування до енергетичних установок та керованість процесом горіння. Для цього необхідно дотримуватись вимог технології виготовлення продукції, використовувати якісну сировину, яка має відповідати встановленим вимогам, тобто створювати якісне стандартизоване паливо.

До тепер ще не встановлено українського стандарту на біопаливні пелети, окрім проекту ДСТУ «Брикети та гранули паливні. Технічні умови. Частина 1. Брикети та гранули паливні з деревинної сировини», що розроблено в Національному університеті біоресурсів і природокористування України. Тому більшість виробників орієнтується на західноєвропейські стандарти. В європейських країнах у 90-х роках відбулася перша хвиля стандартизації для підприємств-виробників паливних ґранул. В результаті цього процесу було розроблено та прийнято наступні стандарти: Австрія — O-Norm 7135 Austrian Association pellets (briquettes and pellets); Англія — The British BioGen Code of Practice for biofuel (pellets); Німеччина — DIN 51731 (briquettes and pellets); США — Standart Regulations & Standarts for Pellets in the US: The PFI (pellet); Швейцарія — SN 166000 (briquettes and pellets); Швеція —SS 187120 (pellets).

Стрімкий розвиток виробництва та споживання паливних ґранул, а також зростання кількості суміжних представників цього ринку, стали передумовою для введення в ЄС нових норм щодо якості паливних ґранул. Вимоги за новим

стандартом EN 14961-2, який введено в дію 1 січня 2011 р., які підтверджуються міжнародним сертифікатом EN plus, були не тільки посилено, а й доповнено новими критеріями. Всі національні стандарти DIN Plus, DIN 51731, O-Norm 7135, SS 1871 та інші втратили свою силу. За новими стандартами пелети поділяються за якісними характеристиками на три класи: EN Plus-A1 — це пелети найвищої якості із зольністю до 0,5% і діаметром до 8 мм. Фактично цей стандарт замінив собою стандарт на пелети DIN plus; EN Plus-A2 — це пелети із зольністю до 1,5% або це стандарт на промислові пелети; EN-B — це пелети із зольністю до 3%. В нашій країні з такими характеристиками зустрічаються пелети із сільськогосподарських відходів.

Найбільш жорсткі вимоги встановлені для паливних ґранул першого сорту А1. Максимально допустима зольність для таких ґранул становить 0,5% (пелети з хвойних порід дерева) і 0,7% (із листяних порід). Такі ґранули рекомендовано до використання у приватному секторі. Другий сорт паливних ґранул А2 може бути вироблений із змішаних сортів дерев і мати зольність до 1%. Пелети такого стандарту зазвичай використовуються у котельних широкого профілю. Так звані промислові ґранули за новими нормами віднесені до третього сорту Вони призначені для використання на потужних теплових станціях промислового типу.

Порівняльний аналіз нових європейських стандартів паливних ґранул EN plus із колишнім німецьким стандартом DIN plus наведено у таблиці 9.4.

Порівняння табличних показників показує зміну у нормі теплоти згорання. Зменшення мінімального значення у нових стандартах до 16,5 МДж/кг вказує на можливість використання ґранул із сировини, яка раніше не мала цінності для енерґетичного ринку. У нових стандартах обов’язковою характеристикою стає насипна маса паливних ґранул та додається норма щодо температури плавлення попелу.

Таблиця 9.4

Показники якості пелет за вимогами сертифікатів країн Європи

Параметр	***DIN 51 731, ФРН***	***O-Norm 7135, Австрія***	***DIN plus, ФРН***	***SS 187120 Швеція***	***EN plus-A1***	***EN plus-A2***	***EN-B***	***Проект нормативних значень***
Діаметр, мм	4…10	4…10	4…10	<25	6 (±1)	6 (±1)	6(±1)	4…10
Довжина, мм	<50	<5d	<5d	<5d	3,15<L<40	3,15<L<40	3,15<L<40	3,15<L<40
Густина, кг/дм3	>1,0…1,4	>1,12	>1,12	немає	немає	немає	немає	>1,12…1,4
Вологість, %	<12	<10	<10	<10	<10	<10	<10	<10
Насипна маса, кг/м3	650	650	650	>500	>600	>600	>600	>500
Брикетний пил, %	немає	<2,3	<2,3	немає	<1	<1	<1	<1
Зольність, %	<1,5	<0,5	<0,5	<1,5	<0,7	<1,0	<3,0	<0,5
Теплота згорання, МДж/кг	17,5…19,5	>18	>18	>16,9	>16,5	>16,5	>16,0	>18
Температура плавлення золи, °С	немає	немає	немає	немає	>1200	>1100	>1100	>1100
Вміст сірки, %	<0,08	<0,04	<0,04	<0,08	<0,05	<0,05	<0,05	<0,04
Вміст азоту, %	<0,3	<0,3	<0,3	немає	<0,3	<0,5	<1,0	<0,8
Вміст хлору, %	<0,03	<0,02	<0,02	<0,03	<0,02	<0,03	<0,03	<0,02
Миш'як, мг/кг	<0,8	немає	<0,8	немає	<1	<1	<1	<0,8
Свинець, мг/кг	<10	немає	<10	немає	<10	<10	<10	<10
Хром, мг/кг	<8	немає	<8	немає	<10	<10	<10	<10
Мідь, мг/кг	<5	немає	<5	немає	<10	<10	<10	<10
Цинк, мг/кг	<100	немає	<100	немає	<100	<100	<100	<100
Ртуть, мг/кг	<0,05	немає	<0,05	немає	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
Кадмій, мг/кг	<0,5	немає	<0,5	немає	<0,5	<0,5	<0,5	<0,5
Нікель, ж/кг	немає	немає	немає	немає	<10	<10	<10	<10
Закріплювач, %	немає	<2	<2	немає	немає	немає	немає	<2
Примітка: «не має» — означає: відомості відсутні, значення не визначене або відсутня їх величина та ін., тверде біопаливо повинно відповідати вищевказаним вимогам								

9.4. Обладнання для виготовлення палива з соломи та твердих рослинних відходів.

Весь процес виробництва біопалива умовно можна розділити на декілька етапів: подрібнення, сушіння, кондиціювання, пресування, охолодження, фасування та упаковка. Технологічну послідовність виготовлення пелет з рослинних відходів показано на рис. 9.3.

Рисунок 9.3. Технологічна послідовність виготовлення пелет з рослинних відходів

На початку виготовлення біопалива зібрані рослинні відходи подаються на попереднє подрібнення. Після подрібнення сировина проходить сепарування з вилученням з неї каміння, коріння та інших домішок, а матеріал подається на остаточне подрібнення. Після подрібнення біосировина підлягає сушінню, а потім кондиціонуванню до необхідної вологості перед пелетуванням. Виготовлені пелети проходять спочатку охолодження, а потім просіювання перед дозуванням на вагах. Заключний процес в технології виготовлення біопалива перед складуванням готової продукції і відправлення її споживачеві є фасування. В залежності від стану вхідної сировини, її технологічних параметрів та фізико-механічних характеристик, кількість технологічних операцій та послідовність їх виконання може бути змінено у будь-якому окремо взятому випадку. Так, наприклад, при застосуванні сировини з вологістю до 12% (лушпиння соняшника або суха стружка), етап сушіння відсутній.

Схемне рішення виробництва біопалива з твердих рослинних відходів зображено на рис. 9.4. Повний технологічний процес комплексу по виготовленню біопалива, полягає у наступному. Дрібнофракційна сировина підвозиться автотранспортом і зсипається на механізований рухомий склад *1*, звідки сировина з регульованою швидкістю подачі спрямовується до ланцюгового (скребкового) транспортеру *2* і потім на дисковий сепаратор *3*. На сепараторі від сировини відділяються каміння, коріння інші домішки, які

потрапляють до переносного контейнера (на схемі не показано), а сировина самопливом потрапляє до завантажувальної секції агрегату сушки-подрібнювача *4*. До агрегату *4* подаються продукти горіння з теплогенератора *5* і засмоктується холодне атмосферне повітря через трубу *6*. Початково змішуються продукти горіння та холодне повітря. Пропорція змішування регулюється автоматично, що забезпечує підтримку заданої температури теплоносія. Потім теплоносій змішується з вологою сировиною і засмоктується в агрегат сушки-подрібнювача *4*. В останньому сировина подрібнюється і потім висушується, піднімаючись в потоці теплоносія до динамічного класифікатора, що знаходиться у головній секції агрегату сушки-подрібнювача. Динамічний класифікатор, частота якого задається з пульта управління *20*, пропускає дрібну та суху сировину, а великі і вологі частинки сировини повертає до ротора агрегата. Такий процес повторюється до одержання необхідної вологості та ступеня подрібнення сировини.

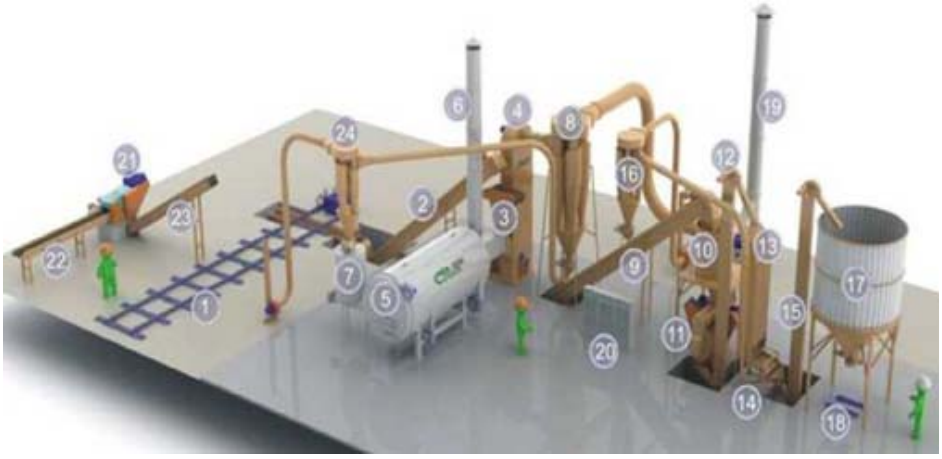


Рисунок 9.4. Схемне рішення виробництва біопалива з твердих рослинних відходів: 1 – рухомий склад; 2, 9, 22 та 23 – транспортер; 3 – сепаратор; 4 – сушильно-подрібнювальний агрегат; 5 – теплогенератор; 6 – труба атмосферного повітря; 7 – бункер палива; 8 та 16 – циклон; 10 – бункер пелетоутворювача; 11 – пелетоутворювач; 12 та 15 – норія; 13 – охолоджувач; 14 – сортувальник; 17 – бункер готової продукції; 18 – ваги; 19 – димова труба; 20 – пульт управління; 21 – подрібнювальна машина; 24 – система пневмотранспорту

Подрібнена і висушена сировина засмоктується в осадочний циклон *8* за рахунок розрідження, що створюється димососом. В циклоні сировина осідає за рахунок відцентрової сили і рухається вниз, а відпрацьований теплоносій викидається в димову трубу *19*. З циклона сировина через шлюзовий затвор подається в шнековий або ланцюговий транспортер *9*, далі надходить в бункер пелетоутворювача *10*. Всередині бункера знаходиться пристрій, що перешкоджає злежуванню сировини.

З бункера сировина подається шнековим живильником з регульованою швидкістю подачі до змішувача (кондиціонера), сюди ж подається вода або пара. У змішувачі відбувається кондиціонування продукту, тобто доведення вологості сировини необхідного рівня для процесу гранулювання. Зі змішувача зволожена сировина через віддільник феромагнітних домішок виводиться в прес-пелетоутворювач *11*. В камері пресування пелетоутворювача сировина затягується між матрицею, що обертається і пресувальними роликами (вальцями) та продавлюється в радіальні отвори матриці, де під дією великого тиску відбувається формування гранул.

Виштовхнуті з отворів гранули зрізаються нерухомим ножем, зсипаються через рукав кожуху на вертикальний транспортер-норію *12*, який подає їх в охолоджувальну колону *13*. В охолоджувальну колону *13* через шар пелет вентилятором циклона *16* засмоктується повітря, яке їх охолоджує та одночасно видаляє частину незгранульованої сировини в циклон *16*. В процесі охолодження вологість гранул зменшується за рахунок випареної вологи, і в них відбуваються фізико-хімічні зміни. В результаті вони набувають необхідну твердість, вологість та температуру. З охолоджувальної колони, гранули надходять на сортування *14*, де відбувається відокремлення кондиційних виробів від крихти, яка направляється на повторне гранулювання.

Норією *15* гранули подаються в бункер готової продукції *17*. На ньому розташовано дозатор, а під ним електронні ваги *18*. Готову продукцію завантажують у великі мішки (біг-беги), або здійснюють розфасовку у поліетиленові мішки по 15 кг і укладають на піддон. Заповнені біг-беги або

піддони з мішками навантажувачем або гідравлічним візком транспортуються на склад готової продукції.

Теплогенератор *5* завантажується паливом в автоматичному режимі з бункера палива *7*. Поповнення бункера паливом відбувається автоматично за рахунок повернення частини підготовленої до пресування сировини від осадочного циклону *8* системою пневмотранспорту *24*.

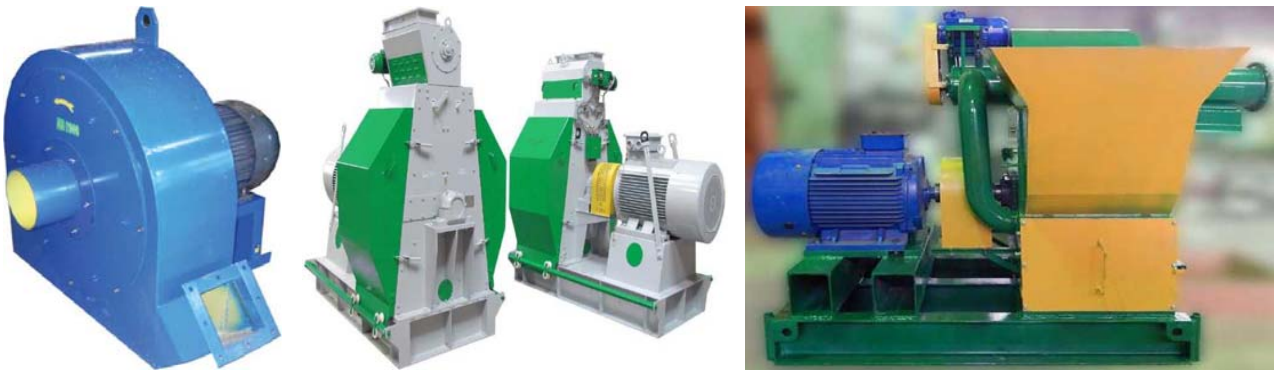
При надходженні на переробку довгих рослинних відходів, вони подаються у подрібнювальну машину *21* транспортером *22*. З неї тріска потрапляє до транспортеру *23* і далі на механізований рухомий склад *1*.

Конструкції основного обладнання для виготовлення біопалива. Попереднє подрібнення рослинних відходів (очерету, стебел камишу, соломи, сіна, люцерни тощо) до фракції 5...10 мм здійснюється подрібнювальними та соломорізальними машинами (рис. 9.5).

а б

Рисунок 9.5. Подрібнювач рослинних відходів (а) та соломорізальна машина (б)

Для остаточного подрібнення рослинних відходів (соломи, лушпиння, тирси, тощо) до фракції 0,5…1,5 мм перед подачею до преса в лініях гранулювання та брикетування можуть застосовуватись молоткові дробарки (рис. 9.6).



а б в

Рисунок 9.6. Дробарка молоткова: а) ДМ-2000; б) А1-ДМ2Р; в) ЗУБР

У деяких технологіях виготовлення пелет замість подрібнення молотковою дробаркою можуть застосовуватись дезінтегратори (рис. 9.7). Дезінтегратор забезпечує подрібнення сировини до 5...10 мкм з вологістю до 40%. При цьому відбувається зниження енерговитрат на сушіння біоматеріалу з перерозподілом потужностей: зниження потужності пресового обладнання в 25 раз при збільшенні ланки подрібнення (заміна молоткової дробарки на дезінтегратор) до 2 раз.

Рисунок 9.7. Дезінтегратор

Для доведення вологості матеріалу до нормативних значень використовують сушарки барабанного або стрічкового типу. Вибір типу сушарки визначається видом сировини, вимогами до якості продукції та джерелом одержання теплової енергії. В технологічному процесі виробництва твердого біопалива сушіння є найбільш енергоємним процесом. Сушарку для

рослинних відходів вологістю 50…75% до вологості 10…15% наведено на рис. 9.8.

Рисунок 9.8. Барабанна сушильна лінія АВМ

Для сушіння соломи, стебел зернових культур, стружки інших рослинних відходів, а також в лініях з виробництва паливних пелет або брикетів може використовуватись трубчаста сушарка (рис. 9.9).

Рисунок 9.9. Трубчаста сушарка

Сушильний комплекс барабанного типу продуктивністю до 1000 кг/год, призначено для сушіння соломи, лушпиння соняшника, гречки, тирси, комбікорму та інших сипких матеріалів в комплектації ліній гранулювання та брикетування, наведено на рис. 9.10.

Рисунок 9.10. Сушильний комплекс барабанного типу

Для додаткового зволоження сировини застосовують шнекові змішувачі, що мають можливість подачі води або пари. Пару застосовують для зниження міцності та збільшення пластичності сировини.

З метою охолодження пелет можуть застосовуватись протитокові охолоджувачі (рис. 9.11). В таких установках біопаливо надходить в охолоджувач та рівномірно розподіляється за допомогою спеціального розподільника. Повітря проходить через шар продукту у протитоці, охолоджуючи його.

Рисунок 9.11. Протитоковий охолоджувач (ІСК Group, Україна)

Замість циклона, що використовується у технологічній лінії виготовлення біопалива, можуть застосовуватись просіювальні машини (рис. 9.12), які

потрібні для відділення дрібної фракції, що виникає при частковому подрібненні окремих гранул та доведенні кінцевого продукту до необхідних якісних показників.

а

б

Рисунок 9.12. Просіювачі: а) SALMATEC; б) ICK Group

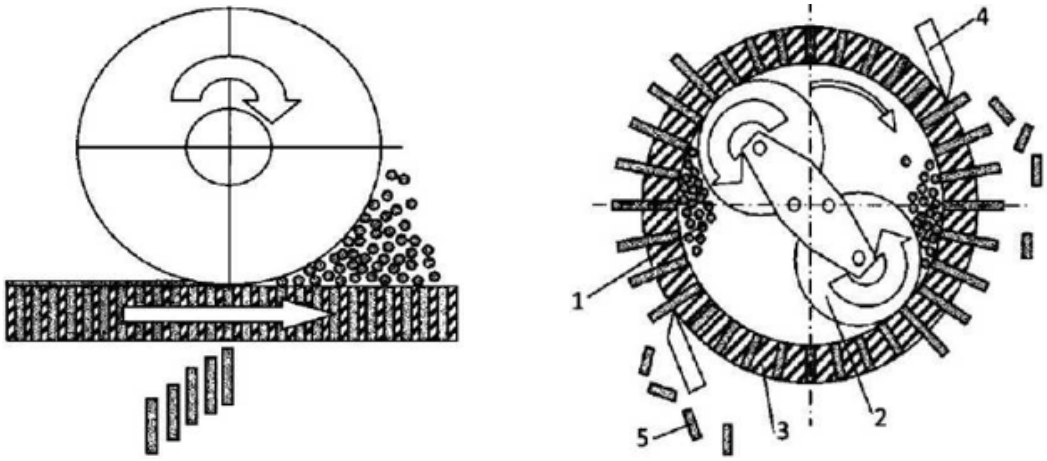
Принцип роботи просіювача полягає у розділенні початкової суміші на фракції шляхом послідовного її просіювання через декілька ярусів решіт, що здійснюють зворотно-поступальні та коливальні рухи, виділенні легких домішок і пилу з крупної фракції шляхом проходження її через висхідний потік повітря у витяжному каналі.

Для невеликих господарств може бути запропоновано комплекс обладнання для виробництва пелет, що показано на рис. 9.13.

З аналізу різних технологій компактування можна зробити висновок, що процеси пелетоутворення та брикетування рослинних відходів з виготовленням брикетів і пелет є найбільш раціональними для виробництва біопалива. Такі процеси реалізуються в безперервному режимі, дозволяють отримати вироби об’ємом у 3…5 раз меншим за початковий і мають достатню густину, що поліпшує ефективність їх подальшого використання в якості палива.

Рисунок 9.13. Обладнання виробництва пелет для дрібних підприємств

Виділяють два основних види пелетоутворювачів (прес-грануляторів): з плоскою та циліндричною матрицею (рис. 9.14).



а б

Рисунок 9.14. Основні схеми пресів-грануляторів: а) з плоскою матрицею; б) з циліндричною матрицею; 1 – сировина; 2 – притискувальні ролики; 3 – перфорована матриця; 4 – ножі; 5 – пелети

Преси виготовляються з міцних матеріалів з жорсткими корпусами. У компактних моделях пресів-грануляторів перевага віддається плоским

матрицям. Приклади компоновки таких пресів з електроприводом на загальній рамі наведено на рис. 9.15.

Рисунок 9.15. Компоновка преса-гранулятора та електропривода на загальній рамі

У верхній частині корпусу прес-гранулятора розміщується робочий вузол — матриця з притисними роликами (рис. 9.16). Матриця та ролики виготовлені із спеціальних загартованих зносостійких сплавів.

Рисунок 9.16. Матриця з притисними роликами в корпусі прес-гранулятора

Плоска матриця звичайно має товщину не менше 20 мм з отворами (фільєрами) комбінованого профілю (рис. 9.17).

Рисунок 9.17. Набір плоских матриць

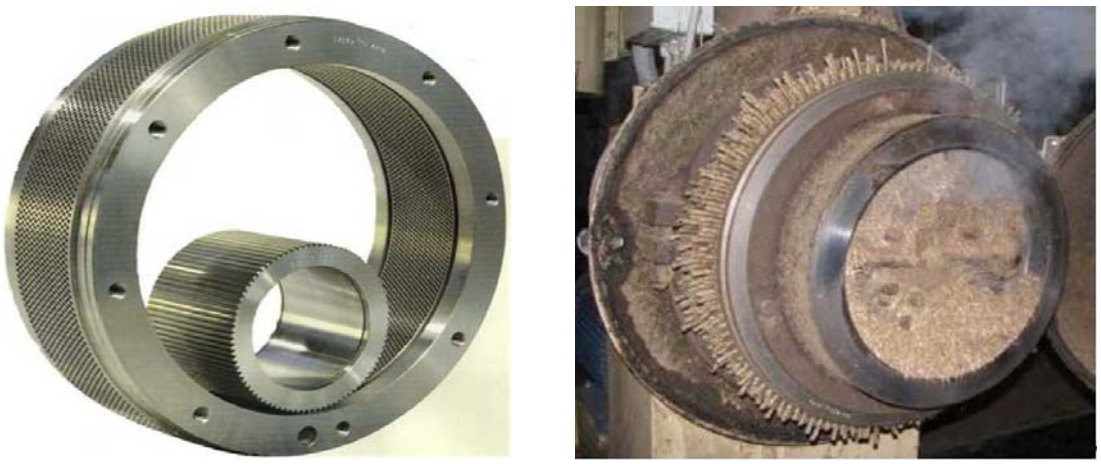
Притискувальні ролики (котки) мають зубчасту поверхню, що створює контактне напруження зминання сировини на матриці, тому через філь'єри матриці сировина продавлюється та обрізається ножами.

В конструкціях можуть використовуватись два, три або чотири ролики (рис. 9.18). Розміри притискувальних роликів повинні відповідати робочій площині матриці з отворами.

а б

Рисунок 9.18. Прес-гранулятора з двома (а) та чотирма (б) притискувальними роликами

Циліндричні матриці найчастіше застосовуються у стаціонарних промислових установках (рис. 9.19).



а б

Рисунок 9.19. Циліндрична матриця з роликом (а) та сформовані пелети на виході з циліндричної матриці (б)

При виготовленні палива у вигляді брикетів, відходи рослинного походження пресуються переважно на шнекових, гідравлічних та штемпельних (пуансоних) пресах різних конструкцій. Перевагою таких пресів, що характеризуються зміною тиску в камері пресування, у порівнянні з грануляторами для виготовлення пелет, є зниження вимог до фракційного складу сировини перед пресуванням та можливість створювати брикети підвищеної густини.

В шнекових пресах (рис. 9.20) формування матеріалу відбувається при одночасному його просуванню по циліндру преса. Недоліком шнекових пресів є виготовлення брикетів невисокої густини, а гідравлічних — невисока продуктивність.

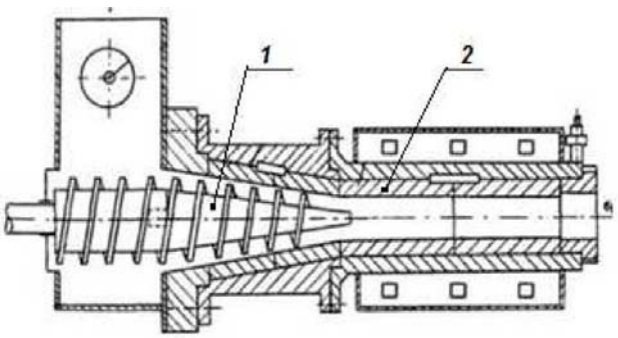


Рисунок 9.20. Шнековий прес: 1 – пресувальний шнек; 2 – формувальна матриця

У відомих конструкціях штемпельних пресів (рис. 9.21) застосовується вертикальна подача біосировини та її стискання і брикетування горизонтально розміщеним пуансоном. Їх недоліком є те, що в процесі вертикальної подачі необхідно здійснювати попереднє ущільнення сировини, а отримане біопаливо має нерівномірну густину.

Штемпельні преси з розміщенням пуансона у вертикальній площині можуть мати перевагу при виготовленні біопалива, оскільки в них не обов'язково здійснювати попереднє ущільнення сировини, а отримане біопаливо матиме рівномірну та більш високу густина, в порівнянні з горизонтальним розміщенням пуансона, при однакових зусиллях стискування.

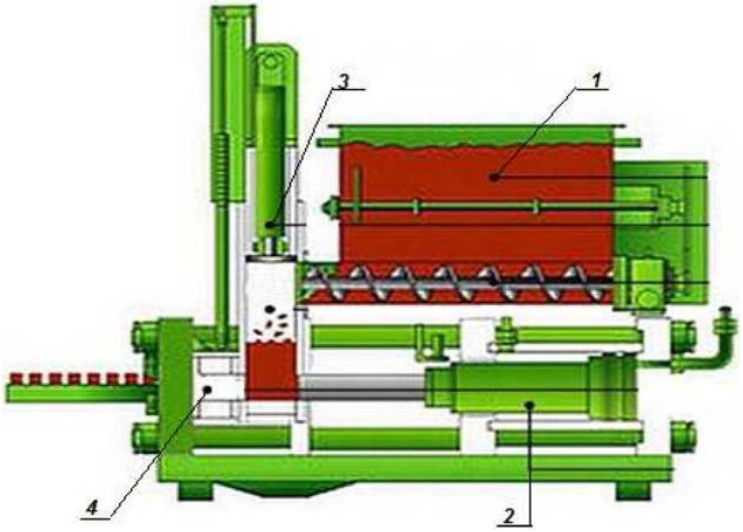


Рисунок 9.21. Пуансонний або штемпельний прес: 1 – бункер сировини; 2 – головний пресувальний циліндр; 3 – гідроциліндр попереднього ущільнення; 4 – камера пресування

Експериментальні дані, приведені в літературних джерелах стосовно виготовлення біопалива з рослинних відходів, зокрема сумішей на їх основі, на пресі з вертикальним пуансоном малочисельні та мають розрізнений характер.

9.5. Вплив конструктивних параметрів пресового обладнання на процес виготовлення твердого біопалива.

Циліндрична або плоска матриця звичайно має філ'єри, що найчастіше складаються з формуючої конусної частини, калібрувальної циліндричної та

вихідної частини, яка має зворотний конус для зменшення тиску сформованих пелет. Варіанти деяких фільєр матриць з формами звуження вхідної її частини (циліндрична, конічна, криволінійна, з фаскою) наведено на рис. 9.21.

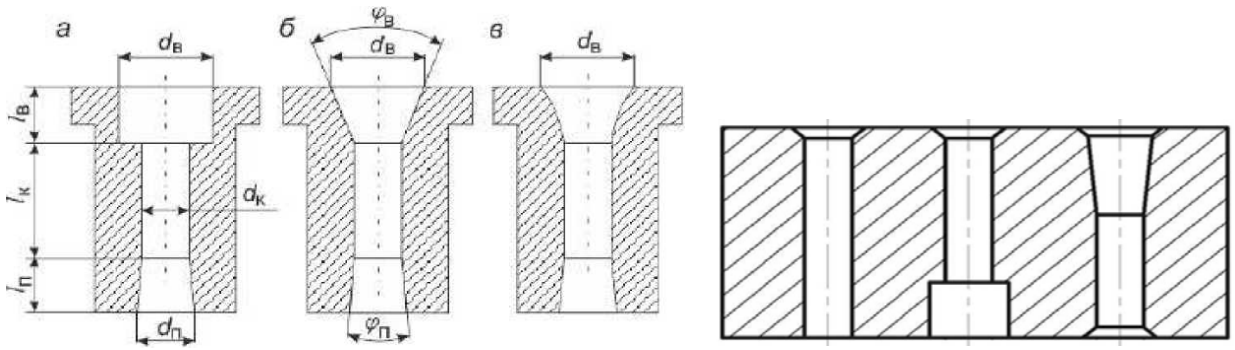


Рисунок 9.21. Варіанти профілів філ’єр матриці

Основні вимоги до вхідної конусної частини філ’єри матриці: точність геометрії та якість поверхні; оптимальний опір; мінімальні корозія та абразивне зношення; зручність установки, розбирання та очищення філ’єр, безпека.

Важливим елементом філ’єри матриці, що розташовується за конусною її зоною, є калібрувальна (циліндрична) частина, де закінчується процес формування пелет. Її довжина впливає як на їх якість, так і на величину енерговитрат пресового обладнання через ймовірність заклинювання біоматеріалу. Для зняття напруження стисненого матеріалу та остаточного формування пелет, що виключає їх руйнування або розшарування при виході з філ’єри, після циліндричної ділянки забезпечують в ній зону зі зворотним конусом. Основні задачі калібрувальної частини філ’єри: забезпечити точність розмірів поперечного перерізу пелет; забезпечити відсутність дефектів форми; зняти внутрішнє напруження в матеріалі; одержати поверхню виробу потрібної якості. Збільшення (зменшення) у філ’єрі тиску на біосировину забезпечується: зміною співвідношенням довжини філ’єри матриці до поперечного перерізу сумарної площі філ’єр (ступінь формування); зміною форми вхідного отвору філ’єри матриці; зміною ступеню формування шляхом зміни поперечного перерізу філь’єри матриці.

Основні параметри та схема дії сил у фільєрі матриці показано на рис. 9.22.

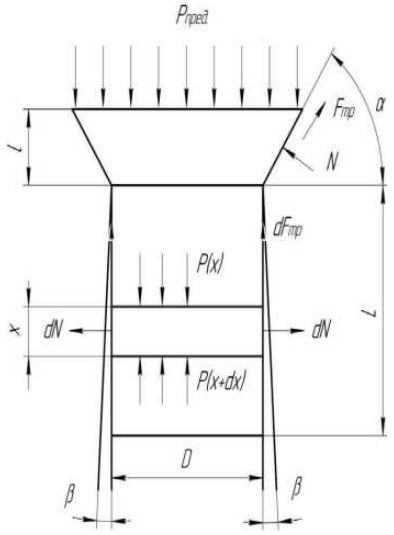


Рисунок 9.22. Основні параметри та схема дії сил у фільєрі матриці

Одним з основних параметрів, що визначає закономірність формування пелет або брикетів в матриці пресового обладнання є шорсткість її поверхні. Результатами дослідів встановлено, що підвищення величини коефіцієнта тертя поверхні матриці сприяє збільшенню густини гранул, проте значно збільшує енерговитрати на процес пресування. При русі дисперсного матеріалу по поверхні фільєр, виникають зусилля тертя, що включають в себе зусилля адгезії. Проте, через невисокий вміст вологи (6…12%) в дисперсній сировині, що гранулюється, зусиллями адгезії зазвичай нехтують.

В експериментальних дослідженнях визначається вплив шорсткості контактної поверхні на коефіцієнт тертя ковзання. Методика досліджень полягала у проведенні багатофакторного експерименту з наступною статистичною обробкою результатів та створенням відповідних математичних залежностей коефіцієнта тертя при різних швидкостях руху рослинних відходів по поверхням фільєр матриці різної шорсткості. У загальному вигляді така математична залежність має вигляд:

$$f = F(v, R_a),$$

де f – коефіцієнт тертя між біосировиною та поверхнею філ'єри матриці;

R_a – шорсткість обробки поверхні отвору формуючої головки;

v – швидкість руху сировини, м/с.

Запитання для самоперевірки

1. Зробіть презентацію у рекламній формі можливостей виробництва енергії з рослинної сировини, зважаючи на охорону довкілля.

2. Представте власну концепцію збільшення використання соломи як палива у великих котельнях в місцевостях на півночі України.

3. Властивості та технологія виготовлення гранульованого та брикетованого біопалива.

4. Основні характеристики біопалива.

5. Стандарти біопалива.

6. Обладнання для виготовлення палива з соломи та твердих рослинних відходів.

7. Як впливають конструктивні параметри пресового обладнання на процес виготовлення твердого біопалива?

РОЗДІЛ 10
БІОГАЗОВІ УСТАНОВКИ В ХАРЧОВІЙ ПРОМИСЛОВОСТІ

10.1. Виробництво та використання біогазу.

Технології отримання біогазу. Біогаз отримують шляхом метанової ферментації органічної сировини в контрольованих умовах. Існують 3 основні моделі роботи біореакторів з виробництва біогазу, а саме: зброджування в квазі-проточному режимі в рідкофазному середовищі; зброджування в квазі-проточному режимі в твердофазному середовищі; зброджування в періодичному режимі в твердофазному середовищі.

Кожна з моделей може бути використана для зброджування різноманітних видів сировини, втім, перший тип найчастіше використовують при виробництві біогазу з вологих типів сировини з більш гомогенним складом (виробничі стічні води та осади стічних вод, гноївка, жом, силос кукурудзи), а 2-й та 3-й тип традиційно використовують для менш вологих типів сировини з більш гетерогенним складом (змішані харчові відходи, підстилковий гній або послід, рослинна сировина).

Інвестиції в біогазовий проект. Потужність проекту, конструкції біореакторів та їх технічне оснащення, кількість етапів ферментації, наявність та типи вузлів попередньої підготовки та подачі сировини є основними елементами, що визначають загальну вартість біогазових установок. Типова вартість біогазової установки потужністю 500…2000 кВтел складає 3…4 тис. євро/кВтел. Найбільш масштабні біогазові проекти, що будуються в Україні, потужністю 10…20 МВтел, коштують 2…2,5 тис. євро/кВтел. Такі розміри інвестицій є співмірними з загальноєвропейськими. Так, наприклад, в Німеччині питома вартість біогазових станцій коливається в межах 1,5…6,1 тис. євро/кВтел. Основними складовими інвестиційних вкладень в біогазові проекти, що орієнтовані на комбіноване виробництво теплової та електричної енергії, є витрати на блок генерації енергії (30…40%), будівництво реакторів та інших технологічних споруд (35…45%) та технологічне обладнання (15…25%).

Експлуатаційні витрати біогазових станцій. Основними складовими експлуатаційних витрат біогазової станції є витрати на сировину, на обслуговування та ремонт технологічного обладнання та блоку генерації, заробітну плату персоналу. При цьому, якщо витрати на обслуговування та ремонт основного обладнання є відносно сталими з розрахунку на 1 кВт·год виробленої енергії, то витрати на сировину можуть коливатись в досить широкому діапазоні і є фактично визначальним фактором при оцінці рентабельності біогазового проекту.

Ціни на різні види сировини, для зручності у порівнянні, можна звести до сировинної складової собівартості енергії, що міститься у виробленому біогазі. На рис. 10.1 показано оцінку такого показника для деяких типів сировини, яку виконано на основі потенціалу виходу біогазу з неї.

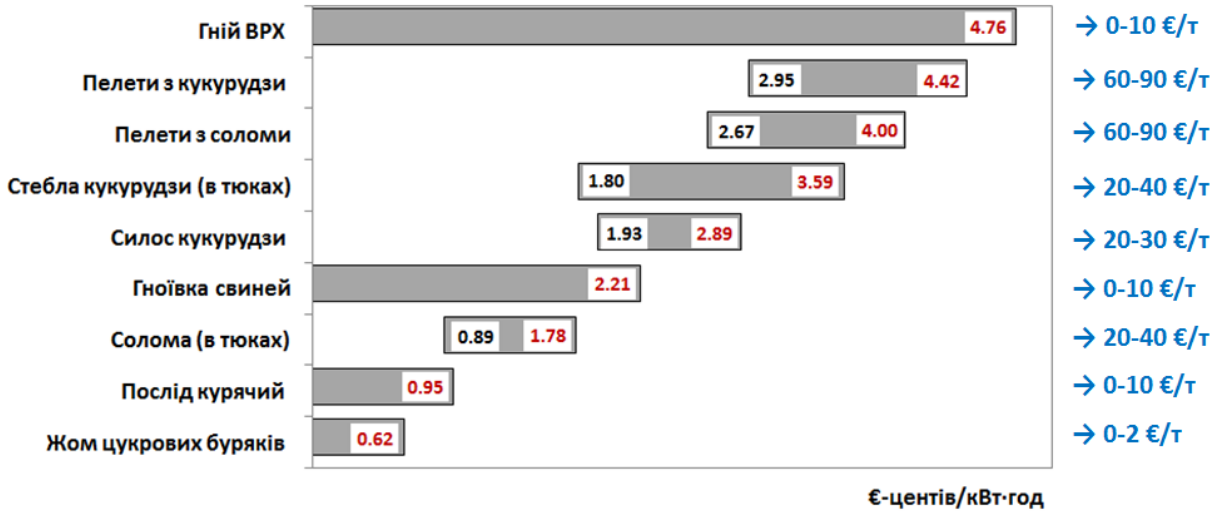


Рисунок 10.1. Сировинна складова собівартості енергії виробленого біогазу з різних типів сировини

Найдешевшими типами сировини є жом з цукрових буряків та послід курячий. Рентабельність використання гною свиней та гною ВРХ є досить чутливою до ціни за 1 т сировини на вході, що зумовлено низькою концентрацією органічної речовини та, відповідно, виходом біогазу. Традиційно дорогими видами сировини є спеціально вирощена силосна кукурудза, та пелети

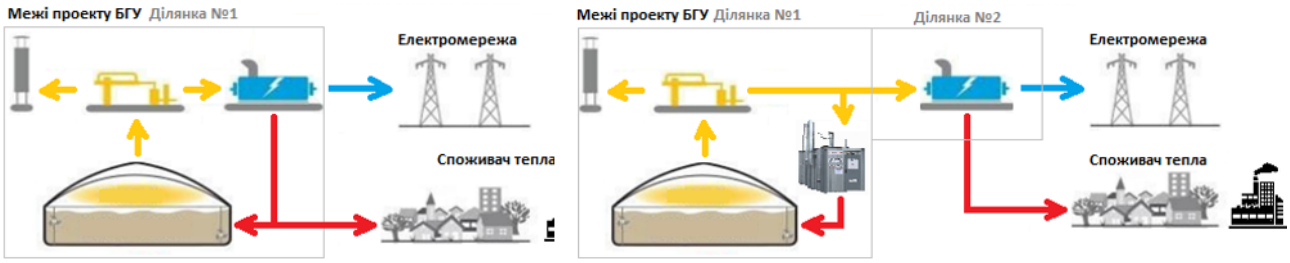
з жнивних решток. В перерахунку на одиницю виробленої електричної енергії, показники, наведені на рис. 10.1, будуть ще вищими — в середньому в 2,5 рази, з урахуванням електричного ККД когенераційної установки на біогазі (38…42%). Загальні експлуатаційні витрати, не враховуючи сировинну складову, можуть складати 1,1…1,3 євро-центів за 1 кВт·год енергії біогазу або 2,7…3,3 євро-центів за 1 кВт·год електричної енергії з біогазу, що вироблена в когенераційній установці з електричним ККД 40%. З урахуванням сировинної складової, такі затрати, відповідно, можуть складати 1,1…6,1 євро-центів за 1 кВт·год енергії біогазу або 2,7…15,2 євро-центів за 1 кВт·год електричної енергії з біогазу.

Дохід біогазових станцій. Дохід біогазових станцій, зокрема в Україні, формується переважно за рахунок реалізації електричної енергії, яка вироблена з біогазу в когенераційних установках, за «зеленим» тарифом. Станом на 2020 рік «зелений» тариф на електроенергію з біогазу, незалежно від розміру установки, складає 0,1239 євро-центів за 1 кВт·год (без ПДВ). При цьому, за «зеленим» тарифом оплачується лише обсяг нетто електричної енергії, з вирахуванням обсягу електричної енергії, що споживається на власні потреби біогазової станції (5…8% від обсягу виробленої електричної енергії). Законом також передбачено можливість отримання надбавки до цього тарифу (до 10%) при використанні більше 50% складових українського виробництва при будівництві біогазової станції. Втім, таку надбавку в Україні отримав лише один біогазовий проект — ТОВ «Юзефо-Миколаївська біогазова компанія.

Потенційно джерелами додаткового доходу від діяльності біогазової станції можуть бути також теплова енергія від когенераційних станцій (до 60% від згенерованої теплової енергії) та дигестат (зброджена маса) як добриво чи покращувач ґрунтів.

Утилізація теплової енергії можлива двома шляхами: відбором тепла від когенераційної установки, що розташована в межах біогазової станції, та подачі його теплопроводом до споживача (рис. 10.2, а); відбором тепла від когенераційної установки, яка розташована за межами біогазової станції в

безпосередній близькості до споживача тепла, при цьому подача біогазу організовується по біогазопроводу (рис. 10.2, б).



а б

Рисунок 10.2. Можливі схеми утилізації тепла від когенераційної установки на біогазі

Необхідно зауважити, що в Україні відомо лише про одиничні приклади корисної утилізації надлишку теплової енергії від біогазових міні-ТЕЦ, наприклад, біогазові проекти ПрАТ «Оріль-Лідер» та ТОВ «Вінницька птахофабрика». При цьому ПрАТ «Оріль-Лідер» використовує схему з подачею тепла теплопроводом до виробничих цехів птахофабрики, що розташовані неподалік від біогазової станції, а ТОВ «Вінницька птахофабрика» використовує схему з подачею біогазу біогазопроводом довжиною 10 км до міні-ТЕЦ.

Можливість отримання доходу від дигестату при використанні його як добрива є наразі найбільш неоднозначною, оскільки для цього ще не сформовано ринкові передумови.

Приклад оцінки ринкової цінності дигестату з основних типів сировини, що використовується для виробництва біогазу, на основі співставлення еквівалентної ціни поживних елементів NPK в мінеральних добривах, наведено в табл. 10.1. Таким чином, в залежності від виду сировини, вмісту в ній сухих речовин та поживних елементів, утворений дигестат може мати обґрунтовану ринкову цінність орієнтовно від 1,9 €/т для жому до 21,4 €/т для посліду, яку можна враховувати при розрахунку економії на закупівлі мінеральних добрив або при реалізації дигестату третій стороні як органічного добрива.

Наведена оцінка показує лише цінність дигестату, яка віднесена до окремо взятого виду сировини. Втім, зазвичай біогазові установки використовують суміш різних видів сировини, а на обсяги дигестату та його фракцій після розділення впливають також технологічні особливості: ступінь рециркуляції дигестату в процесі, об'єми використання свіжої води для розбавлення.

Таблиця 10.1

Ціновий еквівалент вмісту NPK в дигестаті з деяких видів сировини

Вид сировини	***Вміст сухої речовини, СР***	***Вміст азоту, N***	***Вміст фосфору, P***	***Вміст калію, K***	***Вихід дигестату***	***Ціновий еквівалент вмісту NPK в дигестаті***
	% до с.м.	***кг/т с.м.***	***кг/т с.м.***	***кг/т с.м.***	***т/т с.м.***	***€/т***
Силос кукурудзи	30	4,5	0,75	3,39	0,78	6,42
Жом цукрових буряків	13	3,12	0,18	0,52	0,91	1,9
Гній ВРХ	18	5,76	1,44	7,47	0,92	10,08
Гноївка свиней	2,5	2,3	0,5	0,52	0,99	1,95
Послід курячий	30	15	6,6	5,4	0,89	21,39
Меляса	77,4	11,61	2,32	14,47	0,55	31,71

Примітки: с.м. – свіжа маса. Оцінено при еквівалентній ціні на N, P, K — 0,75, 1,53, 0,68 €/кг відповідно. Враховано доступність азоту для живлення рослин в перший рік внесення на рівні 60%.

Аналіз двох діючих в Україні біогазових установок показав, що удобрювальна цінність утворюваних там дигестатів є еквівалентною 3,3 €/т та 6,65 €/т. В першому випадку біогазова станція споживає 76% гною свиней, 18% силосу кукурудзи, 5% гною ВРХ та 1% меляси, в другому — близько 80% жому, 10% посліду та 10% гною ВРХ (по масі). Після розділення на сепараторі цінність рідкої фракції оцінено в 2,3 €/т та 4,9 €/т, а твердої — в 17,1 €/т та 23,7 €/т, відповідно для першої та другої біогазової станції.

Окупність біогазових проектів. Визначальними факторами, що впливають на терміни окупності біогазових проектів є масштаб проекту, вартість сировини, а також коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) біогазової станції. Найбільш рентабельним буде проект великої потужності

(більше 5…10 МВтел), що споживає власну або доступну дешеву сировину (жом, послід), і який використовує потужність генерації на 100% від можливого значення. Окупність таких проектів в Україні може складати до 4 років, навіть при реалізації лише електричної енергії за «зеленим» тарифом. Втім, потенціал будівництва таких масштабних проектів є обмеженим, а ефективність роботи діючих в Україні біогазових проектів часто не перевищує 50…60% (за КВВП). Окупність більшості біогазових проектів в Україні, в кращому випадку, оцінюється на рівні 5…6 років, а з урахуванням рівня ефективності — не менше 7…8 років. Як показано далі, корисна утилізація тепла від ТЕЦ на біогазі дозволяє дещо зменшити терміни окупності біогазових проектів. Використання решток сільськогосподарських культур, як альтернативи силосу кукурудзи, також в ряді випадків є доцільним.

В табл. 10.2…10.6 наведено результати техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) для ряду моделей біогазових проектів. Розглянуто дві альтернативні схеми отримання доходу від реалізації електричної енергії — за діючим «зеленим» тарифом до 2030 року та за схемою аукціону, коли тариф на електроенергію може бути нижчим (на 10% від «зеленого» тарифу), але при цьому такий тариф встановлюється терміном на 20 років. Підсценарії проектів охоплюють виробництво лише електричної енергії з різних типів сировини, додаткову утилізацію 60% надлишку теплової енергії за двома схемами за потужності 2,1 МВтел, 3,2 МВтел та 10,6 МВтел. Вихідні параметри до розрахунку за всіма сценаріями наведено в табл. 10.2.

Таким чином, резюмуючи результати наведених вище ТЕО біогазових станцій, можна побачити, що одним з варіантів покращення економічних параметрів біогазових проектів є підвищення ефективності використання енергії біогазу за допомогою утилізації тепла від КГУ (локальне та віддалене теплопостачання, сушіння с/г продукції, виробництво холоду в літній час, додаткове виробництво е/е за допомогою циклу Ренкіна). Іншою можливістю збільшення ефективності БГУ є використання рослинних залишків с/г, наприклад, підготовленої соломи зернових культур. Для біогазових проектів

можливий перехід від стимулювання за допомогою «зеленого» тарифу до системи аукціонів. Такий перехід не приводить до погіршення економічних показників проекту за умови збереження ціни продажу електроенергії на аукціоні на рівні 90% від «зеленого» тарифу.

Таблиця 10.2

Вихідні параметри економічної моделі біогазових проектів

Об'єкт впровадження	***Свиноферма на 20 тис. голів (гноївка з вмістом 7% сухих речовин)***
Потенціал виходу CH4 з сировини	Гноївка – 23,8 нм3CH_4/т Силос кукурудзи – 104 нм^3CH_4/т Гранули з соломи – 256,5 нм^3CH_4/т Послід курячий – 102,4 нм^3CH_4/т Жом буряковий – 102,4 нм^3CH_4/т
Власне споживання електричної та теплової енергії біогазовою установкою	8% та 30% відповідно
Коефіцієнт використання встановленої потужності КГУ протягом року (КВВП)	90%
Річні операційні витрати на обслуговування БГУ та КГУ (без сировини)	4,5% (min 2,7…max 8,9%) від CAPEX
Тариф на електричну енергію до 1 січня 2030 р.	12,4 євро-центів за 1 кВт·год, без ПДВ
Тариф на електричну енергію з 1 січня 2030 р.	6 євро-центів за 1 кВт·год (1,83 грн/кВт·год), без ПДВ
Тариф на теплову енергію з біогазу	0,9 х 1400 грн/Гкал, без ПДВ
Ставка дисконтування	8%
Ставка кредитування	8%
Період кредитування / грейс період	8 років / 1 рік
Частка кредитних коштів в CAPEX	60%

Таблиця 10.3

ТЕО біогазової установки 2,1 МВтел за схемою «зеленого» тарифу

Показники проекту	***МОДЕЛЬ: електроенергія по схемі «зеленого» тарифу (0,1239 євро/кВт·год, без ПДВ, до 2030 року)***							
	БАЗОВА (тільки електроенергія)				***МОДЕЛЬ №1 (теплотраса – 106 тис. €/км) Утилізація 60% тепла на відстані від КГУ:***		***МОДЕЛЬ №2 (біогазопровід – 48 тис. €/км) Утилізація 60% тепла на відстані від БГУ:***	
					1 км	***10 км***	***1 км***	***10 км***
Сировина	Силос кукурудзи	Гранули з соломи – власне виробництво	Солома – попередня обробка біо-екструдером	Гранули з соломи – закупівля	Силос кукурудзи		Силос кукурудзи	
Ціна сировини, євро/т	20	25 (тюкована солома)	25 (тюкована солома)	80 (товарна гранула)	20		20	
Споживання сировини, тис. т/рік	29,92	12,13	12,13	12,13	29,92		29,92	
CAPEX, млн €	5,74	5,91	5,51	5,04	5,85	6,80	5,79	6,22
CAPEX, €/кВтел	2 00	2779	2592	2370	2750	3200	2723	2926
NPV, тис. €	1833	2183	3342	–528	4165	3221	4222	3797
IRR, %	14,2%	14,6%	18,5%	4,3%	20,0%	16,1%	20,3%	18,3%
SPP, років	5,5	5,6	4,8	6,6	4,6	5,3	4,5	4,9
DPP, років	7,3	7,4	6,1	–	5,8	7,0	5,7	6,2

Таблиця 10.4

ТЕО біогазової установки 2,1 МВтел за схемою аукціону (0,9 «зеленого» тарифу) на 20 років

Показники проекту	***МОДЕЛЬ: електроенергія по схемі аукціону (0,9 х 0,1239 євро/кВт·год, без ПДВ, на 20 років)***							
	БАЗОВА тільки електроенергія				***МОДЕЛЬ №1 (теплотраса – 106 тис. €/км) Утилізація 60% тепла на відстані від КГУ:***		***МОДЕЛЬ №2 (біогазопровід – 48 тис. €/км) Утилізація 60% тепла на відстані від БГУ:***	
					1 км	***10 км***	***1 км***	***10 км***
Сировина	Силос кукурудзи	Гранули з соломи – власне виробництво	Солома – попередня обробка біо-екструдером	Гранули з соломи – закупівля	Силос кукурудзи		Силос кукурудзи	
Ціна сировини, євро/т	20	25 (тюкована солома)	25 (тюкована солома)	80 (товарна гранула)	20		20	
Споживання сировини, тис. т/рік	29,92	12,13	12,13	12,13	29,92		29,92	
CAPEX, млн €	5,74	5,91	5,51	5,04	5,85	6,80	5,79	6,22
CAPEX, €/кВтел	2700	2779	2592	2370	2750	3200	2723	2926
NPV, тис. €	3364	3548	4744	1202	5656	4713	5714	5288
IRR, %	15,3%	15,4%	18,4%	11,1%	19,6%	16,5%	19,8%	18,3%
SPP, років	6,5	6,5	5,6	8,2	5,3	6,1	5,2	5,6
DPP, років	9,0	8,9	7,4	13,4	6,9	8,3	6,8	7,4

Таблиця 10.5

ТЕО біогазової установки 10,6 МВтел на пташиному посліді за схемою «зеленого» тарифу

Показники проекту	***МОДЕЛЬ: електроенергія по схемі «зеленого» тарифу (0,1239 євро/кВт·год, без ПДВ, до 2030 року)***				
	БАЗОВА тільки електроенергія	***МОДЕЛЬ №1 (теплотраса – 218 тис. €/км) Утилізація 60% тепла на відстані від КГУ:***		***МОДЕЛЬ №2 (біогазопровід – 115 тис. €/км) Утилізація 60% тепла на відстані від БГУ:***	
		1 км	***10 км***	***1 км***	***10 км***
Сировина	Послід пташиний				
Ціна сировини, євро/т	0				
Споживання сировини, тис. т/рік	217,1				
CAPEX, млн €	26,07	26,29	28,25	26,19	26,19
CAPEX, €/кВтел	2453	2473	2658	2463	2463
NPV, тис. €	35543	47312	45376	47413	54860
IRR, %	29,0%	34,2%	31,5%	34,3%	32,0%
SPP, років	3,3	2,9	3,1	2,8	3,2
DPP, років	4,1	3,4	3,8	3,4	3,9

Таблиця 10.6

ТЕО біогазової установки 3,2 МВтел на жомі за схемою «зеленого» тарифу

Показники проекту	***МОДЕЛЬ: електроенергія по схемі «зеленого» тарифу (0,1239 євро/кВт·год, без ПДВ, до 2030 року)***				
	БАЗОВА тільки електроенергія	***МОДЕЛЬ №1 (теплотраса – 218 тис. €/км) Утилізація 60% тепла на відстані від КГУ:***		***МОДЕЛЬ №2 (біогазопровід – 115 тис. €/км) Утилізація 60% тепла на відстані від БГУ:***	
		1 км	***10 км***	***1 км***	***10 км***
Сировина	Жом				
Ціна сировини, євро/т	2,1				
Споживання сировини, тис. т/рік	90,0				
CAPEX, млн €	10,41	10,55	11,77	10,46	10,89
CAPEX, €/кВтел	3253	3296	3678	3268	3403
NPV, тис. €	4536	8012	6805	8099	9916
IRR, %	15,5%	20,0%	17,2%	20,2%	19,0%
SPP, років	5,5	4,7	5,2	4,6	5,4
DPP, років	7,2	5,9	6,8	5,8	7,61

10.2. Виробництво та використання біометану.

Передумови виробництва біометану в Україні. *Біометан* — це біогаз, що доведений до якості природного газу, з вмістом метану не нижче 90%. Попри досить інтенсивний розвиток виробництва біометану в ряді країн ЄС (Німеччина, Італія, Франція, Нідерланди, Данія, Великобританія), в Україні даний напрямок досі не підтримується і, відповідно, не розвивається. Мета виробництва та використання біометану в Україні може обґрунтовуватись, виходячи з наступних міркувань: можливістю збільшення власного виробництва аналогу природного газу, заміщенням імпортованого природного газу, зменшенням енергетичної залежності; створенням альтернативи викопним видам транспортного палива, заміщенням імпортованих нафтопродуктів — бензину та дизельного палива; одержанням стабільного, відновлюваного джерела енергії з можливістю його накопичення в газових мережах.

Виробництво біометану з біогазу пов'язано з додатковими витратами на розділення метану та вуглекислого газу. Тому одиниця енергії в біометані коштує дорожче, ніж у біогазі. Біогаз, як правило, використовують лише для виробництва електроенергії, а в окремих випадках частково і для виробництва тепла. В той же час для біометану відкриваються нові можливості, які в умовах України включають:

- Виробництво електроенергії та тепла з біометану з використанням газотранспортної мережі. Цей варіант дозволяє виробляти електричну та теплову енергію в безпосередній близькості до споживача і, таким чином, підвищити ефективність використання палива за рахунок ефективного використання теплової енергії, наприклад, в системах комунального централізованого теплопостачання. За відсутності споживання тепла від когенераційної установки, корисна енергетична ефективність споживання виробленого біогазу не перевищує 40%.
- Зберігання біометану в мережі природного газу для виробництва електроенергії на балансуючому ринку. Цей варіант дозволяє використовувати біометан в періоди максимального навантаження на енергосистему і тим самим знизити потребу в регулюючих потужностях, які в Україні забезпечуються, переважно, вугільними електростанціями. Використання біометану з цією метою може певною мірою компенсувати недоліки стохастичних відновлюваних джерел енергії — сонця та вітру, використання яких швидко розвивається.
- Використання біометану в якості моторного палива для комунального транспорту та в сільському господарстві. Ця опція дозволяє замінити викопне моторне паливо — бензин і дизель. Це відмінна можливість для сільгоспвиробників отримувати паливо за рахунок відходів і вторинних продуктів власного виробництва. Використання біометану як палива для громадського транспорту може значно поліпшити стан забруднення повітря у великих містах. Використання біометану легковими автомобілями також можливе, цей напрямок досить популярний в ряді країн, зокрема в Італії.

- Заміна природного газу біометаном. Біометан може використовуватися в будь-яких цілях як прямий замінник природного газу. Таким чином можна заміщувати імпортований природний газ та рідкі нафтопродукти, а також виконувати зобов'язання України щодо скорочення викидів парникових газів в рамках Паризької Угоди.
- Експорт біометану в ЄС з використанням Національного реєстру виробництва та споживання біометану. Використання можливостей української газотранспортної системи, яка пов'язана з європейською газовою системою, і, в перспективі, віртуальний експорт біометану на європейський ринок може підвищити економічну привабливість проектів з виробництва біометану в Україні.

Собівартість виробництва біометану. У вартості товарного біометану є три основні складові, а саме: а) вартість власне біогазу; б) вартість збагачення біогазу до біометану; в) вартість логістики виробленого біометану.

Проект з виробництва біометану буде відрізнятись від проекту виробництва електричної та теплової енергії з біогазу тим, що замість когенераційної установки на «сирому» біогазі буде функціонувати очисна установка, за допомогою якої фізико-хімічні показники такого біогазу приводяться до необхідних для подачі в мережу природного газу або для заправки транспорту. В результаті отримують збагачений біогаз, який прийнято називати біометаном.

В країнах ЄС фізико-хімічні показники біометану, в залежності від напрямку його використання, регламентуються відповідними національними стандартами, прикладами яких є наступні документи: німецький стандарт на біометан, що подається в мережі природного газу DVGW G260/G261; європейський стандарт EN 16726:2015, а з травня 2017 року — ще й європейський уніфікований стандарт на біометан EN 16723-1 (для мереж природного газу) та EN 16723-2 (для транспорту).

В Україні виробники біогазу можуть подавати його в газотранспортну систему (ГТС), за умови що в місці його передачі до ГТС біогаз за своїми фізико-

технічними характеристиками відповідатиме стандартам на природний газ, що визначений Кодексом ГТС.

Ступінь очищення біогазу буде, з однієї сторони, залежати від якості «сирого» біогазу, а з іншої — від вимог стандарту. Це визначатиме вибір відповідної технології очищення та собівартість товарного біометану.

На сьогодні існують 4 базові технології збагачення біогазу до біометану: мембранна сепарація, абсорбція (водяна, хімічна, фізична), адсорбція при змінному тиску (PSA) та кріогенна очистка. При цьому, собівартість виробництва біометану залежить більшою мірою від потужності очисної установки, меншою — від типу технології.

Як видно з рис. 10.3 питомі інвестиційні затрати досить близько корелюються між собою в широкому діапазоні потужностей для трьох технологій, а саме PSA, абсорбції водою та абсорбції амінами. При невеликих потужностях очищення вигідно відрізняється мембранна сепарація, а при збільшенні потужності очистки (до 900…1000 нм^3/год) по «сирому» біогазу різниця між вартістю різних технологій практично нівелюється і складає 1700…1850 €/(нм^3/год), що в 0,9…1,2 рази відрізняється від інвестицій в когенераційну установку відповідної потужності. Таким чином, інвестиції в завод з виробництва біометану та в класичну біогазову станцію з комбінованим виробництвом електричної/теплової енергії з біогазу є співмірними.

За операційними витратами абсорбція амінами обійдеться помітно дорожче, інші технології досить добре корелюються за цим показником в широкому діапазоні потужностей (рис. 10.4). При збагаченні біогазу технологією PSA собівартість виробництва 1 нм^3 біометану, в залежності від потужності очищення, складе від 7,6 до 14,4 євро-центів, при використанні водяного скрубера — від 7,5 до 16,8 євро-центів, амінового скрубера — від 10,3 до 19,0 євро-центів, та від 8,1 до 14,0 євро-центів — при мембранній сепарації.

В перерахунку на 1 кВт·год енергії біометану його собівартість складе 0,79…1,50 євро-центи/кВт·год (PSA), 0,78…1,75 євро-центів/кВт·год (водяний

скрубер), 1,08…1,98 євро-центів/кВт·год (аміновий скрубер) та 0,85…1,46 євро-центів/кВт·год (мембранна сепарація).

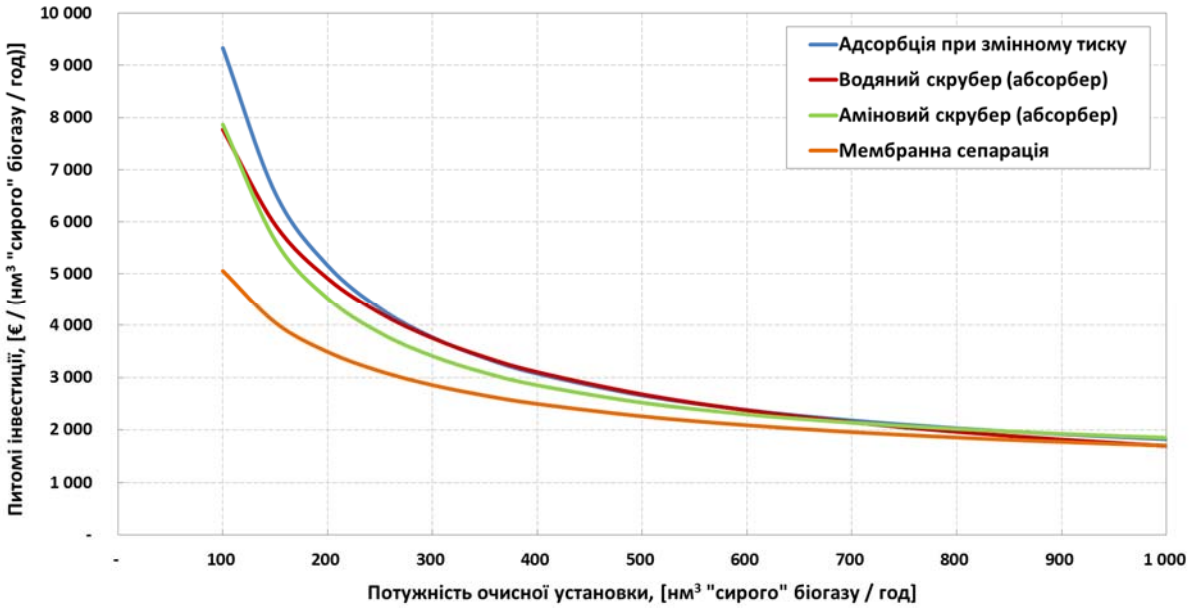


Рисунок 10.3. Питомі інвестиції в установки зі збагачення біогазу до біометану

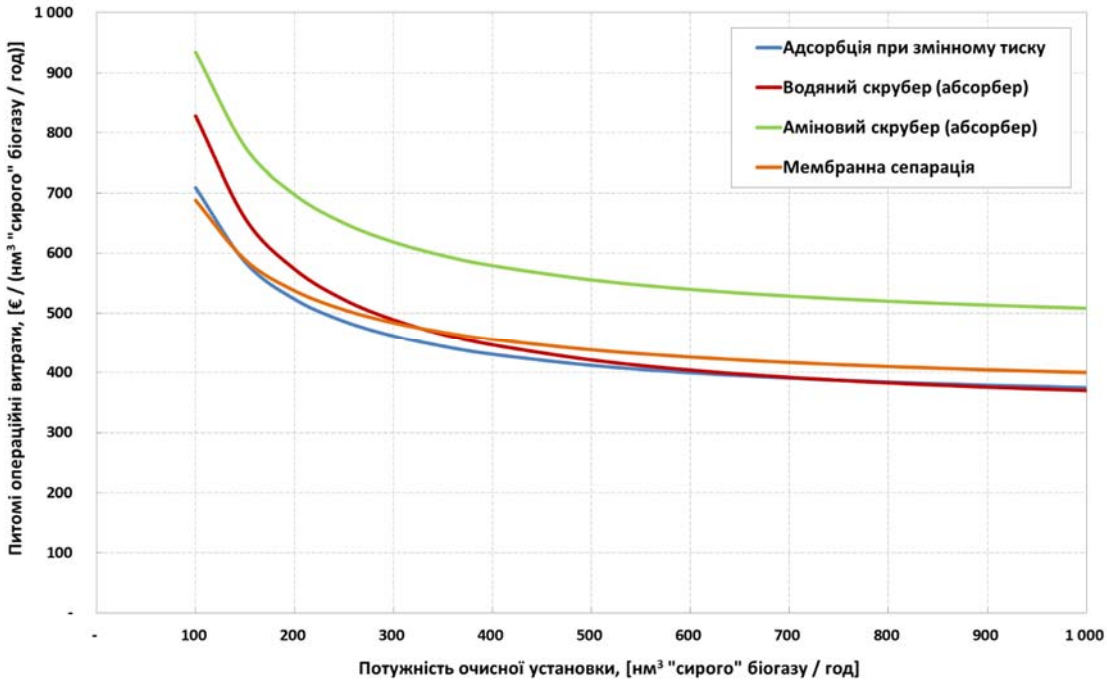


Рисунок 10.4. Питомі операційні витрати на збагачення біогазу до біометану

На кінцевій вартості товарного біометану позначиться також вартість його компримування до необхідного тиску, одоризації, моніторингу якості, коригування теплотворної здатності, а також вартість логістики.

Повна собівартість товарного біометану, з урахуванням виду сировини для виробництва біогазу, потужності установки та вартості логістики до кінцевого споживача, може складати 313…1136 €/1000 м^3 (рис. 10.5). Найбільш вагомою складовою собівартості біометану є витрати на сировину.

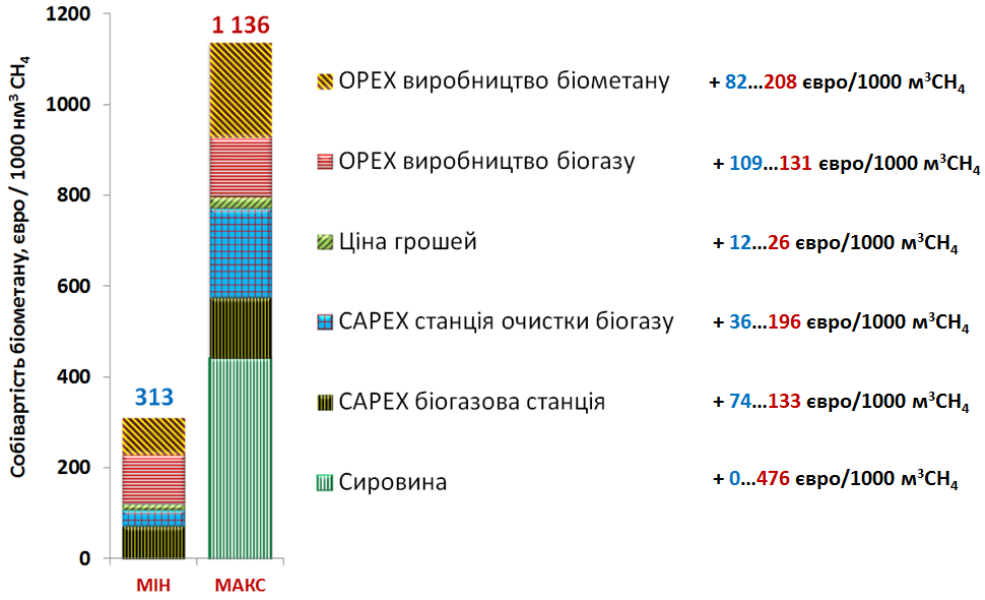


Рисунок 10.5. Структура повної собівартості біометану

Біометан як прямий замінник природного газу. Одним із можливих механізмів фінансової компенсації виробникам біометану, що постачають його в мережу природного газу, є безпосередня плата за переданий фізичний об'єм газу, з урахуванням його теплотворної здатності. Таким чином, біометан може бути прямим замінником природного газу, зокрема імпортованого. Безумовно, за даного рівня собівартості виробництва біометану та поточних цін на природний газ, говорити про безпосередню конкурентоздатність біометану не доводиться. Оплата за біометан на рівні ціни, за якої проекти його виробництва можуть бути рентабельними в поточних економічних умовах в Україні, призведе до збільшення середньозваженої оптової ціни природного газу, а відтак і

підвищення тарифів на газ для кінцевих споживачів. Втім, логіка запровадження даного механізму фінансової компенсації за біометан, що напряму заміщує природний газ, може полягати в диверсифікації джерел газопостачання, зменшенні залежності від імпорту природного газу, внесенні вкладу в зобов'язання щодо скорочення викидів парникових газів, поглибленні інтеграції енергосистем України з країнами ЄС, зокрема в частині стратегічних планів та зобов'язань щодо збільшення частки відновлюваних газів в системі газопостачання.

Для оцінки можливого рівня збільшення оптової ціни на природний газ використано дані НКРЕКП щодо обсягів видобутку, імпорту та оптових цін на природний газ. В моделі розрахунку прийнято, що обсяги видобутку природного газу в регульованому та нерегульованому сегменті оптового ринку, а також обсяги імпорту відповідають таким у 2018 році. При цьому обсяги біометану, поданого в мережу, еквівалентно заміщують обсяги закупівлі імпортованого природного газу. Подачу біометану в мережу прийнято рівномірною протягом року.

Середньозважену за 2018 рік оптову ціну природного газу (регульований та нерегульований сегмент) оцінено як 213,81 євро/1000 м^3 (без ПДВ). Збільшення цієї ціни при збільшенні подачі бометану буде мати прямо пропорційний характер. Так при ціні на біометан 730 євро/1000 м^3 (з ПДВ), що відповідає можливості забезпечення задовільної рентабельності біометанового проекту на покупній сировині (силос кукурудзи), ріст середньозваженої оптової ціни природного газу в мережі буде складати 5,44% на кожний 1 млрд. м^3 поданого біометану. При ціні біометану 540 євро/1000 м^3 (з ПДВ), що відповідає можливості забезпечення задовільної рентабельності біометанового проекту на сировині з умовно нульовою вартістю, ріст оптової ціни складатиме 2,93% на кожний 1 млрд. м^3 біометану.

Таким чином, при повному заміщенні імпортованого природного газу (10 млрд. м^3 на рік) біометаном, середньозважена оптова ціна природного газу могла б зрости орієнтовно в 1,5 рази. Слід зазначити, що приріст виробництва

1 млрд. м^3 біометану еквівалентний будівництву 500 МВт електричних потужностей когенераційних установок на біогазі. Зважаючи на існуючі темпи нарощування потужностей генерації електричної енергії на біогазі в Україні, виробництво 1 млрд. м^3 біометану на рік потребує принаймні 10 років активного будівництва біометанових заводів. При цьому оптова ціна природного газу збільшувалась би не більше, ніж на 0,5% на рік.

Біометан як моторне паливо. Біометан може бути замінником різних видів моторних палив: стисненого природного газу (CNG), бензину, дизелю, зрідженого природного газу (LNG), зрідженого нафтового газу (LPG). Установками з подачі стисненого газу можуть бути доукомплектовані як дизельні так і бензинові авто. Багато автовиробників сьогодні вже мають в своїх модельних рядах транспортні засоби на природному газі (CNG). Наприклад, Mercedes-Benz випускає моделі як легкового, так і комерційного та вантажного транспорту, що працюють на CNG. Різні моделі на CNG пропонують також компанії Fiat, Skoda, Seat, Opel, Ford, Audi, Renault, Iveco, Scania, Volvo, Neoplan та інші.

На ринку представлені також моделі аграрної техніки на метані, наприклад, трактори New Holland та Massey Ferguson. Інтерес до використання CNG як моторного пального обумовлений цілим рядом експлуатаційних та економічних переваг, які детально описані в публікації УкрАвтоГаза. Використання стисненого або зрідженого біометану в ряді країн ЄС має також економічні, екологічні та навіть репутаційні передумови. А чи може стиснений біометан конкурувати з моторними видами пального з викопних джерел в Україні?

Порівнюючи ціни на CNG в різних країнах Європи можна побачити, що ціна в Україні — одна з найменших у світі знаходиться в нижньому діапазоні цін (рис. 10.6) і складає на сьогодні 5,37 євро-центів/кВт·год (0,51 €/м^3). Найвища ціна в Швеції — 13,78 євро-центів/кВт·год (1,31 €/м^3), одному з лідерів з використання стисненого біометану на транспорті. Слід зазначити, що виробництво та споживання біометану на транспорті в різних країнах Європи, де це має місце, обов’язково стимулюється різними фінансовими механізмами.

Підвищена ціна на викопні палива, що формується додатковими екологічними податками та акцизами на викопні види палива, є фактично базовою економічною передумовою розвитку ринку біометану. Це, разом з різними видами додаткових прямих та непрямих фінансових бонусів, дозволяє надати необхідного імпульсу розвитку ринку біометану в заданому напрямку, що в свою чергу дає можливість урядам країн реалізувати власні стратегічні плани в енергетичній сфері.

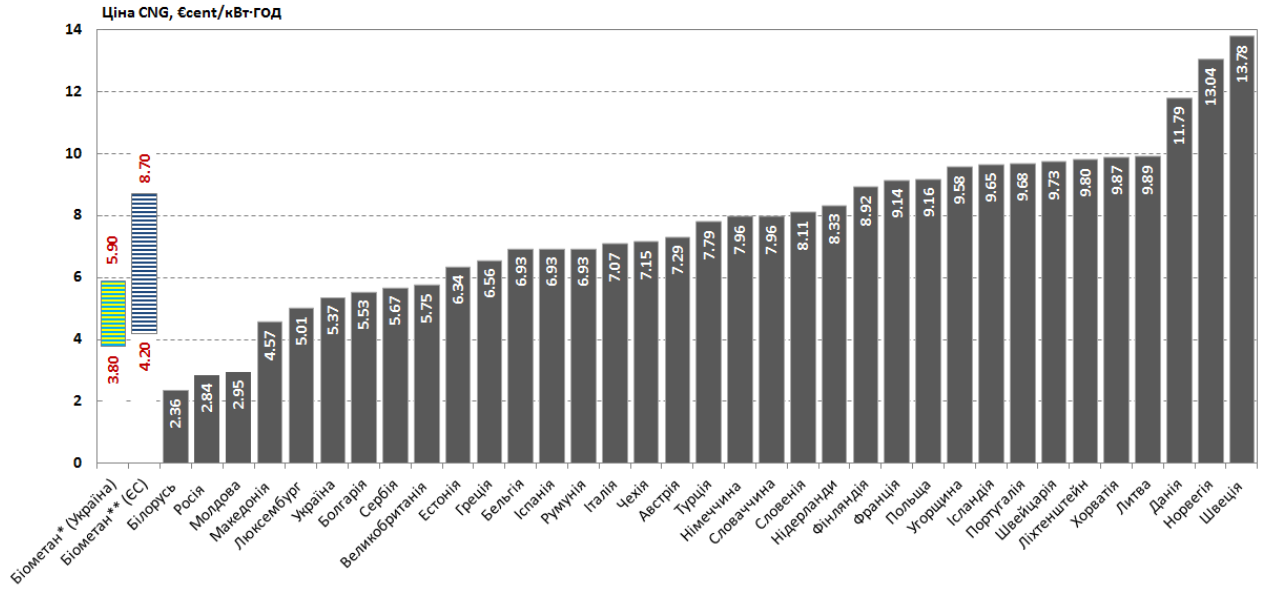


Рисунок 10.6. Ціна на стиснений природний газ в країнах Європи (на основі даних CNG Europe) у порівнянні з собівартістю CNG з біометану:
* – повна собівартість CNG з біометану, за оцінками БАУ для біометанового заводу потужністю 2330 нм3/год; ** – собівартість біометану за даними Європейської біогазової асоціації

Собівартість стисненого біометану в Україні може складати 3,8…5,9 євро-центів/кВт·год, в залежності від сировинної складової вартості біометану 0…2,1 євро-центів/кВт·год відповідно. Поточні ціни на стиснений природний газ на заправках мережі УкрАвтоГаз є порівнюваними з собівартістю виробництва стисненого біометану, втім це не дає підстав, за даних ринкових умов, вважати біометан конкурентоздатним зі стисненим природним газом в Україні.

Для інвестиційної привабливості виробництва стисненого біометану з IRR на рівні 20% його ринкова ціна повинна складати принаймні 5,9…8,0 євро-центів/кВт·год (0,57…0,77 €/м^3). Окрім цього, слід розуміти, що потенціал виробництва біометану з сировинною складовою вартості, близькою до нуля, є досить обмеженим, а відтак потрібно розраховувати на широке використання більш дорогої сировини для виробництва біогазу (силос кукурудзи, пожнивні рештки).

Ціна на стиснений біометан на заправках в ряді країн ЄС є дещо вищою, ніж ціна на стиснений природний газ. Наприклад, в Естонії, при ціні на CNG 0,86 €/кг, ціна на біометан складає 0,9 €/кг (+4,7%), що при незначній різниці в теплотворній здатності обох видів пального означає практично рівну ціну на одиницю енергії. В Фінляндії, при ціні на CNG 1,21 €/кг, ціна на біометан складає 1,34 €/кг (+10,7%). Купівля більш дорогого аналогу природного газу на заправці може стимулюватись певними бонусами непрямого фінансового характеру. В Швеції, наприклад, використання біометану на транспорті субсидіюється за рахунок спеціальних переваг в оподаткуванні, окрім цього, транспорт на біометані звільняється від сплати за паркування та має інші логістичні переваги.

Якщо порівнювати собівартість виробництва стисненого біометану з вартістю рідких видів палив — бензину та дизелю, очевидною є конкурентоздатність біометану. Так, при економічно обґрунтованій ціні продажу біометану як моторного палива на рівні 6…8 євро-центів/кВт·год, еквівалентна ціна на дизель та бензин (А-95) в Україні складає сьогодні 9,32 та 1,07 євро-центів/кВт·год, відповідно.

Втім, при виборі між біометаном та природним газом, власник авто в Україні радше за все віддасть перевагу останньому, оскільки вже існує мережа заправних станцій АГНКС на природному газі, ціна на який є помітно нижчою, ніж економічно обґрунтована ціна продажу стисненого біометану. При цьому ніяких додаткових переваг чи стимулів для заправки авто біометаном наразі не існує. Очевидною є необхідність розробки та впровадження в Україні механізмів фінансового та інших видів стимулювання виробництва та споживання

біометану як моторного палива. Варто скористатись досвідом країн, де біометан на транспорті активно розвивається (Швеція, Фінляндія, Італія, Швейцарія).

Існуючі Національний план дій з відновлюваної енергетики до 2020 р. та Енергетична стратегія України до 2035 р. не містять в собі жодних згадок про біометан як такий та на транспорті зокрема. Останнім часом активно лобіюється споживання біоетанолу та біодизелю як відновлюваних видів моторних палив без акцентування окремої уваги на біометані як виді моторного палива.

Державна підтримка розвитку біометану вимагає введення державних цілей і зобов'язань щодо частки використання біометану для транспортного сектору. Національна енергетична стратегія повинна включати цілі розвитку біометану (наприклад, 5…10% до 2030 року), а також визначати кількість заправних станцій, що працюють на біометані.

В рамках цього підходу урядові постанови можуть ввести схему підтримки для біометану, що подається в газові мережі для подальшого використання в транспортному секторі. Схема може фінансуватися постачальниками палива в рамках зобов'язань щодо забезпечення частки біометану / відновлюваного палива.

Схема може працювати з використанням сертифікатів на виробництво / споживання відновлюваного палива. Для впровадження схеми потрібна розробка технічних вимог і державних стандартів на біометан, який використовується в якості моторного палива.

Впровадження механізмів, що стимулюють виробництво та споживання біометану, вимагає також розроблення та впровадження національного реєстру біометану.

Біометан як паливо для комбінованого виробництва теплової та електричної енергії. Біометан як і «сирий» (неочищений) біогаз — газоподібне паливо з біомаси, відтак на нього за формальними ознаками поширюється дія Закону України 555-IV «Про альтернативні джерела енергії», зокрема в частині встановлення величини «зеленого» тарифу на електроенергію, вироблену з біогазу.

Таким чином електроенергію, вироблену з біометану, вже сьогодні можливо було б подавати в мережу за «зеленим» тарифом 0,1239 €/кВт·год (без ПДВ). Втім, ідея збагачення біогазу, що потребує додаткових витрат, полягає саме в можливості закачування його в мережу природного газу. Це дозволяє в результаті підвищувати ефективність утилізації енергії біогазу за рахунок підключення постійного споживача тепла, який, зазвичай, відсутній поруч з виробництвом біогазу.

Закачування біометану в мережу природного газу має й інші переваги, як то можливість його накопичення та використання у місці та часі, де і коли це потрібно. Таким чином, біометан може грати важливу роль на ринку маневрових / балансуючих електричних потужностей в об'єднаній енергосистемі України.

Для створення умов використання біометану з мережі природного газу при комбінованому виробництві електричної та теплової енергії необхідно створити національний реєстр біометану з можливістю випуску сертифікатів походження на зразок європейських сертифікатів GoO (Guarantee of Origin). В перспективі, за наявності такого сертифікату, можлива віртуальна торгівля біометаном з країнами ЄС.

Після запровадження системи сертифікації біометану, в будь-якому місці, де є мережа природного газу та споживач тепла (наприклад, котельні, ТЕЦ), може бути підключена газова енергетична установка з наміром використовувати біометан. Чи буде достатнім діючий «зелений» тариф на електричну енергію з біогазу для таких установок?

Розглянемо два можливих проекти комбінованого виробництва електричної та теплової енергії з біометану з мережі природного газу, а саме: використання нової когенераційної установки; використання існуючої кваліфікованої когенераційної установки.

Враховуючи те, що вартість нової когенераційної установки на біогазі є співмірною з вартістю установки збагачення біогазу до біометану, загальна вартість проекту когенерації на біометані буде на 20…30% більшою, ніж проекту

когенерації на «сирому» біогазі. Операційні затрати проекту також будуть вищими на 20…40%, в залежності від вартості сировини. Очевидно, що для досягнення рентабельності проекту на рівні IRR 20%, тариф на електричну енергію з біометану повинен бути вищим діючого «зеленого» тарифу на електроенергію з біогазу, навіть за умови додаткового використання тепла.

Когенерацію на біометані можливо використовувати в балансуючому ринку, проте для енергетичної утилізації усього обсягу біометану когенераційною установкою, її встановлена потужність повинна бути більшою, ніж при рівномірній роботі протягом доби. Так, наприклад, при роботі такої КГУ в режимі 6 годин з 24 протягом однієї доби (3 години в години найбільшого навантаження мережі зранку і 3 години — у вечірній час), її розрахункова потужність повинна бути в 4 рази більшою від базової. Відповідно, вартість нової КГУ при цьому буде пропорційно вищою.

Розрахунки показують, що для відносно великого біометанового проекту (2390 нм^3/год біометану) з когенерацією на біометані потужністю 8,9 МВтел в режимі роботи 24/24 годин, з утилізацією 60% теплової енергії за тарифом 1260 грн/Гкал (без ПДВ), необхідна величина «зеленого» тарифу складає 0,131…0,174 €/кВт·год (без ПДВ), в залежності від вартості сировини. При цьому, для біометанового проекту аналогічної потужності, але з когенерацією потужністю 35,6 МВтел в режимі роботи 6/24 годин, з утилізацією тої ж частки тепла, необхідна величина «зеленого» тарифу складає 0,196…0,239 €/кВт·год (без ПДВ).

Таким чином, діючого «зеленого» тарифу на електроенергію з біогазу не достатньо в проектному сценарії з використанням нової когенераційної установки на біометані з мережі природного газу в режимі рівномірної роботи протягом доби. Щодо доцільності проектного сценарію з генерацією електричної енергії в балансуючому ринку наразі не можливо зробити однозначні висновки, оскільки балансуючий ринок та ринок допоміжних послуг ДП «НЕК «Укренерго» ще не запрацював повноцінно.

В іншому проектному сценарії передбачається, що біометан з мережі природного газу може бути спалено в кваліфікованих ТЕЦ/КГУ на природному газі. Це існуючі та діючі паротурбінні установки з енергоблоком на природному газі (ТЕЦ) або газопоршневі установки (КГУ). В Україні в 2018 році налічувалось 28 ТЕЦ на природному газі, з них 25 ліцензованих, а також 46 КГУ, з них 25 ліцензованих. Сумарна встановлена електрична потужність ТЕЦ та КГУ складає 3546 МВт, теплова — 18547 Гкал/год (20570 МВт). Усі генеруючі потужності на природному газі працювали в 2018 році в середньому 1855 годин, з КВВП 21,5%, що говорить про їх недовантаженість та періодичність роботи. З точки зору рентабельності проекту більш перспективним може бути робота саме КГУ на біометані, оскільки вони мають більший ККД електричний і є більш маневровими, у випадку підключення їх до балансуючого ринку електроенергії. Втім, це не виключає можливості використання і паротурбінних установок для роботи на біометані. Організаційно, включення існуючих кваліфікованих КГУ в проект когенерації на біометані з мережі природного газу може відбуватись на умовах їх оренди та покриття усіх операційних витрат на обслуговування. В такому разі, при ставці річної орендної плати на рівні 5% вартості нової КГУ, необхідна величина «зеленого» тарифу для проекту 9,5 МВтел в режимі 24/24 годин з утилізацією 60% теплової енергії складає 0,111…0,154 €/кВт·год (без ПДВ), а при роботі в режимі 6/24 годин — 0,123…0,166 €/кВт·год (без ПДВ). Нижні значення діапазонів відповідають нульовим значенням сировинної складової вартості біометану.

На рис. 10.7 представлено результати оцінки необхідної величини «зеленого» тарифу на електричну енергію з біометану для розглянутих вище сценаріїв, у співставленні з діючим «зеленим» тарифом на біогаз 0,124 €/кВт·год (без ПДВ). Таким чином, можна зробити висновок, що необхідними економічними передумовами використання біометану при комбінованому виробництві електричної та теплової енергії є: створення національного реєстру біометану та системи сертифікації на зразок європейських сертифікатів GoO; зобов’язання виробників електричної енергії з біометану з мережі природного

газу утилізувати не менше 60% теплової енергії від ТЕЦ чи КГУ протягом року; встановлення спеціального коефіцієнту «зеленого» тарифу на електричну енергію, вироблену з біометану ТЕЦ чи КГУ, що працюють в режимі 24/24 годин. Величина такого тарифу повинна бути більшою, ніж величина діючого «зеленого» тарифу на електроенергію з біогазу; забезпечення умов пріоритетного виробництва та постачання електричної енергії, виробленої з біометану з мережі природного газу, в межах сертифікованих обсягів; забезпечення гармонізації національного реєстру біометану з системою реєстрів ЄС, що дало б можливість віртуальної транскордонної торгівлі біометаном.

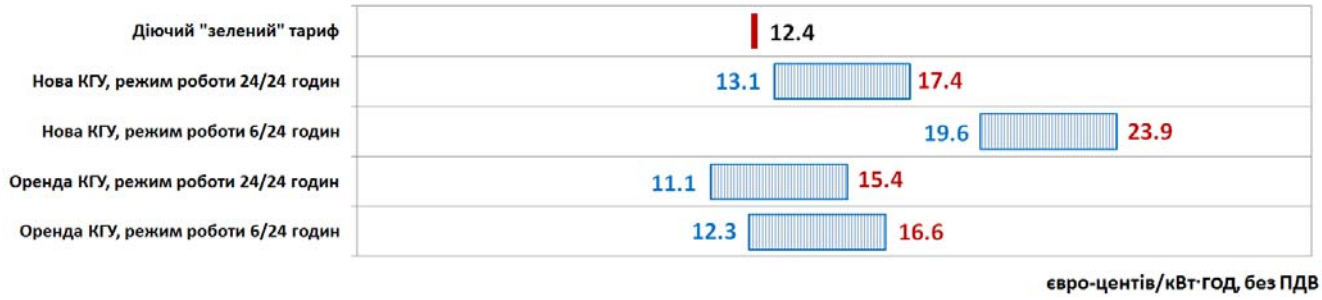


Рисунок 10.7. Необхідні величини тарифу на електричну енергію, вироблену з біометану

Запитання для самоперевірки

1. *Що таке біогаз?*
2. *Виробництво та використання біогазу.*
3. *Зробіть порівняльний аналіз ступеня використання біогазу в Польщі та Україні.*
4. *Наведіть потенційні шляхи збільшення виробництва біогазу.*
5. *Що таке біометан?*
6. *Виробництво та використання біометану.*

РОЗДІЛ 11
ВИРОБНИЦТВО СИНТЕЗ-ГАЗУ НА ХАРЧОВОМУ ПІДПРИЄМСТВІ

11.1. Історія розвитку газифікації твердого органічного палива.

Газифікація твердого органічного палива — процес виробництва газу при неповному окисленні органічної маси, має давню історію з періодами бурхливого розвитку та спадів. Вперше генераторний газ отримав англієць Мердок в 1792 р. як побічний продукт при виробництві «світильного масла». До 50-х років XIX ст. практично у всіх великих та середніх містах Європи і Північної Америки працювали газові заводи для виробництва опалювального, побутового і світильного газу. Це було «золоте століття» газифікації рослинної біомаси. Починаючи з 60-х років XIX ст., все серйознішу конкуренцію рослинній біомасі складає нафта. На початку 1960-х років родовища дешевої нафти на Близькому Сході та в Західному Сибіру призвели практично до цілковитої ліквідації газогенерації рослинної біомаси як галузі промисловості. Однак вже в 1972 р. захмарилося першою «енергетичною» кризою, світові ціни на нафту підвищилися з 5…7 до 24 дол. США за баррель (1 т сирої нафти — 8,06 барелів). Ця криза показала цивілізованому світу дуже важливий урок. По-перше, всі усвідомили, що запаси вуглеводневої сировини розподілені украй нерівномірно, і, по-друге, ці запаси — вичерпні. Запаси ж інших твердих паливних копалин розподілені більш рівномірно, і терміни їх вичерпання оцінюються багатьма сотнями років. Та найголовніший результат кризи полягає в активізації робіт по енергозбереженню.

У 1990-і роки бурхливий розвиток отримала внутрішньоциклова газифікація для виробництва електроенергії, тобто використання бінарного циклу, при якому горючий газ утилізувався в газовій турбіні, а продукти згорання використовуються при генерації пари для парової турбіни. Першу комерційну електростанцію з внутрішньоцикловою газифікацією — Cool Water, США, штат Каліфорнія, потужністю 100 МВт було побудовано в 1983 р. Використовувався газогенератор з подачею палива у вигляді водо-вугільної

суспензії. Після 1993 р. в різних країнах було введено в експлуатацію 18 електростанцій з цикловою газифікацією твердого палива потужністю від 60 до 300 МВт.

Для сучасної промисловості та енергетики потрібні газогенератори з одиничною потужністю 100 т/год. і більші. На початок 1970-х років в промисловому масштабі було реалізовано три типи газогенераторів:

- *Шарові газогенератори*. В різний час діяло більше 800 газогенераторів, зокрема більше 30 газогенераторів «Лурги» з одиничною потужністю до 45 т/год. Після 1977 р. введено в експлуатацію ще 130 газогенераторів «Лурги».
- *Газогенератори Вінклера з киплячим шаром*. Було створено більше 40 апаратів з одиничною потужністю до 35 т/год.
- *Пилевугільні газогенератори Копперса-Тотцека*. На початку 1970-х років експлуатувалося більше 50 апаратів з одиничною потужністю до 28 т/год.

Не випадково всі потужні газогенератори мали німецьке походження. Причина в тому, що в Німеччині немає власної нафти. У 1920…1940 рр. в Німеччині було реалізовано безпрецедентну за масштабами програму з виробництва моторних палив, металургійного палива, газів різного призначення та широкого спектру продуктів переробки рослинної біомаси. Під час другої світової війни з використанням рідких продуктів піролізу, прямого і непрямого зрідження вугілля вироблялося до 5,5 млн. т на рік моторного палива. Саме німецькі розробки того часу визначили на багато десятиліть стратегію розвитку технологій газифікації палива.

Якщо проаналізувати конструктивні особливості та принцип дії сучасних промислових газогенераторів, можна виділити чотири основоположні інженерні рішення:

1. Створення Фріцем Вінклером (концерн BASF) в 1926 р. газогенератора з киплячим шаром. Ця технологія стала основою для сучасних процесів HTW (Hoch-Temperatur Winkler) та KRW (Kellogg-Rust-Westinghouse) і ін.

2. Розробка фірмою «Лурги» в 1932 р. шарового газогенератора, що працює під тиском 3 МПа. Використання підвищеного тиску для інтенсифікації процесу газифікації реалізовано майже у всіх сучасних промислових газогенераторах.

3. Розробка Генріхом Копперсом і Фрідріхом Тотцеком в 1944…45 рр. пилевугільного газогенератора з рідким шлаковидаленням. Перший промисловий апарат цього типу було побудовано в 1952 р. у Фінляндії. Пилевугільний принцип газифікації з рідким шлаковидаленнням реалізовано в промислових апаратах Destec, Shell, Prenflo, розроблених на основі газогенератора Копперса-Тотцека, в апараті Техасо та ін. Видалення шлаку в рідкому вигляді реалізовано в шаровому газогенераторі BGL (British Gas–Lurgy), розробленому на основі газогенератора Лурги.

4. Розробка фірмою Техасо в 1950-і роки газогенераторів для переробки важких нафтових залишків. Всього побудовано більше 160 таких установок. У 1970-і роки було розроблено модифікацію апарату Техасо для газифікації водо-вугільної суспензії. Принцип подачі вугілля в апарат у вигляді водо-вугільної суспензії використано і в газогенераторі Destec.

Були спроби використовувати і ряд інших технічних рішень для створення нових газогенераторів: використання зовнішнього теплоносія, зокрема тепло ядерного реактора; газифікація в розплавах солей, заліза, шлаку; дво- та триступінчата газифікація; газифікація в плазмі; каталітична газифікація та ін.

У 1930…1950 рр. було розроблено теоретичні основи фізико-хімічних процесів горіння та газифікації вугілля, виконано фундаментальні дослідження, які не втратили актуальності до теперішнього часу.

11.2. Теоретичні основи процесу газифікації рослинної біомаси.

Газифікація — це процес інтенсивного екзотермічного окислення, при якому відбувається реакції вуглецю з вуглекислотою та водяною парою з утворенням горючих газів (*CO*, H_2, CH_4 та ін.). При надлишковій кількості кисню процес газифікації переходить в процес горіння, що характеризується

максимальним виділенням теплоти (ендотермічна реакція). Механізм процесу газифікації рослинної біомаси надзвичайно складний. Це пов’язано з різноманіттям швидкоплинних реакцій, складною їх взаємодією, що важко піддаються експериментальному дослідженню.

Встановлено, що весь процес газифікації можливо поділити на три етапи:

- нагрівання та сушіння рослинної біомаси;
- термічне розкладання сировини на газоподібні продукти і твердий залишок;
- газифікація вуглецевого залишку.

На першому етапі рослинну біомасу нагрівають до температури 250°С. За цієї температури при високих швидкостях нагрівання внаслідок підвищення тиску відбувається розрив стінок клітин рослинної біомаси з виділенням зв’язаної вологи з органічної сировини у вигляді пари.

Встановлено, що за температур 200…300°С біомаса починає вступати в реакцію, а за температури 400°С термічне розкладання завершується (рис. 11.1). Слід зазначити, що основними компонентами внаслідок термічного розкладання, наприклад деревини, є целюлоза, лігнін і геміцелюлоза.

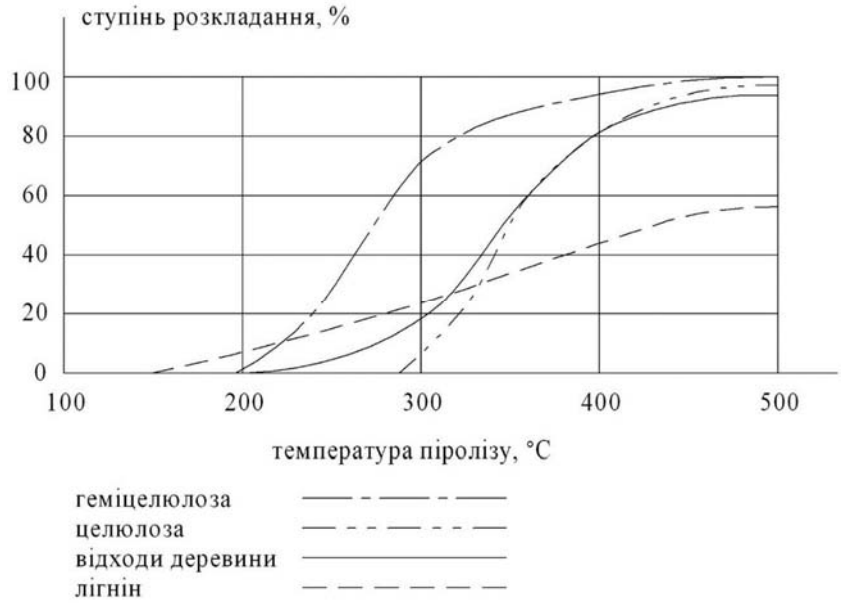


Рисунок 11.1. Криві розкладання деревини

Відмічено, що за високих температур та малих розмірів частинок сировина проходить процес газифікації, а за низьких температур і великих розмірів частинок, та за наявності в сировині вологи — утворення вуглецевої речовини, води та CO_2.

Якщо процес газифікації відбувається тільки за рахунок кисню повітря, то утворюється так званий повітряний газ, який в основному складається з окису вуглецю та азоту, що переходить з повітря, а також з невеликої кількості вуглекислоти. При використанні в якості дуття водяної пари утворюється: водень, окис вуглецю та вуглекислота, до яких домішується водяна пара. Така суміш має назву — водяний газ. При одночасному застосуванні в якості дуття водяної пари і повітря утворюється окис вуглецю, водень, вуглекислота, азот та водяна пара. Ця суміш називається змішаним, або пароповітряним газом.

Обов'язковою умовою протікання процесу газифікації рослинної біомаси є запобігання горіння газів, що утворюються в процесі.

Більша частина продуктів сухої перегонки здатна горіти з виділенням значної кількості тепла, що призводить до збільшення його теплотворної здатності (табл. 11.1).

Отримання повітряного газу супроводжується протіканням наступних реакцій:

$$C + O_2 \rightarrow CO_2 + 399{,}8\ кДж \quad (1)$$

$$2C + O_2 \rightarrow 2CO + 232{,}6\ кДж \quad (2)$$

$$C + CO_2 \leftrightarrow 2CO - 167{,}2\ кДж \quad (3)$$

$$2CO + O_2 \leftrightarrow 2CO_2 + 566{,}9\ кДж \quad (4)$$

Таким чином, у результаті горіння при надлишку вуглецю у системі вуглець-кисень утворюється CO, який при наявності надлишкового кисню може перетворитися в CO_2. В свою чергу горіння при надлишковому кисню проходить з утворенням CO_2, який при нагріванні розкладається на CO та O_2.

Реакція $C + O_2 = CO_2$ за температури 982°С протікає миттєво, а за нижчих температур її відносна швидкість виражається наступними величинами: 350°С — 1, при 400°С — 10 і при 500°С — 200.

Реакція $2C + O_2 = 2CO$ вважається первинною при горінні вуглецю. Однак, враховуючи, що вуглець згоряє безпосередньо в CO_2 з подальшим відновленням, (11.2) — застосовується для вираження кінцевого результату реакцій:

$$C + O_2 = CO_2,$$
$$C + CO_2 = 2CO,$$
$$2C + O_2 = 2CO.$$

Таблиця 11.1

Характеристики газів

Найменування речовин	***Хімічна формула***	***Молекулярна вага***	***Вага газу (кг/м³) фактична***	***Теплотворна здатність***	
				вища	***нижча***
				МДж/м³	
Водень	H_2	2,016	0,0898	12,8	10,8
Кисень	O_2	32,0	1,4290	–	–
Азот	N_2	28,016	1,2510	–	–
Окис вуглецю	CO	28,01	1,25	12,6	12,6
Вуглекислота	CO_2	44,01	1,977	–	–
Метан	CH_4	16,04	0,717	39,8	35,9
Етилен	C_2H_4	28,05	1,26	62,7	58,7
Етан	C_2H_6	30,06	1,356	69,7	63,8
Сірчистий ангідрид	SO_2	64,07	2,927	4,3	4,3
Сірководень*	H_2S	34,09	1,539	25,1	23,2
Водяна пара	H_2O	18,016	0,804	–	–
Повітря	–	28,853	1,293	–	–

*при згорянні H_2O і SO_2

Реакція $C + CO_2 = 2CO$ є основною з точки зору протікання газогенераторного процесу. Взаємодія CO_2 та вуглецю з отриманням CO протікає зі зростанням об'єму та негативним тепловим ефектом. Відповідно до принципу Ле-Шательє, в стані рівноваги при підвищенні тиску реакція повинна

протікати в бік утворення CO_2, і навпаки, зі зменшенням тиску в зрівноваженій суміші має зростати вміст CO. Аналогічно підвищення температури повинно викликати протікання реакції в бік утворення CO, і навпаки.

У суміші газів, що відповідає за складом генераторному газу, реакція утворення CO протікає за температури вище 700°С, а температура нижче 700°С призводить до процесу розкладання CO. Встановлено, чим вища температура, тим повніше відбувається відновлення CO_2. Виявлено, що за температури 1000°С виникають сприятливі умови для повного відновлення CO_2 в CO, в той час як зменшення тиску сприяє отриманню більшої кількості CO і меншої CO_2.

Перетворення вуглецевого залишку в газоподібні продукти відбуваються внаслідок протікання наступних реакцій:

$$C + H_2O \rightarrow CO + H_2 - 11\ МДж/(кг\ вуглецю),$$
$$C + CO_2 \rightarrow 2CO - 14{,}6\ МДж/(кг\ вуглецю).$$

Для прискорення протікання реакцій газифікації рослинної біомаси необхідно забезпечення температури 700°С та підведення теплоти у кількості 11…14,6 МДж на 1 кг вуглецю в вуглецевому залишку.

В залежності від способу підведення теплоти, газифікацію рослинної біомаси можна класифікувати на автотермічну та аллотермічну.

На практиці більшого поширення набули газогенератори автотермічного типу де теплота необхідна для газифікації рослинної біомаси виробляється в результаті згоряння частини палива усередині самого газогенератора. Процес згоряння відбувається або в атмосфері повітря (пароповітряна газифікація) або, в атмосфері кисню (парокиснева газифікація).

В залежності від складу, окислювального середовища і вологості вихідного палива генераторний газ має теплоту згоряння 4…15 МДж/м^3.

Аллотермічний спосіб отримання горючих газів з твердих палив базується на підведенні теплоти в зону газифікації твердого вуглецевого залишку через корпус реактора газогенератора, або шляхом підігріву частинок палива

всередині газогенератора за рахунок зовнішнього теплоносія. Враховуючи теоретичні основи та особливості конструктивного оформлення аллотермічного способу, отримання газоподібних палив не набуло широкого розповсюдження на відміну від автотермічного способу газифікації.

В залежності від організації подачі окислювача та гранулометричного складу вихідного твердого палива розрізняють наступні схеми автотермічного способу газифікації в: щільному шарі; киплячому шарі; пиловому потоці.

Схема газифікації в щільному шарі. При газифікації в щільному шарі вихідне паливо у вигляді дрібних частинок подається зверху в шахту газогенератора, де проходить стадії підсушування, піролізу і, власне газифікації. В залежності від виду палива, його складу та вологості встановлюється відповідний час сушіння, піролізу і газифікації, який характеризується висотою відповідних зон в шахті газогенератора.

Враховуючи місце подачі і тип дуття (повітря, водяний пар, кисень) та розташування виходу синтез-газу з шахти розрізняють три типи газогенераторів з щільним шаром: прямого процесу газифікації; оберненого процесу газифікації; поперечного (горизонтального) процесу газифікації.

Принципові схеми типів газогенераторів представлено на рис. 11.2. При прямому процесі газифікації сировини (рис. 11.2, а) генераторний газ виходить з верхньої частини шахти, а подача повітряного дуття здійснюється в самій нижній частині шахти газогенератора, де відбувається процес горіння вуглецевого залишку палива з виділенням тепла і продуктів горіння (CO_2, H_2O).

Рухаючись знизу вгору продукти горіння проходять весь шар палива в шахті, і послідовно відбувається процес газифікації вуглецевого залишку та піролізу. Продукти газифікації (CO, H_2, CH_4) утворюють охолоджену суміш газів, яка проходить середню частину шару палива в шахті де відбувається процес термічного розкладання з виділенням кислот, смол, газів. Далі, суміш продуктів горіння (генераторний газ) проходячи через верхній шар палива, підсушує його, охолоджується та виходить в верхній частині шахти газогенератора.

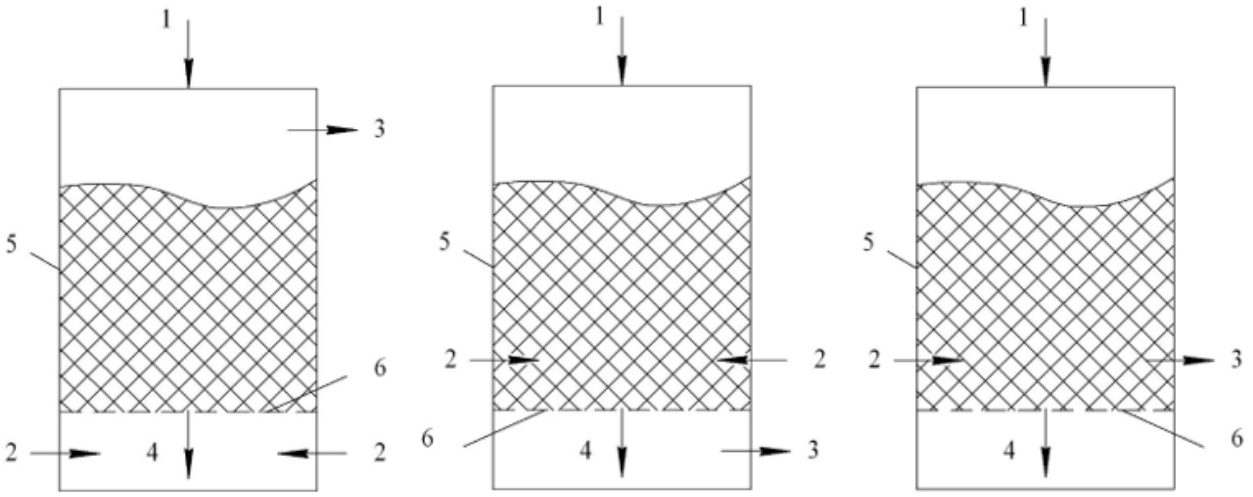


Рисунок 11.2. Схеми процесу газифікації біомаси: а) прямий процес; б) обернений процес; в) горизонтальний процес; 1 – подача палива, 2 – подача дуття, 3 – вихід газу, 4 – вихід попелу; 5 – шахта, 6 – колосникова решітка

При оберненому процесі газифікації (рис. 11.2, б) подача повітряного дуття здійснюється в середній частині шахти газогенератора, де і утворюється шар горіння, а генераторний газ відводиться з шахти в нижній її частині. Процеси піролізу та підсушування палива здійснюються шляхом вільної конвекції горючих газоподібних продуктів та ефективної теплопровідності шару палива. Парогазова суміш, що утворилася внаслідок піролізу і підсушування, під дією штучно створеного перепаду тиску в шахті газогенератора проходить зверху вниз крізь високотемпературний осередок горіння палива. В результаті термічного розкладання газ очищується від парів смол та активних піролізних кислот, проходить крізь частинки вуглецевого залишку палива збагачується продуктами газифікації та виходить з нижньої частини шахти газогенератора.

Особливістю поперечного процесу газифікації (рис. 11.2, в) є те, що повітряне дуття проходить внизу шахти газогенератора з одного боку, а парогазова суміш (генераторний газ) відводиться через отвори на іншій стороні шахти. Газифікація з горизонтальним дуттям за особливістю реалізації механізму процесу займає проміжне місце між прямим та оберненим типами газифікації.

Газогенератори прямого процесу набули поширення на великих стаціонарних установках з метою отримання газу для спалювання в топках котлів або, як сировина для синтезу з виділенням активних хімічних компонентів.

Генератори оберненого процесу широко використовувалися у транспортних і стаціонарних установках для виробництва чистого газоподібного палива з метою подальшого їх використання в двигунах внутрішнього згорання або в камерах згоряння газових турбін. Також відомі газогенератори оберненого процесу, які є джерелом отримання чистого паливного газу для спалювання в топках котлів, сушарок і технологічних печей.

Генераторні гази, які одержують в генераторах, що працюють за оберненим процесом газифікації, мають ширші межі безпосереднього енергетичного та технологічного використання, ніж генераторні гази, які одержують в результаті прямого процесу. Це пояснюється меншою кількістю активних і шкідливих домішок в генераторних газах оберненого процесу, оскільки більша частина цих домішок термічно розкладається під дією високих температур при проходженні крізь зону горіння і газифікації. Крім того, частина термостійких домішок здатна накопичуватись на поверхні частинок попелу та шлаків, що утворюються з мінеральної частини вихідних твердих палив.

Проведення порівняльних характеристик складів генераторних газів прямих і обернених процесів газифікації рослинної біомаси показали, що вміст парів смол, оцтової кислоти, фенолу та інших шкідливих та хімічно активних домішок в генераторному газі оберненого процесу в десятки і сотні разів менший, ніж в синтез-газі прямого процесу газогенерації. Переваги оберненого процесу щодо чистоти генераторних газів, особливо важливі при газифікації «молодих» твердих палив, що виділяють при піролізі смоли і кислоти у великій кількості.

Дана перевага дозволяє значно спрощувати технологічні схеми використання генераторних газів, оскільки зменшує кількість обладнання для додаткового очищення одержаних газів від агресивних домішок і смол. Це дозволяє, зокрема, транспортувати гази, які отримано в результаті оберненого

процесу газифікації, по трубопроводах на значно більші відстані, ніж гази, що отримано шляхом прямого процесу газифікації.

За даними виробників газогенераторів прямого процесу газифікації для транспортування одержуваного синтез-газу по трубопроводах необхідне очищення газу від корозійно-активних домішок.

У табл. 11.2 наведено порівняльні дані, щодо складу генераторного газу, внаслідок проходження прямого та оберненого процесів газифікації рослинної біомаси.

Таблиця 11.2

Порівняльні дані складу генераторних газів за різних процесів газифікації

Процес	***CO***	***H_2***	***CH_4***	***CO_2***	***N_2***	***смоли***	***Q_{ir}***
	% (об.)					***г/м³***	***МДж/м³***
обернений	29,0	15,4	1,6	6,6	47,2	0,36	5,4
прямий	16,4	11,3	2,2	13,2	57,0	50…100	4,0

Порівняльні дані складу генераторного газу дають чітке уявлення про вміст шкідливих домішок та носять, в значній мірі, узагальнений характер, оскільки наведені з різних інформаційних джерел.

Схема газифікації в киплячому шарі. Характерною відмінністю методу газифікації твердого палива в киплячому шарі (метод Winkler`a і його модифікації) у порівнянні з методом газифікації в щільному шарі є те, що частинки палива під дією пароповітряного або парокисневого дуття здійснюють безперервний рух в об’ємі шахти газогенератора. Такий рух істотно інтенсифікує: процеси тепло- і масообміну між твердими частинками палива та розігрітим парогазовим середовищем; процеси термохімічного розкладання твердого палива та нестабільних сполук, що утворюються в процесі. Це сприятливо відображається на рівномірності протікання процесів отримання генераторного газу, зростанні виходу газу з одиниці площі поперечного перерізу шахти газогенератора, а також зменшення кількості небажаних домішок у газі та вирівнюється склад газів на виході з шахти.

Слід зазначити, що практична реалізація цього методу конструктивно складніша, ніж методу шарової газифікації, внаслідок: обмеження швидкості

пароповітряного дуття; використання дрібніших гранулометричних фракцій палива; необхідності попередньо підсушувати паливо; різкого звуження діапазону регулювання стабільної роботи.

Як правило, вихідне тверде паливо вимагає спеціальної підготовки (подрібнення, фракціонування, сушіння) перед подачею в шахту газогенератора з киплячим шаром, що суттєво ускладнює технологічну схему установки.

Інтенсифікувати процес газифікації в киплячому шарі можна шляхом циркуляції твердого теплоносія в газогенераторі. Така схема організації процесу газифікації в киплячому шарі носить назву «циркулюючого киплячого шару» (ЦКШ). Принципову схему газогенераторної установки, що працює за методом газифікації в циркулюючому киплячому шарі, наведено на рис. 11.3.

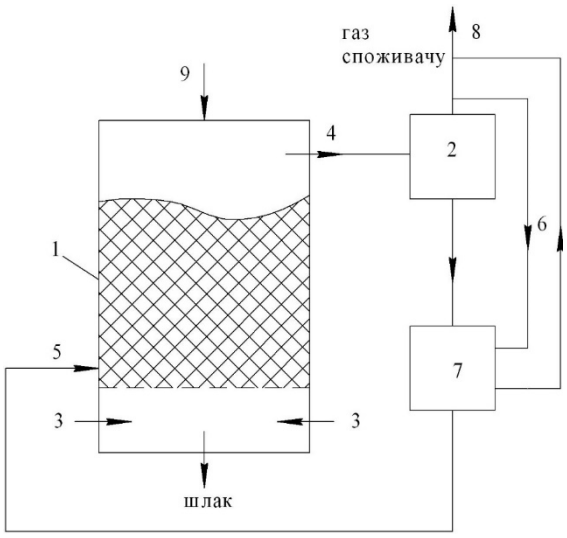


Рисунок 11.3. Принципова схема газифікації в циркулюючому киплячому шарі: 1 – газогенератор, 2 – циклон, 3 – подача повітря, 4 – відведення газу, 5 – рециркуляція теплоносія; 6 – газовий контур, 7 – теплообмінник, 8 – газовий тракт, 9 – паливо

У разі аллотермічної технології утворення синтез-газу методом ЦКШ обов'язковим елементом в технологічній схемі має бути спеціальний теплообмінник для нагрівання циркулюючого твердого інертного теплоносія.

Створення самого киплячого шару з частинок палива відбувається за рахунок повернення частини генераторного газу в нижню частину шахти газогенератора.

При автотермічній технології газифікації підігрівання циркулюючого твердого теплоносія (як власне і його присутність) не є обов'язковим, а псевдозрідження частинок палива може здійснюватися без рециркуляції, шляхом відповідної організації подачі пароповітряного або парокисневого дуття.

Схема газифікації в пиловому потоці. При проведенні експериментальних досліджень процесів газоутворення в результаті теплового впливу на різні за розміром частки палива виявлено суттєвий вплив їх розміру і швидкості нагрівання на інтенсивність газовиділення, склад та кількість газів, що утворюються. Чим менший розмір частинок палива, тим швидше та більше утворюється газоподібних продуктів термічного розкладання рослинної біомаси.

Для реалізації виявлених позитивних ефектів відомі кілька способів газифікації пилоподібних твердих палив: «Koppers-Totzek», «PRENFLO» і «Texaco». У всіх цих способах використовується пилоподібне паливо з розміром часток не більше 100 мкм (0,1 мм).

За способом «Koppers-Totzek» («PRENFLO») пиловидне паливо подається зустрічними потоками разом з кисневим дуттям. За способом «Texaco» пиловидне паливо подається у вигляді водної суспензії в струмінь збагачений киснем. Дані способи газифікації відбуваються за надлишкового тиску (1…3,5 МПа) та температури 1300…1700°С.

Перевагою методу «Koppers-Totzek» є високий рівень перетворення органічної частини палива в порівняно чистий безсмольний генераторний газ, а також можливість перероблення практично будь-яких видів твердих палив незалежно від їх спікаємості.

В якості недоліків способу «Koppers-Totzek» слід зазначити складність технологічної схеми, необхідність використання спеціального обладнання для тонкого помелу, підсушування палива та одержання кисню, а також більш висока питома витрата кисню в порівнянні з іншими парокисневими способами газифікації.

Таким чином, наведені дані дають змогу зробити висновок про те, що для установок малої потужності газогенератор повинен бути: шаровим; оберненого процесу горіння, при застосуванні газу в когенераторах; прямого процесу горіння, при використанні газу в топці котла.

11.3. Будова та принцип роботи газогенераційної енергетичної установки.

Газогенераційний енергетичний комплекс (блок А, рис. 11.4) є основною складовою частиною цілого спектру обладнання для утилізації дисперсних органічних відходів.

Схема на рис. 11.4 є одним з запропонованих технологічних варіантів застосування установки. Комплекс працює наступним чином: з приймального майданчика паливо *18* грейфером *3* за допомогою монорельса *1* і електричної талі *2* подають в буферну ємність для відходів *4*, звідки направляється через шлюз-дозатор *5* у газогенератор *6* на газифікацію. Після чого, мінеральний залишок у вигляді попелу через люк вивантаження *8* відвантажують у бункер попелу *17*, після чого його відправляють споживачам. Для здійснення процесу газифікації в газогенератор *6*, подають повітря, що отримується від повітродувної машини *7*. Отриманий генераторний газ через патрубок газу *9* направляють у циклон *10* для очищення від звислих частинок, циклон періодично розвантажують через спеціальний пристрій в бункер *17*. Далі газ потрапляє до радіатора *11*, де охолоджується. Потім, генераторний газ направляють у фільтр тонкого очищення газу *12* для видалення тонко-дисперсних твердих частинок та додаткового охолодження до температури нижче 45…60°С і конденсують пари смоли та води. Підготовлений таким чином генераторний газ подають, через пристрої додаткового очищення *14* до споживача.

В ролі споживача виробником рекомендується використання агрегату опалювального модульного АОМ-02,5 в комбінації з пальником *15* типу ДСГМ-30, або двигун внутрішнього згорання *16* типу ДГМА-75 або їх аналоги.

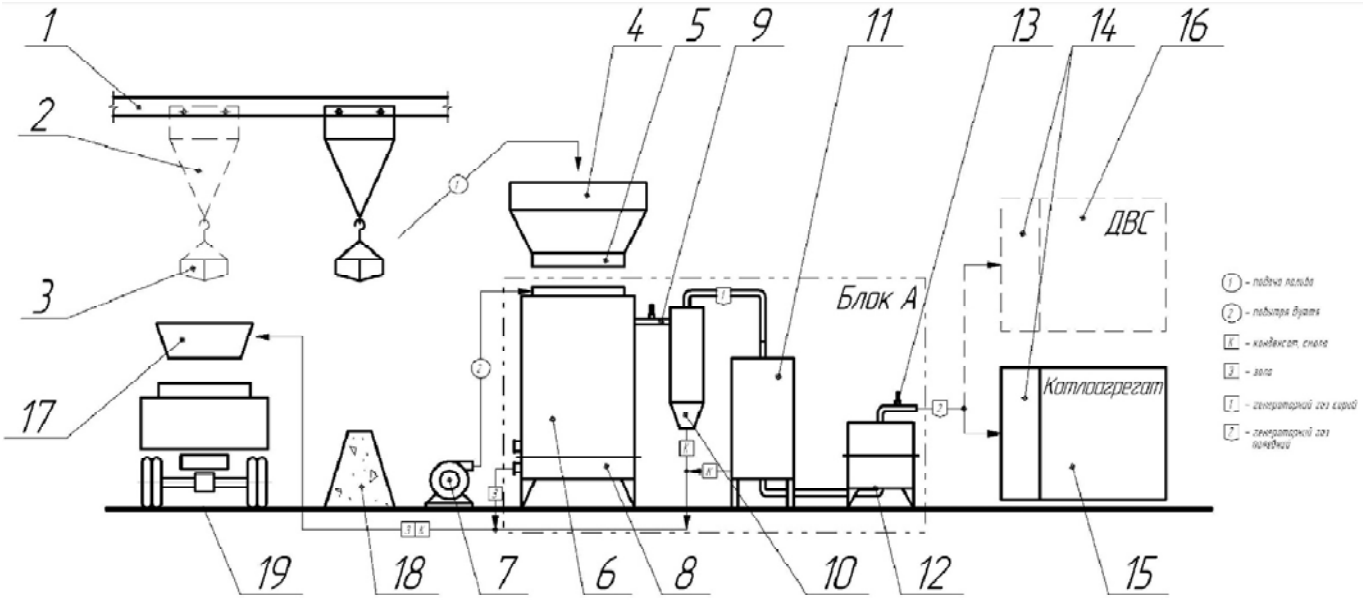


Рисунок 11.4. Технологічна схема для утилізації відходів органічного походження з допомогою газогенераційного енергетичного комплексу ГЕКА-3: 1 – монорельс, 2 – таль електрична, 3 – грейфер, 4 – буферна ємність для відходів, 5 – шлюз-дозатор, 6 – газогенератор, 7 – повітродувна машина, 8 – збірник попелу, 9 – газовий патрубок, 10 – циклон, 11 – радіатор (охолоджувач), 12 – фільтр тонкого очищення, 13 – прилад для вимірювання температури, 14 – додаткове очищення газу, 15 – котлоагрегат, 16 – ДВС, 17 – бункер попелу, конденсату, 18 – паливо, 19 – рама

11.4. Розрахунок процесу газифікації рослинної біомаси за допомогою газогенераційної енергетичної установки.

Для визначення основних параметрів процесу газифікації необхідно знати елементний склад палива табл. 11.3, на якому працює газогенераційна енергетична установка, та приблизний склад газу, який може бути отримано в результаті проведення процесу газифікації.

Вміст вологи в паливі W_p наведено в % по масі відносно робочої маси палива, попелу A_c – в % по масі відносно сухої маси, інші компоненти – в % по масі відносно горючої маси палива.

Горюча маса палива складається з вуглецю $C_г$, водню $H_г$, кисню $O_г$, азоту $N_г$ та сірки $S_г$:

$$C_г + H_г + O_г + N_г + S_г = 100\% = горюча\ маса. \quad (5)$$

Таблиця 11.3

Елементний склад палива

Паливо	***Вміст, %***		***Горюча маса, % по масі***				
	волога, W_p	***попіл, A_c***	***вуглець, $C_г$***	***водень, $H_г$***	***кисень, $O_г$***	***азот, $N_г$***	***сірка, $S_г$***
відходи деревини – технологічна щепа	16…18	0,4…1,0	50,0	6,0	43,0	1,0	–
відходи с/г (лушпиння соняшнику)	10	3,5	47	6	45	1	1

Суха маса палива складається з горючої та попелу:

$$горюча\ маса + A_c = 100\%. \quad (6)$$

Для перерахунку складу палива з горючої маси на суху користуються такою формулою (для будь-якого компоненту):

$$x^c = \frac{x^г \cdot (100 - A^c)}{100}. \quad (7)$$

Робоча маса палива складається з сухої маси та вологи. Перерахунок з сухої маси на робочу відбувається за формулою (для будь-якого компоненту):

$$x^p = \frac{x^c \cdot (100 - W^p)}{100}. \quad (8)$$

Перераховуємо елементарний склад палива на робочу масу. Перерахунок з горючої маси на робочу відбувається за формулою:

$$x^p = \frac{x^г \cdot (100 - A^c) \cdot (100 - W^p)}{100 \cdot 100}. \quad (9)$$

Перерахувавши елементи з яких складається паливо за формулою (9) отримаємо склад робочої маси палива.

Нижчу теплотворність робочої маси твердого палива визначають за формулою Менделєєва:

$$H_н^p = 81 \cdot C^p + 246 \cdot H^p - 26 \cdot (O^p - S_л^p) - 6 \cdot W^p \text{ , кКал/кг} \quad (10)$$

де $S_л^p$ – вміст летючої (горючої) сірки в робочому паливі.

Вихід сухого газу з 1 кг робочого палива. Враховуючи втрати вуглецю палива разом з попелом, а також у вигляді пилу отримаємо кількість вуглецю палива, що перейшов в газ, на 1 кг палива:

$$\frac{C^p - C_n}{100}, \quad (11)$$

де C_n – втрати вуглецю в попелі.

Вміст вуглецю в газі визначається за формулою:

$$C^г = \frac{12 \cdot (CO + CO_2 + CH_4)}{22{,}4 \cdot 100}, \text{ кг/м}^3; \quad (12)$$

де *12* – молекулярна маса вуглецю;

22,4 – об’єм одного моля газу в м^3 при 0°С і 760 мм.рт.ст.

Поділивши кількість вуглецю в паливі (формула 11.11), що перейшла в газ на вміст вуглецю в 1 м^3 газу (11.12), отримаємо вихід сухого газу з 1 кг робочого палива:

$$V_g = \frac{22{,}4 \cdot (C^p - C_n) \cdot 100}{12 \cdot (CO + CO_2 + CH_4) \cdot 100} = \frac{1{,}867 \cdot (C^p - C_n)}{CO + CO_2 + CH_4} \text{ , м3/кг.} \quad (13)$$

Втрати вуглецю в попелі C_n приймають 1,5…3%.

Питома вага газу. Питома вага сухого газу при температурі 0°С і 760 м. рт. ст.:

$$\gamma_г = 0{,}0125 \cdot CO + 0{,}0009 \cdot H_2 + 0{,}0072 \cdot CH_4 + \\ +0{,}0198 \cdot CO_2 + 0{,}0125 \cdot N_2 + 0{,}0143 \cdot O_2 \text{ , кг/м}^3. \quad (14)$$

Вміст вологи в генераторному газі. Кількість водяної пари, що знаходиться в генераторному газі, складається із гігроскопічної вологи, вологи що підводиться ззовні та вологи, що утворюється з водню палива, не враховуючи водню, який витрачається на утворення метану. Кількість вологи, що вміщується в 1 м^3 газу, визначається за формулою:

$$f_г = \frac{W^p + 9 \cdot H^p}{100 \cdot V_g} - \frac{0{,}804 \cdot (H_2 + 2 \cdot CH_4)}{100} \text{ , кг/м}^3; \quad (15)$$

де W_p та H_p – відсотковий вміст вологи та водню в 1 кг палива;

H_2 та CH_4 – відсотковий вміст водню і метану в 1 м^3 газу;

0,804 – умовна питома вага, кг/м^3 водяної пари за температури 0°С і 760 мм. рт. ст., розраховується за формулою: $\frac{m_{води}}{22{,}4} = \frac{18}{22{,}4} = 0{,}804$.

Сумарний вміст водяної пари в газі, що виникли внаслідок газифікації 1 кг палива можна вирахувати за формулою:

$$G_{вод} = f_г \cdot V_g \text{ , кг/кг}_{\text{палива}}. \quad (16)$$

Вихід вологого газу з 1 кг палива складається з кількості сухого газу V_g і кількості водяних парів $G_{вод}$ виражених в об'ємних одиницях:

$$V_g^{'} = V_g \cdot (1 + 1{,}24 \cdot f_г), \text{ м}^3/\text{кг}_{\text{палива}}. \quad (17)$$

Витрати повітря на газифікацію 1 кг палива. Для розрахунку поперечного перерізу фурм, через які повітря потрапляє до камери газифікації необхідно знати кількість повітря, що необхідна для газифікації 1 кг палива.

Витрату повітря визначають на основі балансу азоту, який під час газифікації палива переходить з повітря в газ. Знаючи, що 1 м^3 повітря містить 79% азоту (по об'єму), а 1 м^3 газу містить N_2% азоту, робимо висновок — на утворення 1 м^3 газу витрачається $\frac{N_2}{79}$ повітря. Тоді на газифікацію 1 кг палива необхідно:

$$L = V_g \cdot \frac{N_2}{79} = 0{,}0127 \cdot V_g \cdot N_2, \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (18)$$

Матеріальний баланс. Згідно закону збереження кількість речовини, що використана на газифікацію 1 кг палива повинна бути рівною кількості речовини, яка отримана в результаті процесу газифікації палива. Матеріальний баланс процесу газифікації:

$$1{,}0 + 1{,}293 \cdot L = \gamma_г \cdot V_g + G_{вод} + 0{,}01 \cdot A^p + 0{,}01 \cdot C_n, \quad (19)$$

де *1,00* – маса палива в робочому стані;

1,293 – питома маса повітря при температурі 0°С і 760 мм. рт. ст.;

1,293·L – маса повітря, що витрачається на газифікацію;

$\gamma_г \cdot V_g$ – маса сухого газу, що утворений в процесі газифікації палива;

$G_{вод}$ – маса водяної пари, що виникла внаслідок процесу газифікації палива;

0,01·A_p – маса попелу;

0,01·C_n – втрати вуглецю з попелом та пилом.

Кількість H_2 і O_2 незначна тому не враховується. Беручи до уваги можливі відхилення у складі генераторного газу по відношенню до заданого складу палива, а також заокруглення при розрахунках, можливо допустити різницю в матеріальному балансі в межах *±3%*.

Коефіцієнт корисної дії газогенератора. ККД газогенераційної енергетичної установки визначаємо за формулою:

$$\eta_г = \frac{V_g \cdot H_u}{H_н^p}, \quad (20)$$

де $\eta_г$ – ККД газогенератора;

$H_н^p$ – теплотворна здатність робочого палива в кКал/м^3;

V_g – вихід газу з 1 кг палива м^3/кг;

H_u – нижча теплотворність газу при температурі 0°С і 760 мм.рт.ст. в кКал/м^3.

Нижча теплотворна здатність газу розраховується за формулою:

$$H_u = 30{,}35 \cdot CO + 25{,}7 \cdot H_2 + 85{,}7 \cdot CH_4, \text{ кКал/м}^3. \quad (21)$$

Теплова потужність газогенератора. Беручи до уваги дані постановки завдання на дослідно-конструкторську роботу теплова потужність газогенераційної установки N_y повинна знаходитися в межах від 100 кВт до 400 кВт. Знаючи, що *1 кВт = 1 кДж/с = 3600 кДж/год.* та *1 кДж = 4,19 кКал* звідки: *1 кВт = 3600/4,19 = 860 кКал/год.* маємо:

$$N_y = 100 \text{ кВт} = 86000 \text{ кКал/год.}$$
$$N_y = 250 \text{ кВт} = 215000 \text{ кКал/год.}$$
$$N_y = 400 \text{ кВт} = 344000 \text{ кКал/год.}$$

Попередньо розрахувавши за формулою (21) нижчу теплотворну здатність газу заданого складу палива, знаходимо необхідну потужність газогенератора по виробленому газу $N_г$:

$$N_г = \frac{N_y}{H_u}, \text{ м}^3\text{/год.} \quad (22)$$

Витрата палива. Знаючи вихід газу V_g з 1 кг палива знаходимо необхідну для газогенерації кількість палива:

$$G_T = \frac{N_г}{V_g}, \text{ кг/год.} \quad (23)$$

Кількість повітря, яка необхідна на спалювання 1 м³ синтез-газу. При спалюванні синтез-газу витрату повітря визначають за співвідношенням:

$$L_0 = \frac{1}{21} \cdot [0{,}5 \cdot (CO + H_2) + 2 \cdot CH_4 - O_2], \text{ м}^3/\text{м}^3_{\text{газу}}. \quad (24)$$

Теплотворна здатність газоповітряної суміші визначається за формулою:

$$h_u = \frac{k \cdot H_u}{1 + \alpha \cdot L_0}, \text{ кКал/м}^3. \quad (25)$$

де $k = 0{,}92$;

$\alpha = 1$.

Розрахунок основних геометричних розмірів газогенераційного енергетичного комплексу. Розрахунок основних конструктивних параметрів (характеристик) газогенераційного енергетичного комплексу виконується для сільськогосподарських відходів (лушпиння соняшнику) з врахуванням максимальної витрати палива $m = 135 \frac{кг}{год}$ при необхідній тепловій потужності *100 кВт*. При незмінних якості палива та продуктивності газогенератора якість отриманого генераторного газу залежить від геометричних розмірів камери газифікації: діаметру $D_к$ та висоти $H_з$ камери. В залежності від виду палива, що застосовується визначають геометричні розміри камери газифікації та тип самого процесу. Діаметр камери газифікації визначається за формулою:

$$D_к = 1130 \cdot \sqrt{\frac{G_T}{q}}, \text{ мм;} \quad (27)$$

де G_T – витрата палива, кг/год.;

q – напруження горіння, кг/(м²·год.).

Для камер газифікації з горловиною (для смольних палив), діаметр горловини вибирається в залежності від напруження горіння та від кількості фурм. Чим нижча напруженість горіння і чим менша кількість фурм, тим більше не розкладених смол перейде в зону відновлення, і відповідно, тим меншим повинен бути діаметр горловини $d_г$ для створення необхідних умов процесу газогенерації. В більшості відомих газогенераторах, що працюють на відходах деревини відношення $\frac{D_к}{d_г} = 1{,}6\ldots2{,}6$. Для камер з високою напруженістю горіння приймається менше значення, а для камер з низькою частотою горіння — більше значення відношення $\frac{D_к}{d_г}$. При достатній кількості фурм (їх може бути від 5 до 12) добуток напруження горіння q та відношення $\frac{D_к}{d_г}$ можна вважати сталою величиною рівною 1940 кг/(м^2·год.).

Визначившись зі значенням напруженості горіння q та знаючи діаметр камери газифікації, діаметр горловини можна розрахувати за формулою:

$$d_г = \frac{D_к \cdot q}{1940}\text{, мм.} \qquad (28)$$

Висота камери газифікації визначається за формулою:

$$H_з = \frac{1270 \cdot V_к \cdot N_e}{D_к^2}\text{, см.} \qquad (29)$$

де $V_к$ – питомий об’єм камери газифікації, приймаємо рівним 0,8 л.;

N_e – потужність двигуна, приймаємо рівною 44,3 к.с.;

$D_к$ – діаметр камери газифікації.

З огляду на великий діапазон застосованих коефіцієнтів, при виготовленні дослідного зразка дозволяється відхилення геометричних розмірів від розрахункових в межах *±10%*.

Розміри зольника газогенератора. Діаметр зольника газогенератора в більшості конструкцій дорівнює діаметру корпусу, який вибирають з

урахуванням конструктивних даних. Відповідно при заданому діаметрі корпусу висота зольника залежить від тривалості роботи газогенератора до моменту очищення:

$$H_{зол} = \frac{G_T \cdot t \cdot A_з}{F_{зол} \cdot \gamma_0}, \text{ мм;} \quad (30)$$

де $H_{зол}$ – висота зольника, мм;

G_T – витрата палива, кг/год.;

t – тривалість роботи між очищенням зольника, год.;

$F_{зол}$ – поперечний переріз зольника, дм^2;

γ_0 – насипна вага зольних залишків, γ_0 = 0,15…0,5 кг/л для деревних відходів;

$A_з$ – кількість зольних залишків в зольнику по відношенню до ваги використаного палива, $А_з$ = 1…2% для деревних відходів.

Об'єм бункера газогенератора. Діаметр бункера в газогенераторах зворотного процесу газифікації палива приймають на 40…60 мм меншим від діаметра корпусу. При заданому діаметрі висотою бункера визначається тривалість роботи газогенераційної установки без довантаження паливом.

Періодичність довантаження бункера визначаємо за формулою:

$$t_б = 0{,}9 \cdot \frac{V_б \cdot \gamma_T}{G_T}, \text{ год.} \quad (31)$$

де *0,9* – коефіцієнт допустимого використання палива в бункері;

$V_б$ – об'єм бункера, л;

G_T – витрата палива, кг/год.;

γ_T – насипна густина палива.

Об'єм бункера:

$$V_б = \pi \cdot R_б^2 \cdot l_б, \text{ л.} \quad (32)$$

Площа охолоджувача:

$$F_{ox} = 0{,}05 \cdot N_e \text{ , м}^2. \quad (33)$$

Довжина кожної труби буде рівна:

$$l_{ox} = \frac{F_{ox}}{4 \cdot \pi \cdot D} \text{ , м.} \quad (34)$$

Діаметр фільтра тонкого очищення газу. Знаючи швидкість проходження газу через фільтр тонкої очистки, яка знаходиться в межах $V_{оч}$ = 0,2…0,5 м/с, визначають діаметр фільтра тонкого очищення за формулою:

$$D_{оч} = 18{,}8 \cdot \sqrt{\frac{V_г}{V_{оч}}} \text{ , мм.} \quad (35)$$

де $V_г$ – продуктивність газогенератора по газу, м^3/год.;

$V_{оч}$ – швидкість проходження генераторного газу через фільтр тонкої очистки, м/с.

Запитання для самоперевірки

1. *Що таке синтез-газ?*
2. *Газифікація твердого органічного палива.*
3. *Теоретичні основи процесу газифікації рослинної біомаси.*
4. *Будова газогенераційної енергетичної установки.*
5. *Принцип роботи газогенераційної енергетичної установки.*
6. *Розрахунок процесу газифікації рослинної біомаси за допомогою газогенераційної енергетичної установки.*

РОЗДІЛ 12
ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ, ЯКІ ПРАЦЮЮТЬ НА БІОМАСІ ТА КОМУНАЛЬНИХ ВІДХОДАХ

12.1. Характеристика та проблеми утилізації твердих побутових відходів.

Проблема побутових відходів з часом не просто не вирішується, а набуває усе більшої і більшої гостроти. Основним документом, який встановлює класифікацію відходів в Україні є Державний класифікатор відходів ДК 005-96, який затверджено наказом Держстандарту України від 29 лютого 1996 року №89. Цей документ визначає відходи як будь-які речовини, матеріали та предмети, що утворюються у процесі людської діяльності і не мають подальшого використання за місцем утворення чи виявлення, власник яких позбувається, має намір або повинен позбутися їх шляхом утилізації чи видалення.

Діяльність людини зумовлює утворення твердих відходів. Газоподібні і рідкі відходи швидко поглинаються природним середовищем, на відміну від них, тверді відходи асимілюються десятки і сотні років. Місця складування твердих відходів займають великі території. В Україні щороку утворюється до 1,5 млрд. т твердих відходів. Загалом в країні накопичилось до 30 млрд. т. Звалища відходів займають більше 150 тис. га. Об’єм утворення твердих відходів в Україні в 6,5 раз більший, ніж в США і в 3,2 рази, ніж в країнах ЄС. Проблема відходів — це, в основному, проблема міст, чим більше місто, тим більше відходів.

Побутовими вважаються відходи, які утворюються в процесі життєдіяльності людини, накопичуються у житлових будинках, закладах соціальної сфери, та є непридатними для подальшого використання за місцем їх утворення.

В Україні також прийнята класифікація відходів за класами небезпеки згідно ДСанПіН 2.2.7.029-99 «Гігієнічні вимоги щодо поводження з промисловими відходами та визначення їх класу небезпеки для здоров'я населення» (I клас — надзвичайно небезпечні, II клас — високо небезпечні, III

клас — помірно небезпечні, IV клас — мало небезпечні). Ця класифікація стосується промислових відходів, однак її часто застосовують і для ТПВ, відносячи їх до IV класу небезпеки.

Склад (морфологія) ТВП може суттєво варіювати у різних країнах чи навіть різних населених пунктах. Однак перелік основних компонентів ТПВ є, в цілому, незмінним і включає: матеріали біологічного походження — залишки продуктів харчування, рештки рослинності, папір; потенційна вторинна сировина — папір, метали, скляна та пластикова тара тощо; інертні матеріали — каміння, кераміка, пісок, цегла, бруд тощо; композиційні матеріали — синтетичний текстиль, пластмаси, електроприлади; небезпечні матеріали — аерозолі, фарби, добрива, інші хімікати.

Від поняття ТПВ, як правило, прийнято відділяти деякі потенційно небезпечні муніципальні відходи, які потребують особливого поводження (медичні відходи, акумуляторні батареї, автомобільні шини, флуоресцентні лампи тощо).

Розвиток сфери поводження з ТПВ у найбільш розвинених країнах Європи дозволяє переробляти, компостувати та спалювати до 95% утворених відходів. При цьому об’єми переробленого та компостованого сміття перевищують обсяги спаленого. А спалення як таке здебільшого здійснюється в енергетичних цілях. Досвід цих країн показує, що переробка твердих побутових відходів — економічно, екологічно та соціально вигідний вид діяльності. Лідерами за обсягами корисного використання ТПВ є Бельгія, Данія, Нідерланди, Німеччина, Швеція та Швейцарія. Питома вага побутових відходів, що захоронюється, у цих країнах не перевищує 5% від їх загального обсягу. При цьому показники переробки та компостування перевищують 50%, а питома вага спалення ТПВ з метою рекуперації енергії в усіх країнах, крім Німеччини складає 99…100%.

Показники поводження з твердими побутовими відходами в Україні є прямо протилежними. За останньою інформацією Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства, щорічний обсяг утворення ТПВ в Україні складає приблизно 52 млн. м^3, або 13 млн. т. Обсяги їх

переробки, компостування та спалювання не перевищують 8%. Таким чином, більше 90% ТПВ щорічно захоронюється на полігонах, велика частина з яких перевантажена та експлуатується з порушеннями базових екологічних та проектних норм (рис. 12.1).

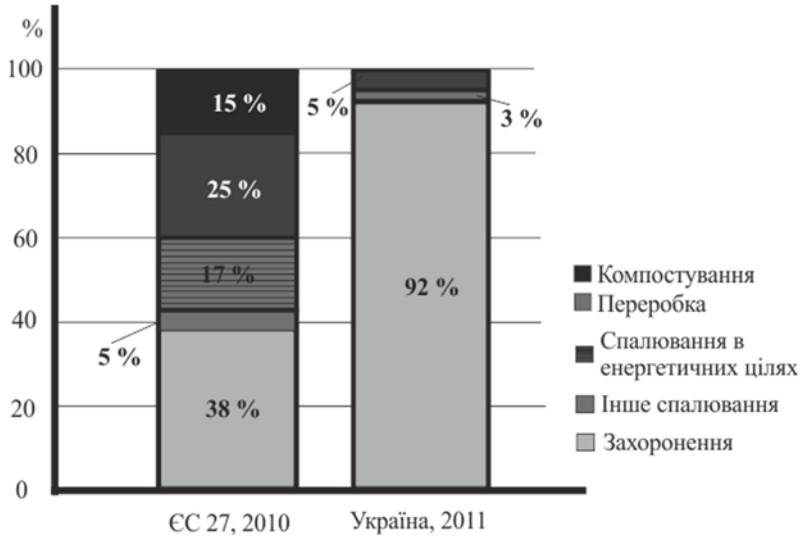


Рисунок 12.1. Показники поводження з твердими побутовими відходами

В останні роки обсяги утворення ТПВ у країнах ЄС демонструють чітку тенденцію до зниження, при збільшенні кількості населення. Так, у період з 2007 по 2011 рік кількість населення ЄС збільшилась на 1,2% (або на 6 млн. осіб), а загальна кількість утворених ТПВ зменшилась при цьому на 3,5% (або на 9 млн. т) (рис. 12.2).

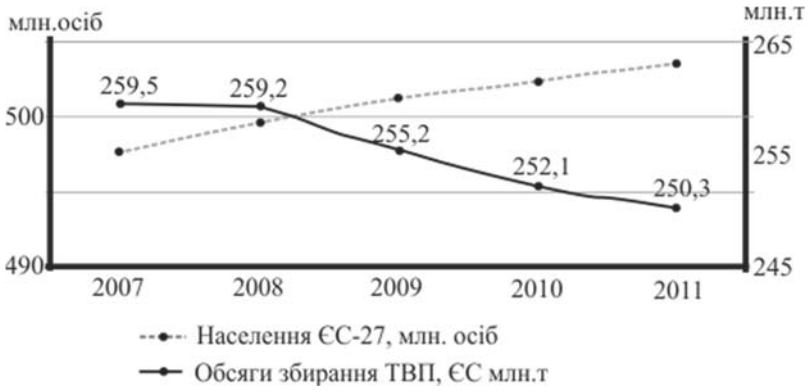


Рисунок 12.2. Обсяги утворення ТПВ

Обсяг утворення ТПВ в Україні збільшується при тому, що кількість населення зменшується — у період з 2007 по 2011 роки кількість населення зменшилась на 1,6% (або 739 тис. осіб), а загальні обсяги збирання ТПВ зросли на 12%. При цьому, за офіційною статистикою, обсяги утворення ТПВ зменшувались у 2007…2009 роках (рис. 12.3).

Рисунок 12.3. Обсяги збирання ТПВ

Середній обсяг утворення ТПВ на одну особу за 2007…2011 роки склав близько 510 кг для країн ЄС, та 250 кг для України. У порівнянні з 2007 р., у 2011 р. даний показник зменшився на 5% у ЄС, і зріс на 14% в Україні (рис. 12.4).

За прогнозами Інституту економіки природокористування та сталого розвитку НАН України, норма утворення ТПВ на одиницю населення до 2030 р. має зрости до 395 кг/рік.

Рисунок 12.4. Середній обсяг утворення ТПВ на одну особу

Дуже чітко простежується динаміка утворення ТПВ в ЄС-27 в залежності від індустріального розвитку країни, густоти населення та рівня його життя. Промислово розвинутий та більш багатий захід Європи генерує значно більше побутових відходів, ніж країни сходу. За останніми даними Євростату, порівнювана з Україною за кількістю населення Іспанія генерує 535 кг ТПВ/особу (Україна — 287 кг/ос). Територіальні сусіди України, — Польща та Румунія, генерують 315 кг/ос та 365 кг/ос відповідно (рис. 12.5).

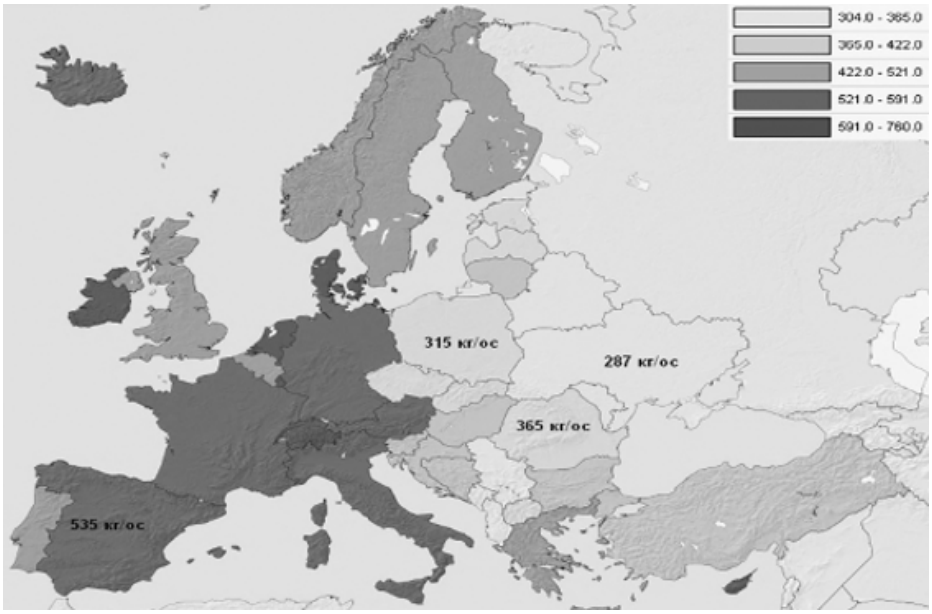


Рисунок 12.5. Динаміка утворення ТПВ

В Україні ж найбільшу кількість ТПВ генерують густонаселені регіони сходу та півдня, а також м. Київ. При цьому, послугами з вивезення ТПВ охоплено лише 3/4 населення країни.

Зауважимо, що офіційні статистичні дані Мінрегіону є значною мірою приблизними. В зв'язку з тим, що в Україні практично відсутня практика зважування твердих побутових відходів, зазвичай облік ведеться у одиницях об'єму ($м^3$). Перерахунок у одиниці маси (т) здійснюється виходячи з густини ТПВ, яка складає 0,2…0,3 $т/м^3$.

У статистичній звітності подекуди зустрічаються числові невідповідності, коли наприклад обсяг перевезених чи захоронених ТПВ у певному регіоні дещо

перевищує обсяг утворених. Скоріше за все це пов’язано з надходженням даних з різних джерел — від ЖЕКів, перевізників, полігонів та інших учасників. Незначні похибки у локальних підрахунках кожного з підприємств призводять до подібних невідповідностей у масштабах регіону. Також це може бути спричинено віднесенням до ТПВ інших видів відходів, наприклад захороненням на полігонах ТПВ відходів промисловості. За інформацією Мінрегіону, до 40% обсягу побутових відходів складаються з ресурсів, які можуть бути повернені у господарський обіг. Основну частину ТПВ займають харчові відходи, папір та упаковки, пластикові пляшки та поліетиленові вироби.

У розвинених країнах використання вторинних ресурсів вважається прибутковим бізнесом — з різних типів відходів роблять добрива, будівельні матеріли, біопаливо тощо. Наприклад, паперові відходи складають значну частку ТПВ. Однак, потрапивши на смітник, вони псуються та переробці не підлягають. При цьому, сучасні технології дозволяють перетворювати макулатуру на тканину, газетний папір, технічний і покрівельний картон тощо.

Полімерних відходів (наприклад пляшок), за деякими оцінками, на смітниках по всій країні зібралося більше 300 тис. т, хоча їх також можна переробляти. Проблемним вважається збір даної сировини, оскільки за неї відносно небагато платять. Однак продукти її переробки (гранули) затребувані за кордоном. З гранул виготовляють нові пляшки та іншу тару, сантехнічні труби, тканини, одяг, іграшки та ін.

Тверді відходи: визначення та класифікація. Компоненти сировини, які не використовуються при виробництві продукції, або речовини і енергія, які виникають під час технологічних процесів, та не піддаються утилізації на даному виробництві, називаються відходи.

Тверді побутові відходи (ТПВ) — це непридатні для подальшого використання харчові продукти та предмети побуту.

Вторинні матеріальні ресурси (ВМР) — сукупність всіх видів відходів, які може бути використано як основну чи допоміжну сировину для випуску нової продукції. Реальні ВМР — це ті ресурси для яких створено ефективні методи і

технологічні схеми для переробки. Потенціальні ВМР — ті ресурси, що не відносяться до реальних.

За *походженням* відходи поділяють на такі групи: побутові — тверді відходи, які не утилізуються в побуті (предмети побуту та харчові продукти не придатні для використання); промислові — залишки сировини, матеріалів, напівфабрикатів, які утворюються при виробництві продукції; сільськогосподарські — відходи сільськогосподарського виробництва; будівельні — відходи, які утворюються при будівництві і виробництві будівельних матеріалів; радіоактивні — радіоактивні речовини та матеріали, які утворюються при роботі ядерних реакторів, при виробництві і застосуванні радіоактивних ізотопів; відходи споживання — вироби, які втратили свої споживчі властивості в результаті зношення.

За *токсичністю* відходи поділяють на: токсичні — відходи, які можуть викликати отруєння чи інше ураження живого організму; нетоксичні.

Склад ТПВ залежить від благоустрою міста, пори року, кліматичних та інших умов. До складу ТПВ входять наступні компоненти: папір, картон — 20…30%, харчові відходи — 28…45%, дерево — 1,5…4%, метал чорний — 1,5…4,5%, метал кольоровий — 0,2…0,3%, текстиль — 4…7%, кістки — 0,5…2%, скло — 3…8%, шкіра, гума, взуття — 1…4%, камені, фаянс — 1…3%, пластмаса — 1,5…5%, інше — 1…3%.

Процентні співвідношення морфологічної сполуки ТПВ досить умовні, тому що на співвідношення складових впливають ступінь благоустрою житлового фонду, сезони року, кліматичні та інші умови. У складі ТПВ постійно збільшується вміст паперу, пластмас, фольги, різного роду банок, поліетиленових плівок і інших пакувань. Особливо великі сезонні коливання харчових відходів — з 28% весною до 45% більш влітку та восени.

До складу харчових відходів входять картопляні очистки, відходи овочів, фруктів, хліба та хлібопродуктів, м’ясні і рибні відходи, яєчна шкарлупа тощо. Вони містять крохмаль, жири, білки, вуглеводи, клітковину, вітаміни. Вологість харчових відходів коливається від 60…70% навесні до 80…85% влітку та восени.

Вологість харчових відходів ресторанів, столових і інших підприємств харчування досягає 95%. Баластові домішки харчових відходів представлено кістками, боєм скла і фаянсу, металевими кришками та банками.

З метою схоронності і можливості використання харчових відходів їх варто зберігати влітку при $t > 6…7°C$ не більш 10 год., узимку при тій же температурі до 30 год.

Ємності для збереження харчових відходів необхідно мити 2% розчином кальцинованої соди або розчином хлорного вапна, що містить 2% активного хлору, а потім полоскати чистою водою.

Орієнтовний морфологічний склад ТПВ для різних регіонів України наведено на рис. 12.6.

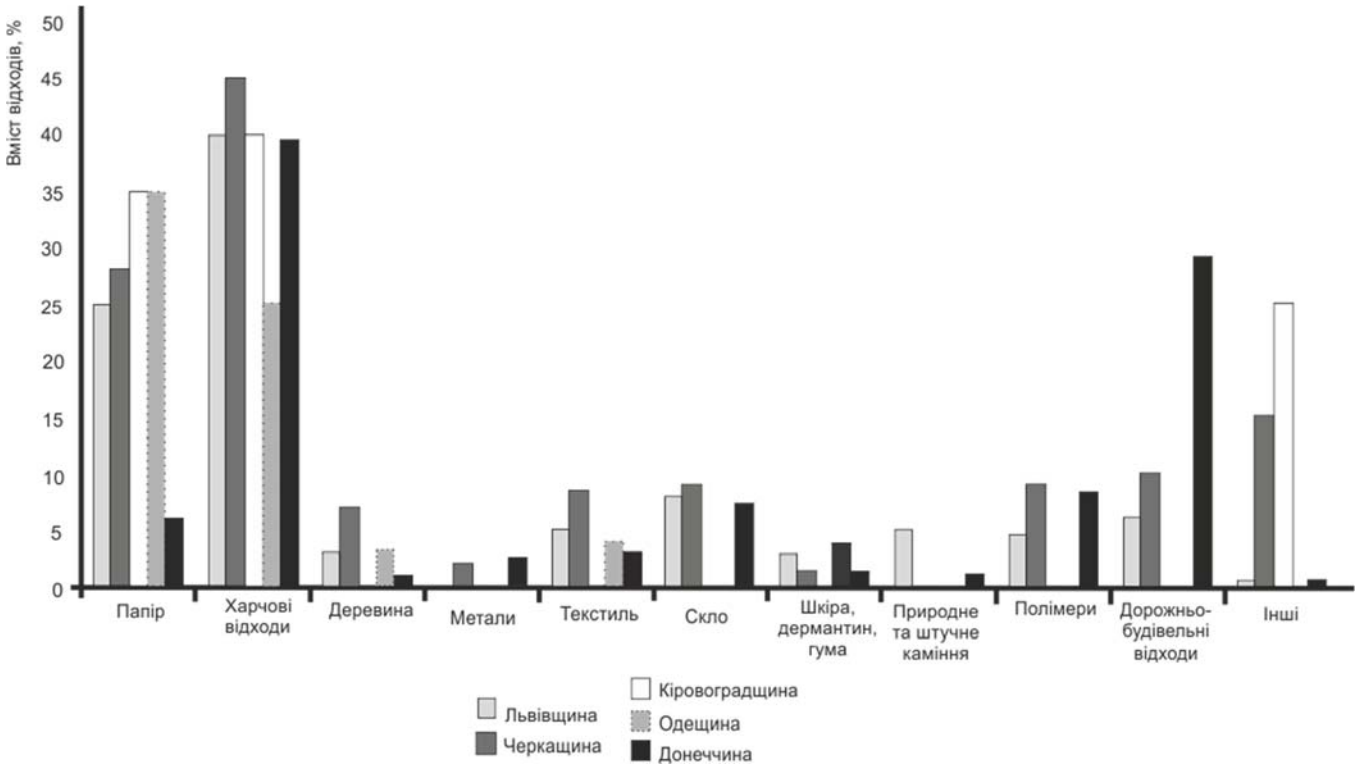


Рисунок 12.6. Морфологічний склад полігонів ТПВ різних регіонів України

Основна маса ТПВ представлена фракціями до 150 мм (80…90%) і тільки менше 2% (баластові домішки) представлені фракціями більш 350 мм.

Усереднені дані хімічного складу ТПВ по кліматичних зонах наведено в табл. 12.1. Україна відноситься до середньої кліматичної зони, за винятком

Південного берега Криму, що відноситься до південної. Як видно з результатів, наведених у цій таблиці, по вмісту таких елементів, як азот, фосфор, калій та кальцій, ТПВ можуть бути віднесені до речовин, з яких можна одержувати цінні добрива. Густина ТПВ міст України складає в середньому 0,19…0,23 т/м^3. Папір та картон, текстиль і пластмасові плівки формують структуру ТПВ і додають їм механічну зв'язаність. Липкі і вологі компоненти забезпечують зчеплення.

Таблиця 12.1

Хімічний склад ТПВ в різних кліматичних зонах, % від сухої маси

Показники	***Кліматична зона:***	
	середня	***південна***
Органічна речовина	56 – 72	56 – 80
Зольність	28 – 44	20 – 44
Загальний азот	0,9 – 1,9	1,2 – 2,7
Кальцій	2 – 3	4 – 5,7
Вуглець	30 – 35	28 - 39
Фосфор	0,5 – 0,8	0,5м0,8
Загальний калій	0,5 – 1	0,5 – 1,1
Вологість (% від загальної маси)	40 – 50	35 – 70

Абразивні та корозійні властивості (від лат. *abrasio* – скобління і *corrosio* – роз'їдання). Скобління тертьових поверхонь відбувається за рахунок баластових фракцій (метал, бій скла, фаянсу, кістки тощо). У зв'язку з цим ТПВ можуть стирати дотичні з ними поверхні. При контакті з металами ТПВ роблять кородуючий вплив, що пов'язано з їх високою вологістю, наявністю у фільтраті розчинів різних солей та кислим середовищем (pH = 5…6,5).

Наявність у ТПВ великої кількості органічних речовин зумовлює їх теплотворну здатність. Теплотворна здатність ТПВ також залежить від їхньої густини. Так, при її зміні від 0,2 т/м^3 до 0,5 т/м^3 теплотворна здатність ТПВ знижується з 2000 кКал/кг до 940 кКал/кг. ТПВ містять велику кількість вологих органічних речовин, що, розкладаючись, виділяють гнильні запахи та фільтрат. При висиханні продукти неповного розкладання утворять насичений забруднювачами та мікроорганізмами пил. У результаті відбувається інтенсивне

забруднення повітря, ґрунтів, поверхневих та ґрунтових вод. Розповсюдниками патогенних мікроорганізмів є мухи, пацюки, птахи, бездомні собаки та кішки.

Джерела утворення твердих промислових відходів. Основна маса твердих промислових відходів утворюється на підприємствах: гірничої промисловості (шлаки, відвали та ін.); чорної та кольорової металургії (шлаки, шлами, відходи металу, колошниковий пил та ін.); металообробної промисловості (металева стружка, браковані вироби, лом, тощо); лісової та деревообробної промисловості (лісозаготівельні відходи, відходи деревини при виготовленні меблів, паркету, дверей, вікон та інших дерев'яних виробів, відходи клеїв, формальдегідних смол, лакофарбових матеріалів та ін.); енергетики (шлаки, попіл, жужелиця, які утворюються на теплових електростанціях); хімічної та суміжних галузей промисловості (фосфогіпс, галіт, недогарок, шлами, шлаки, скло, цементний пил, гума, пластмаси та ін.); харчової промисловості (кістки, шерсть та ін.); легкої промисловості (шматки тканини, шкіри, гуми, пластмаси та ін.);

До твердих промислових відходів належать також: осади стічних вод; шлами пилу в системах мокрого очищення газів; промислове сміття.

12.2. Екологічні аспекти проблеми утворення твердих промислових відходів та шляхи її вирішення.

Проблеми з накопиченням та утилізацією твердих промислових відходів виникають та потребують свого вирішення в кожній цивілізованій країні. Не є виключенням і Україна. На сьогоднішній день в нашій державі накопичено 25 млрд. т твердих промислових відходів, які займають площу 1600 км^2 або рівну п'ятій частині площі Чернівецької області.

Інвентаризація та статистична звітність за останні 10 років свідчить, що на підприємствах України щороку утворюється 1 млрд. т твердих промислових відходів. Із них 100 млн. т токсичних, а 2,5…3,5 млн. т високотоксичних, які за європейськими стандартами відносяться до І класу небезпеки. Кількість підприємств, на яких фіксують токсичні відходи перевищує 2500. Загальний обсяг накопичення токсичних відходів становить 4,5 млрд. т, а поточні витрати

на їх утримання становлять щорічно більше 25% від вартості виробленої продукції.

За обсягами утворення домінують токсичні відходи, які містять важкі метали (хром, свинець, нікель, кадмій, ртуть). Переважно це відходи підприємств чорної та кольорової металургії, хімічної промисловості, машинобудування (гальванічні виробництва), гірничо-хімічні комбінати та інші.

Окрему групу твердих токсичних відходів становлять непридатні до використання та заборонені до застосування хімічні засоби захисту рослин. За даними офіційної статистики, кількість цих відходів, які накопичено в Україні, становить близько 13500 т. Вони зосереджені по всій території України, нерідко знаходяться у непристосованих приміщеннях, а подекуди просто неба.

В нашій державі нараховується близько 300 накопичувачів твердих токсичних відходів, які побудовані без належного технічного захисту та стали джерелом екологічної небезпеки регіонального масштабу. Не вистачає обладнаних сховищ для зберігання токсичних відходів і установок для їх знешкодження та регенерації. В Україні на сьогоднішній день не подолано розрив між прогресуючим накопиченням твердих токсичних відходів і заходами з їх утилізації та знешкодження загрожує поглибленням екологічної кризи.

Ефективне вирішення всього комплексу питань, що пов’язані з ліквідацією чи обмеженням негативного впливу твердих токсичних відходів на навколишнє природнє середовище та здоров’я людини можливе тільки на основі реалізації законів України «Про відходи » та «Про загальнодержавну програму поводження з токсичними відходами». Якими передбачається: послідовне скорочення обсягів накопичення твердих токсичних відходів шляхом утилізації, знешкодження та видалення; обмежене утворення твердих токсичних відходів шляхом реконструкції виробництва. Впровадження маловідходних технологій та процесів замкнутого циклу; очищення забруднених територій від твердих токсичних відходів; створення мережі спеціалізованих підприємств з утилізації та видалення твердих токсичних відходів; здійснення утилізації та видалення переважної частини непридатних та заборонених до використання хімічних

засобів захисту рослин; будівництво заводів на базі типових модульних комплексів з утилізації та видалення твердих промислових відходів; знешкодження небезпечних місць розміщення твердих промислових відходів в обсягах, що визначаються економічними та технологічними можливостями; розроблення та впровадження технологічних рішень щодо утилізації та знешкодження відходів гальванічних виробництв; розроблення базових технологій, проектних рішень та устаткування у сфері поводження з твердими промисловими відходами; розроблення та впровадження технологічного обладнання: установки по утилізації відходів лакофарбових матеріалів; установки для термохімічного знешкодження твердих промислових відходів; установки для переробки гальванічних шламів; установки по рекуперації хрому в шкіряному виробництві.

Однак вирішення цих задач знаходиться в стадії виконання, тому ми можемо говорити тільки про стабілізацію сучасних екологічних проблем в Україні.

Раціональне використання сировини та вторинна переробка твердих промислових відходів. На сучасних вітчизняних підприємствах гірничої та гірничорудної промисловості здійснюється розробка корисних копалин на 5 тис. родовищах. Але їх добування та використання проводиться не раціонально. Застосування застарілих методів їх видобутку призводить до того, що в надрах Землі залишається 50% солей, 40% кам'яного вугілля, 25% руди металів. Лише третина одержаних корисних копалин використовується за прямим своїм призначенням, а дві третини потрапляють у відвали та підсипання. Не дивлячись на те, що потенційно можуть використовуватись в якості сировини або вторинних матеріальних ресурсів у гірничо-хімічній промисловості для одержання цінних матеріалів, в будівництві для одержання штучних гальки та щебеню з подальшим їх використанням як наповнювача бетонних сумішей, в будівництві бруківок, для підсипання залізничних насипів, для одержання керамічних виробів і т.п.

Спроби повнішого використання сировинно-матеріальних ресурсів є в гірничо-хімічній промисловості. Прикладами є електрохімічні виробництва, комплексне використання апатита-нефілінової породи, та хімічна переробка вугілля, нафти, сланців, торфу та деревини. Якщо раніше при коксуванні вугілля єдиним продуктом був кокс, то на сучасних коксохімічних підприємствах крім коксу одержують ароматичні вуглеводні, аміак, водень, метали та інші органічні речовини. Їх кількість становить понад 300 видів органічних сполук. Значне зменшення кількості відходів в даному виробництві знизило антропогенне навантаження на навколишнє природнє середовище.

На підприємствах кольорової металургії для зниження кількості відходів використовують метод комбінування, суть якого полягає в поєднанні основного виробництва з підприємствами сірчанокислотної промисловості, які переробляють флотаційний колчедан (хвости флотації поліметалевих сульфідних руд) та пічні вихідні гази, що містять діоксид сірки.

Великий обсяг твердих відходів утворюється також на підприємствах чорної металургії. Так, при виплавлені 1 т сталі утворюється 650…700 кг твердих відходів-шлаків, шламів та відходів металу. Шлаки та шлами використовуються у будівельній індустрії для виробництва будівельних матеріалів, а відходи металу направляються на повторну переплавку. Тому на сьогоднішній день потребує вирішення проблема бережливого та раціонального використання металу та виробів із нього.

Раціональне використання металу необхідно здійснювати на підприємствах металообробної промисловості, знижуючи металоємність виробів, раціонально використовувати металопрокат, зменшувати випуск бракованих виробів, здійснювати всіх заходів з його максимального використання, дбайливо ставитися до відходів металу. Згідно державних стандартів відходи металу поділяються на лом та відходи.

Ломом металів називаються зношені деталі та ті, що вийшли з вжитку, а також вироби з металу та сплавів. Відходами металів називаються промислові відходи всіх стадій перероблення металу або сплаву від його виплавлення до

механічної обробки, які становлять 80…85% відходів металообробних заводів. Відходами лісової галузі є деревина, яка не може бути використана в деревообробній промисловості та в будівництві. Використовують її, як екологічно чисте паливо. Відходи деревообробної промисловості використовують для виготовлення товарів широкого вжитку та культурно побутового призначення, ДВП та ДСП, карболітових та каролітових плит. Відходи шлаку та попіл, які утворюються в процесі експлуатації ТЕС, запаси яких оцінюються в десятки мільйонів тонн, використовують як сировину для виробництва будівельних матеріалів. Тверді відходи хімічної та суміжних з нею галузей промисловості складають щорічно більше 500 млн. тонн. Близько 120 видів із них включно до вторинних матеріальних ресурсів.

Зупинимось на характеристиці найбільш важливих відходів хімічної промисловості та їх використання. При отриманні сірчаної кислоти з колчедану залишається твердий залишок — піритний недогарок. На кожну тонну сірчаної кислоти утворюється близько 0,6 т недогарку, що містить близько 58% заліза, до 3% міді, сульфату кальцію, невеликих кількостей срібла, золота та деяких інших цінних компонентів. Піритні недогарки з успіхом використовуються у виробництві цементу, скла, кераміки та в будівельній індустрії для одержання штучних гальки та щебеню, для регенерації металів. Одним з можливих шляхів переробки недогарка є хлорне випалення.

При отриманні фосфорної кислоти утворюється фосфогіпс. Фосфогіпс використовують для отримання сірчаної кислоти та цементу, для обробки засолених ґрунтів, для виробництва будівельних матеріалів. Перероблення фосфогіпса на вказану продукцію вимагає значних матеріальних затрат на створення і експлуатацію відповідних виробництв, проте витрати в цьому випадку менші, ніж витрати на отримання тієї ж продукції з традиційної сировини, а також зберігання та транспортування фосфогіпсу.

Враховуючи масштаби відходів фосфогіпсу, що утворюються, раціональне використання його має величезне народногосподарське значення. При отриманні концентратів фосфорної сировини утворюється значна кількість хвостів

збагачення (1,7…2 т на 1 т готової продукції). Утилізація цих відходів є частиною проблеми комплексного використання сировини. Так, наприклад, з апатитової руди можна виділити нефеліновий, титано-магнієвий та інші концентрати, які служать сировиною для отримання кольорових і рідкісних металів.

Важливе значення має переробка галітових відходів, що утворюються на збагачувальних фабриках калійних комбінатів (1,8…2,6 т на 1 т хлориду калія). Складування цих відходів вимагає відчуження великих сільськогосподарських угідь, створюючи загрозу їх засолення, підвищення ступеня мінералізації підземних вод на прилеглій території. В той же час галітові відходи можна успішно застосувати для отримання хлориду натрію (харчової, технічної та кормової солі). Собівартість цієї солі буде значно вищою за звичайну. Тому до цих пір не налагоджено її виробництво, а здійснюють утилізацію цих відходів у вироблених шурфах копалень.

Велика кількість відходів утворюється в содовій промисловості у вигляді так званої дистилярної рідини (на 1 т готової продукції близько 8 т відходів). Основними компонентами відходів содового виробництва є хлориди натрію та кальцію. Розроблено декілька варіантів утилізації дистилярної рідини з отриманням хлоридів кальцію та натрію, вапняної муки, товарного і будівельного вапна та інших матеріалів.

Цим переліком далеко не вичерпуються відходи хімічної промисловості. Не названі відходи азотної промисловості, виробництв органічного синтезу та ін. В даний час всі ці відходи все частіше використовуються як сировина для отримання нових продуктів. Але все ще значна частина твердих відходів хімічної промисловості не використовується на сьогоднішній день.

До твердих промислових відходів відносять і промислове сміття, щорічні обсяги накопичення якого у масштабах нашої держави досягають десятки мільйонів тонн. Розподіл його на компоненти виявся економічно недоцільним. Тому на сучасному етапі розвитку вітчизняної промисловості використовують

дві системи його обробки: перероблення; утилізація за допомогою високотемпературного піролізного реактора.

Так, у Запоріжжі розроблено і з успіхом використовується система переробки промислового сміття в будівельні матеріали та в комбіновані добрива.

12.3. Знешкодження та захоронення твердих промислових відходів.

Всі тверді промислові відходи в залежності від їх впливу на ґрунти, підземні ґрунтові води, атмосферу та здоров'я людини поділяють на чотири класи токсичності.

До I класу токсичності відносяться надзвичайно небезпечні тверді промислові відходи: малорадіактивні; ртуть та її сполуки; миш'як та його сполуки ; цианіди; та інші надзвичайно отруйні речовини.

До II класу токсичності відносять високо небезпечні тверді промислові відходи: важкі метали та їх солі; хром та його солі; кадмій та його солі; свинець та його солі; відходи гальванічних виробництв; осад стічних вод промислових підприємств; шлам пилу із систем мокрого очищення газів.

До III класу токсичності відносять помірно-небезпечні тверді промислові відходи (які утворюються на підприємствах хімічної промисловості і не відносяться до перших двох груп токсичності): сода та дистилярна рідина; розчини солей; пластмаси та інші.

До IV класу токсичності відносять мало небезпечні тверді промислові відходи: деревина; попіл; шлами; продукти збагачення мінеральної сировини.

В залежності від класу токсичності тверді промислові відходи знешкоджують та проводять їх захоронення. Основними методами знешкодження та захоронення твердих промислових відходів є: біологічне окислення; термічна обробка; складування у поверхневих сховищах; захоронення високотоксичних речовин та їх сполук в поверхневих шарах землі.

Біологічне окислення використовують для знешкодження та стабілізації осадів стічних вод на очисних спорудах. В результаті його застосування

утворюється біогаз та органічні добрива. Біогаз використовують для одержання тепла та електроенергії, а органічні добрива в сільському господарстві.

В останній час все більшого застосування для знешкодження та утилізації твердих промислових відходів знаходять термічні методи їх оброблення на сміттєспалювальних заводах та полігонах. Незалежно від конструкції застосованих печей спалювання вони повинні забезпечувати: якісне перемішування відходів в процесі горіння для забезпечення більш повного їх згорання; збереження та підтримка достатньо високих температур, що забезпечить повне знешкодження токсичних компонентів.

Спалювання помірно та малонебезпечних твердих промислових відходів можна здійснювати в печах різних конструкцій (камерні, барабанні, із зваженим шаром та інші), але в кожній із них повинні бути такі температурні зони: підсушування (до 250°С); підготовка відходів до спалювання (250…600°С); запалювання (600°С); горіння (600…900°С); допалювання (1100°С); випалювання (1100…1600°С).

Перспективними напрямками термічного оброблення твердих промислових відходів є: низькотемпературний піроліз; високотемпературний піроліз.

Піролізні продукти з успіхом використовуються в якості сировини для виробництв органічного синтезу або палива.

Процес низькотемпературного піролізу проходить за температури 300…900°С в стаціонарних вертикальних циліндричних печах (ретортах). В якості теплоносія використовуються рідкі продукти розкладання твердих горючих матеріалів, розплави солей та інші матеріали. Використовують також нагрівання за допомогою електричної дуги та струму високої частоти.

Склад газоподібних продуктів процесу можна змінювати в широких межах в залежності від складу твердих промислових відходів, температури та кількості кисню в реакційній зоні. Часто для попередження утворення вуглецю в реакційну зону вводиться водяна пара. Твердий залишок низькотемпературного піролізу використовують як наповнювач при виробництві гумотехнічних та пластмасових виробів або як сорбент.

Високотемпературний піроліз використовують для утилізації лаків, фарб, клеїв, пластмас та інших відходів, до складу яких входить хлор та його сполуки для запобігання утворення діоксину. В результаті цього процесу одержуємо: горючий газ, пірокарбон та рідку смолу.

Горючий газ використовують як альтернативне джерело теплової енергії, полікарбон — як сировину для виробництва різних полімерних матеріалів.

Одним з основних способів захоронення великотоннажних твердих відходів є їх складування в поверхневих сховищах. Для їх створення потрібно: виділення землі органами місцевого самоврядування; проведення геолого-екологічної експертизи виділеної ділянки; виїзд на її розміщення з екологічною інспекцією та державним санітарним наглядом; віддаленність від населених пунктів та відкритих водоймищ; незатоплюваність території паводковими водами; низький рівень ґрунтових вод; наявність водотривкого глинистого шару; проектну документацію на будівництво; будівництво та експлуатація сховища відповідно до екологічних та санітарних вимог.

В них зберігають піритний недогарок, фосфогіпс, галітові відходи, дистилярну рідину та інші відходи.

Як правило, складовані у поверхневих сховищах відходи не відносять до категорії токсичних, але у разі неправильного їх зберігання та при наявності недоліків в конструкції можуть призвести до значного забруднення ґрунту та водоймищ.

Основними типами поверхневих сховищ є шламонакопичувачі та шламосховища.

Шламонакопичувачі — це відкриті земельні ємності, які розташовані поза територією заводів та призначені для накопичення проектної кількості шламів. Шлам подається трубопровідним транспортом або підвозиться автомашинами. Вони можуть бути в залежності від місця утворення таких типів: балково-ярового та насипні. Після заповнення шламонакопичувача його консервують шляхом засипання піском (товщина шару 0,6 м) і ґрунтом (товщина шару 0,5 м) та передаються для використання у сільському господарстві.

Шламосховища — це відкриті земельні ємності, які розташовані поза територією підприємств і призначені для накопичення шламів, які подаються трубопровідним транспортом. За конструкцією вони бувають насипного типу. Їх розміщують на спеціально спланованих майданчиках і обгороджують валами трапецієвидної форми. Їх висота залежить від виду, властивостей та кількості осаду. Найчастіше вали роблять із ґрунту, який взятий із чаші шламосховища, що дозволяє збільшити його об'єм. Кожне шламосховище повинно мати дренажні пристрої, що збільшують міцність греблі та покращують процес зневоднення шламів. Ці пристрої дозволяють також відводити забруднені стоки з сховища для знешкодження або повторного використання.

При утилізації високотоксичних твердих відходів в поверхневі шари землі (шурфи, печери, свердловини і т.п.) їх заздалегідь стабілізують розчинами рідкого скла, бетону, бітуму. Отримані блоки розміщають у поверхневих шарах землі. Цей спосіб використовується для захоронення малорадіактивних відходів, ртуті та її солей, миш'яку, ціанідів, арсенідів, солей важких металів, гальванічних шламів та інших відходів, які відносяться до I та II груп небезпеки.

На сьогоднішній день ТПВ являють собою суміш, яка складається з різноманітного непотребу. Але більш прискіпливий аналіз показує, що вона складається з: харчових відходів, паперу, картону, деревини, металобрухту чорних та кольорових металів, кісток, шкіри, гуми, текстилю, скла, полімерних матеріалів. Але разом з тим, в цій суміші можна знайти солі ртуті з батарей, фосфоро-карбонати з флуоресцентних ламп, токсичні хімікати, які містяться в залишках фарб та розчинників, лаках та аерозолях, акумуляторах і т.п.

Їх кількість залежить від: пори року, побутових та харчових потреб людини, розвитку економіки товарів народного вжитку, тари та інших чинників. Так, восени кількість твердих побутових відходів зростає за рахунок опалого листя з дерев та відходів фруктів і овочів.

Зростанню кількості ТПВ сприяють товари одноразового використання; товари народного споживання з короткочасним терміном служби людині, які ми купуємо, споживаємо та викидаємо не дивлячись на їх залишкову вартість.

Сприяє зростанню потоку сміття і тара, яка до того ж видозмінює його. Так за останні п’ятдесят років в твердих побутових відходах зменшилась кількість скла та жерстяних банок, в той же час значно зросла кількість пластику та інших полімерних матеріалів. На сучасному етапі розвитку суспільства кожна людина за даними статистики в середньому за одну добу створює 2…3 кг твердих побутових відходів і є тенденція до постійного зростання, що заставляє муніципальну владу всіх міст постійно шукати оптимальні шляхи утилізації відходів своїх громадян.

Найкращим є шлях поелементного збирання відходів, який дає змогу оптимально вирішувати проблему їх утилізації та всебічного використання вторинних ресурсів сировини та матеріалів.

Другим шляхом утилізації ТПВ є їх вивезення до санітарних зон, де вони сортуються для одержання вторинної сировини і спалюють в спеціальних печах для отримання енергії.

Третім шляхом утилізації твердих побутових відходів є їх захоронення на спеціальних сміттєзвалищах або полігонах.

Четвертим шляхом утилізації ТПВ являється його зберігання на відкритих майданчиках, яке призводить до розмноження гризунів та забруднення атмосфери, підземних і поверхневих вод.

12.4. Основні етапи та технології з утилізації твердих побутових відходів.

Комплексна система управління твердими побутовими відходами передбачає таку схему розв’язання проблеми з їх утилізацією: роздільний збір небезпечних компонентів твердих побутових відходів; скорочення відходів; вторинна переробка відходів; спалювання відходів; захоронення твердих побутових відходів.

Виконуючи вимоги Законів України «Про відходи» та «Про загальнодержавну програму поводження з токсичними відходами» в нашій державі з 2001 року організовано роботу з приймання особливо небезпечних

високотоксичних компонентів твердих відходів: акумуляторів та батарейок; люмінесцентних ламп. Але їх мережа ще недостатньо розвинута.

Під скороченням відходів ми розуміємо не тільки зменшення їх загальної кількості, але і зменшення їх токсичності та інших шкідливих властивостей. Суттєвого скорочення твердих побутових відходів на сучасному етапі можна досягти виконуючи триєдину задачу: видалення з твердих побутових відходів небезпечних токсичних компонентів (акумулятори, батарейки, люмінесцентні лампи) через відокремлене їх збирання; видалення з твердих побутових відходів через відокремлене збирання відходів будівництва та будівельного сміття; скорочення відходів паперу та пластику, які є домінуючими компонентами в твердих побутових відходах, складаючи 40…45% від їх кількості. Для цього необхідно: зменшити масу і об'єм паперової та пластикової упаковки товару; використовувати оптимальну кількість матеріалів на упаковку товару; використовувати тару багаторазового використання або таку, яку легко переробити; віддавати перевагу упаковці для виготовлення якої використовували екологічно чисті матеріали.

Згідно постанови Кабінету Міністрів України №668 «Про програму використання відходів виробництва і споживання» здійснюємо вторинну переробку твердих побутових відходів, яка передбачає виконання таких задач: відбір компонентів, які можна використати в якості вторинного матеріального ресурсу; відбір органічних компонентів твердих побутових відходів (залишки харчових продуктів, очисток овочів та фруктів, тощо) для компостування; відбір залишків лаків, фарб, клеїв, пластмас, пластику та інших продуктів органічного синтезу для високотемпературного піролізного спалювання; відбір відходів, які не піддаються спалюванню.

Значна кількість компонентів твердих побутових відходів з успіхом переробляється в корисні матеріали та товари.

Скло переробляють шляхом подрібнення та переплавлювання. Якщо скляний бій одного кольору та задовільної якості, то його використовують як вторинний матеріальний ресурс для виготовлення виробів зі скла. Якщо він не

одного кольору та низької якості, то його використовують як наповнювач при виготовленні будівельних матеріалів. В багатьох містах існують підприємства по відмиванню та повторному використанню скляного посуду.

Стальні та алюмінієві банки видаляють з твердих побутових відходів і переробляють з метою одержання відповідного металу.

Папір та паперові відходи відділяють з відходів і використовують як вторинний матеріальний ресурс при виробництві паперу.

Відходи будівництва та будівельне сміття використовують як вторинний матеріальний ресурс для одержання щебеню та піщано-гравійної маси.

Харчові відходи, очистки овочів та фруктів, листя та інші органічні відходи використовують для компостування або біотехнологічної переробки.

Компостування здійснюють на відкритому повітрі з утворенням компостних куп різного розміру та доступу кисню повітря до них за допомогою періодичного їх перекидання або застосування спеціальної аерації. В результаті одержують компост через 2 тижні або три роки в залежності від застосованої технології компостування.

Більш перспективною технологією переробки твердих побутових відходів є компостування без доступу повітря. Для цього бетонні ємності або колодязі заповнюють відходами харчування, очистками овочів та фруктів, гноєм, листям, тирсою тощо, щільно закривають, щоб не було доступу повітря. Через певний період починається бродіння суміші внаслідок життєдіяльності метанобактерій і виділення ними біогазу (суміші метану та чадного газу), який використовують як вторинний енергетичний ресурс. Після закінчення процесу бродіння отримуємо компост-знежирений, без запаху, цінніший за гній. Його використовують як високо ефективне органічне добриво.

Наступним етапом вторинної переробки твердих побутових відходів є відбір залишків лаків, фарб, клеїв, пластмас, пластику, лінолеуму та інших продуктів органічного синтезу, до складу яких входить або може входити хлор, спалювання яких не допускається при температурі 600…900°С, так як утворюються діоксин. Існує 75 видів діоксинів. Всі вони токсичні. Добове

надходження їх в організм людини одної мільярдної грама підвищує ризик онкологічних захворювань. А при спалюванні 1 кг полівінілхлориду, з якого виготовляють багато видів лінолеумів, шпалер, пластикових віконних рам та пляшок, утворюється до 50 кг діоксину. Цієї кількості досить для інтенсивного розвитку онкологічних пухлин у 50000 лабораторних тварин.

Тому, побутові відходи, що містять хлор потрібно спалювати при температурі більшій від 1200°С, щоб не допустити утворення діоксинів.

Заключним етапом вторинної переробки твердих побутових відходів є видалення із них компонентів, які не горять. В більшості випадків цими компонентами є будівельне сміття, яке використовують для виготовлення щебеню та пісчано-гравійної маси (суміші).

Спалювання твердих побутових відходів використовують для зменшення їх обсягів та для одержання тепла та електроенергії. У світовій та вітчизняній практиці використовують чотири методи термічного знешкодження та утилізації твердих побутових відходів: шарове спалювання непідготовлених твердих побутових відходів у топках сміттєспалювальних котлів; шарове або камерне спалювання підготовлених твердих побутових відходів (звільнених від баластових складових) у топках енергетичних котлів; низькотемпературний піроліз твердих побутових відходів з підготовкою або без неї; високотемпературний піроліз твердих побутових відходів з підготовкою або без неї.

Кожен метод зменшує об’єм перероблених відходів: від 2% при високотемпературному піролізі до 30% при шаровому спалюванні непідготовлених відходів.

Необхідно зазначити, що сучасні сміттєспалювальні установки забезпечені системою газової очистки та електрогенератором. Вони використовуються в комплексі з іншими методами утилізації твердих побутових відходів або у випадку їх великого потоку.

Захоронення твердих побутових відходів використовуються як їх утилізація в таких випадках: високотоксичності матеріалів; негорючості компонентів

відходів та неможливість їх перероблення в будівельні матеріали; залишки горючих компонентів відходів; всі побутові відходи у випадку відсутності установки для їх спалювання. Захоронення здійснюється на санітарних полігонах, які відповідають екологічним вимогам та санітарно-епідеміологічним нормам і є сучасною складною інженерною спорудою, яку обладнано системами боротьби із забрудненнями ґрунту, води та повітря.

Полігони — це природоохоронні споруди, які призначено для складування ТПВ. Вони забезпечують захист від забруднення атмосфери, ґрунтів, підземних та поверхневих вод, перешкоджають розповсюдженню патогенних мікроорганізмів за межі майданчика складування і забезпечують знезараження ТПВ біологічним способом. На полігонах можлива утилізація органічної складової ТПВ шляхом уловлювання біогазу. Термін служби полігона повинен бути не менше 15…20 років.

Розміщувати полігони необхідно з урахуванням вимог санітарних норм, з віддаленням від найближчої житлової забудови на відстань не менше 500 м. До полігона повинно бути підведено дорогу з твердим покриттям. По всьому периметру майданчика, який відведено для полігона, повинно бути облаштовано захисну лісосмугу завширшки не менше 20 м. Рівень ґрунтових вод під днищем полігона повинен знаходитися на глибині більше 2 м. На майданчику полігона не повинні знаходитися виходи водних джерел. Категорично забороняється використовувати під полігони акваторії річок, озер, стариць та боліт. Загальний вид полігона представлено на рис. 12.7.

Захист від забруднення ґрунтів та ґрунтових вод здійснюється шляхом установки спеціального протифільтраційного екрану, який укладено по всьому днищу і бортах полігона, системи перехоплення, відведення та очищення фільтрату, а також системи наглядових свердловин для контролю якості ґрунтових вод. Захист від забруднення ґрунтів і повітряного басейну здійснюється шляхом щоденного перекриття заповнених робочих карт полігона шарами ґрунту, організації системи збору, відведення та утилізації біогазу,

обладнання робочих карт переносними сітками для перехоплення легких фракції (папір, плівки), рекультивації поверхні заповнених ділянок полігона.

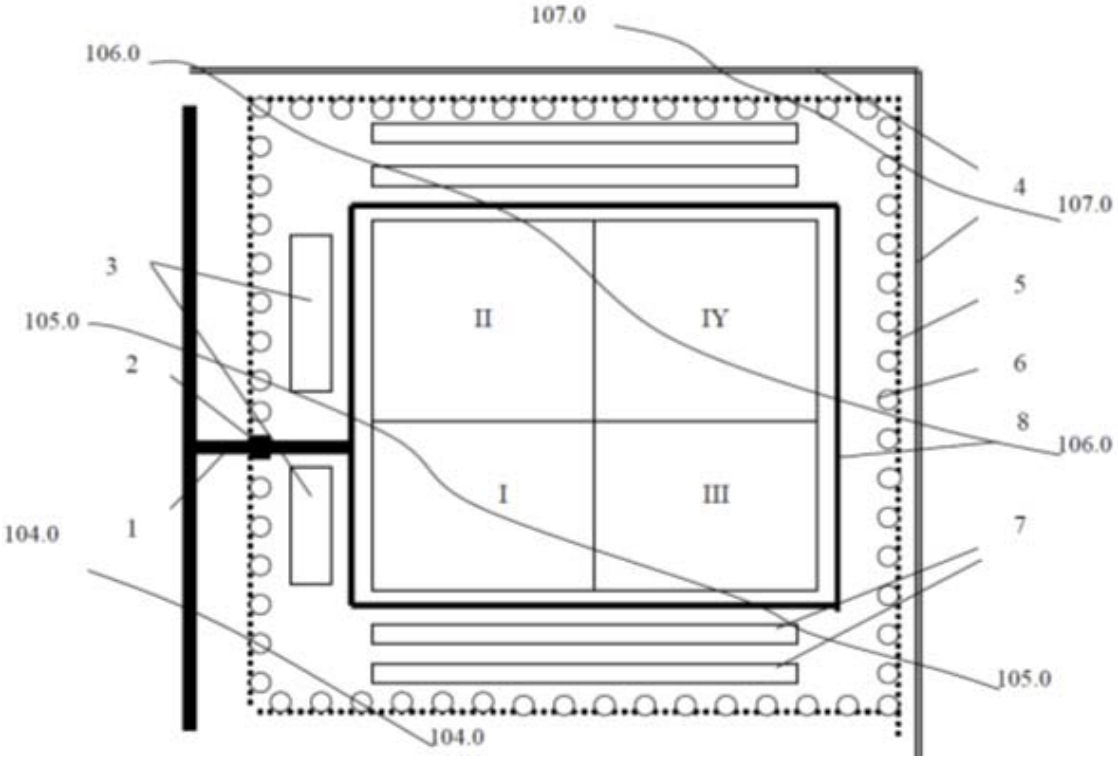


Рисунок 12.7. Загальний вид полігона: (I…IY) – черги експлуатації полігона; 1 – під'їзна дорога; 2 – в'їзд на полігон з пунктом радіометричного контролю; 3 – адміністративно-господарська зона; 4 – нагірний канал; 5 – огородження полігона; 6 – лісосмуга; 7 – кавальєри мінерального та родючого ґрунту; 8 – внутрішньогосподарська дорога

До розміщування та функціювання сучасних санітарних полігонів є такі вимоги: геологічні (не допускається розміщення полігону на тектонічних розломах та сейсмічно небезпечній зоні); гідрологічні (віддаленість від відкритих водойм, низький рівень ґрунтових вод, незатоплюваність їх території паводковими водами); санітарні (будівництво та експлуатація полігону згідно санітарних правил та вимог); екологічні (не допустити розміщення полігону в природо-охоронній зоні, екологічна експертиза проекту, експлуатація полігону, функціювання його згідно екологічних норм та правил, зменшення його впливу на навколишнє природнє середовище та здоров’я людей, державна реєстрація

його як джерела екологічного лиха, план виведення його з експлуатації та рекультивації земель зайнятих під ним, контроль та моніторинг навколишнього природнього середовища на полігоні і його санітарній зоні); фінансові (надання фінансових гарантій безпечного функціонування полігону, страхування на випадок екологічного лиха).

Санітарні полігони ще тривалий час будуть залишатися основним способом переробки твердих побутових відходів. Альтернативою йому може стати первинна покомпонентна утилізація відходів.

12.5. Правила лімітування підприємств щодо утворення та розміщення твердих відходів.

Відповідно до вимог Конституції України, Законів України «Про охорону навколишнього природнього середовища», «Про відходи», «Про забезпечення санітарного та епідемічного благополуччя населення», «Про поводження з радіоактивними відходами», «Про металобрухт», постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження порядку розроблення, затвердження і перегляду лімітів на утворення та розміщення відходів», нормативно-правових актів та державних стандартів України з охорони навколишнього природнього середовища, санітарних норм та правил та інших документів суб'єкти господарської діяльності у сфері поводження з твердими відходами повинні виконувати наступні загальнодержавні задачі: всебічний захист навколишнього природнього середовища та здоров'я людей від негативного впливу відходів; обґрунтоване узгодження економічних та екологічних інтересів суспільства щодо утворення, розміщення, утилізації та захоронення твердих відходів; здійснення комплексу наукових, технічних, технологій та маркетингових досліджень по виявленню ресурсної цінності твердих відходів; проведення максимально можливої утилізації твердих відходів шляхом прямого, повторного та альтернативного використання їх ресурсної цінності; зведення до мінімуму утворення та зберігання твердих відходів та зниження токсичності; організація роздільного збору небезпечних (високотоксичних) компонентів твердих

відходів; проведення екологічної паспортизації суб'єктів господарської діяльності; здійснення науково-технічного обґрунтування лімітів на утворення та розміщення твердих відходів під час виробництва суб'єктами господарської діяльності; проведення загальнодержавної класифікації та паспортизації твердих відходів; здійснення державного обліку твердих відходів щодо їх утворення та розміщення через органи статистики; здійснення загальнодержавного контролю та моніторингу за місцями та об'єктами утворення та розміщення твердих відходів для запобігання їх шкідливого впливу на навколишнє природнє середовище та здоров'я людей.

Основні напрямки роботи, права та обов'язки суб'єктів господарської діяльності у сфері поводження з твердими відходами. Суб'єктами господарської діяльності у сфері поводження з твердими відходами є: громадяни України, іноземці, особи без громадянства, підприємства, установи та організації всіх форм власності, робота та діяльність яких пов'язана з поводженням з твердими відходами.

Основними напрямками роботи суб'єктів господарської діяльності у сфері поводження з твердими відходами, які зумовлені їх правами та обов'язками, є: організація екологічної перевірки технологічних процесів, виробничого обладнання та устаткування на предмет утворення твердих відходів; встановлення джерел забруднення твердими відходами навколишнього природнього середовища, їх реєстрація та паспортизація; проведення детального фізико-хімічного аналізу утворених твердих відходів, на основі якого встановлюється їх якісний та кількісний характер; проведення класифікації та паспортизації утворених твердих відходів; здійснення розрахунку та науково-технічного обґрунтування проектів лімітів на утворення та зберігання твердих відходів. Їх погодження з державними службами: охорони природи і санітарно-епідеміологічною та затвердження обласною державною адміністрацією; проведення екологічної паспортизації суб'єкта господарської діяльності; забезпечення своєчасного та повного збирання твердих відходів; створення тимчасових місць зберігання твердих відходів, експлуатація яких не впливає на

довкілля та здоров’я людей; організація роздільного збирання, зберігання та утилізації небезпечних (високотоксичних) твердих відходів; здійснення обліку утворення та зберігання твердих відходів; своєчасна і правдива звітність з даного питання в державну службу статистики; не допускання зберігання відходів у несанкціонованих місцях; не допускання змішування твердих відходів; не допускання знищення та псування твердих відходів, які мають вторинний ресурсний резерв та існує технологія по їх переробленню; не допускання надлімітного утворення твердих відходів; своєчасна утилізація твердих відходів згідно заключених договорів та контрактів; своєчасне в установленому порядку внесення плати за розміщення відходів; здійснення контролю за тимчасовими місцями зберігання твердих відходів; призначення відповідальних осіб у сфері поводження з твердими відходами; надавання місцевим органам виконавчої влади та місцевого самоврядування інформації про тверді відходи та пов’язану з ними діяльність; здійснення комплексу науково-технічних та маркетингових досліджень для виявлення ресурсної цінності твердих відходів; сприяння максимально можливій утилізації твердих відходів шляхом прямого, повторного та альтернативного використання ресурсної цінності твердих відходів; постійна робота над мінімізацією утворення та зберігання твердих відходів та зниження їх токсичності; забезпечення суворого дотримання правил екологічної безпеки при поводженні з твердими відходами; розроблення в разі необхідності та виконання плану практичних дій на випадок виникнення надзвичайної ситуації, пов’язаної з поводженням із небезпечними твердими матеріалами; виконання інших видів робіт у сфері поводження з твердими відходами, які передбачено законодавчими та нормативними документами та в разі виникнення ситуації забруднення навколишнього середовища твердими відходами.

Лімітування підприємств щодо утворення та розміщення твердих відходів здійснюється на основі Законів України «Про відходи», «Про загальнодержавну програму поводження з токсичними відходами» та постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження порядку розроблення, затвердження лімітів на утворення та розміщення відходів».

Ліміт на утворення твердих відходів визначається їх власником у процесі діяльності на підставі дозволу на розміщення твердих відходів та договору (контракту) на їх передачу іншому власнику. Ліміт на утворення твердих відходів розраховується на підставі нормативів утворення для кожного виду відходів за класами їх небезпеки і повинен дорівнювати сумарному обсягу твердих відходів, які розміщено на своїй території та переданих іншому власнику. Він не може перевищувати нормативно допустимому обсягу утворення твердих відходів.

Норматив утворення твердих відходів визначається технологічним регламентом на підставі питомих показників утворення відходів.

Звільняється від одержання лімітів на утворення та розміщення твердих відходів: власники твердих відходів, які отримали ліцензію на збирання та заготівлю окремих видів твердих відходів як вторинної сировини; власники твердих побутових відходів, якщо вони уклали договори на їх розміщення з підприємствами комунального господарства; власники твердих відходів, для яких платежі за розміщення твердих відходів усіх класів небезпеки не перевищують 10 гривень на рік.

Власники твердих відходів, які здійснюють їх утворення та розміщення повинні до 1 червня поточного року подати в обласне управління охорони навколишнього природнього середовища заяву на одержання дозволу на розміщення відходів в наступному році.

До заяви додаються наступні документи: проект лімітів на утворення та розміщення твердих відходів; довідка про наявність спеціально відведених в установленому законодавством порядку тимчасових місць розміщення твердих відходів; відомості про склад та властивості твердих відходів, що утворюються, їх ступінь небезпечності для навколишнього природнього середовища та здоров’я людини; довідка про нормативно допустимі обсяги утворення твердих відходів; довідка про типові показники утворення твердих відходів; довідка по наявність установок з видалення твердих відходів; довідка про наявність потужностей з утилізації твердих відходів; копії договорів (контрактів) на

передачу твердих відходів іншим власникам; довідка про обсяги токсичних відходів за минулий рік: обсяги утворення, використання, поставки відходів як вторинної сировини, відходи виробництва за поточний рік; висновки санітарно-епідеміологічної експертизи щодо об'єктів поводження з відходами; інформацію стосовно розміщення чи накопичення твердих відходів за попередні роки; наказ про призначення відповідальних осіб у сфері поводження з відходами; звіт про виконання планових заходів у сфері поводження з твердими відходами за попередній рік; перспективний план заходів у сфері поводження з твердими відходами, який спрямовано на запобігання або зменшення обсягів утворення відходів та запобігання їх негативного впливу на навколишнє природнє середовище та здоров'я людини; ліцензія на здійснення операцій у сфері поводження з небезпечними твердими відходами у разі одержання лімітів на їх утворення та розміщення; дозвіл на експлуатацію об'єкта поводження з небезпечними твердими відходами на відповідній території, який видано органом місцевого самоврядування.

На підставі представлених документів обласне управління з охорони навколишнього природнього середовища приймає аргументоване рішення про видачу дозволу на розміщення відходів або відмову в його видачі, вказуючи причини цього рішення, ліквідація яких приводить до видачі дозволу. На підставі одержаних дозволів власники твердих відходів готують скореговані проекти лімітів на утворення та розміщення твердих відходів, подають їх на погодження до обласного управління охорони навколишнього природнього середовища.

Після погодження вони передаються державним обласним адміністраціям на затвердження.

Ліміти на утворення та розміщення твердих відходів встановлюються терміном на 1 рік і доводяться власникам відходів до 1 жовтня поточного року.

Дозвіл набирає чинності після затвердження лімітів на утворення та розміщення твердих відходів. Його корегування не допускається. В той же час, ліміти на утворення та розміщення твердих відходів можуть змінюватися, як в сторону збільшення їх, так і в сторону зменшення.

Підставами для їх перегляду є: використання у виробництві нових видів сировини та матеріалів; випуск нових видів продукції; удосконалення технологічних процесів; модернізація обладнання; укладення нових договорів на передачу відходів іншим власникам; корегування плану виробництва.

При утворенні твердих відходів, що перевищують рівень затверджених лімітів, власник відходів повинен одержати на них окремий дозвіл.

Відповідальність за правильність визначення нормативів утворення твердих відходів, визначення лімітів утворення та розміщення твердих відходів, несвоєчасне їх затвердження несе власник відходів. Контроль за правильністю визначення лімітів на утворення та розміщення відходів, їх дотримання здійснюють працівники екологічної інспекції.

12.6. Основні принципи та шляхи вирішення проблеми твердих відходів на сучасному етапі.

Основними принципами державної політики України у сфері вирішення проблем твердих відходів на сучасному етапі є пріоритетний захист навколишнього природнього середовища та здоров'я людини від їх негативного впливу, забезпечення ощадливого використання матеріально-сировинних та енергетичних ресурсів, науково обґрунтоване узгодження екологічних, економічних та соціальних інтересів щодо утворення та використання твердих відходів.

Основними напрямками вирішення проблеми твердих відходів на сучасному етапі являється: розроблення та затвердження загальнодержавної програми по вирішенню проблем твердих відходів; запровадження моловідходних та безвідходних технологічних процесів в переробці твердих відходів; забезпечення своєчасного збирання та знешкодження твердих відходів; дотримування правил екологічної безпеки при їх розміщенні, переробці та знешкодженні; зменшення токсичності твердих відходів у виробничих процесах; забезпечення комплексного використання твердих відходів; стимулювання роздільного збирання компонентів відходів; сприяння максимально можливій

утилізації твердих відходів; постійне розширення переліку твердих відходів, які підлягають вторинному використанню; організація контролю та моніторингу за місцями та об'єктами розміщення твердих відходів, запобігання їх шкідливого впливу на навколишнє середовищє та здоров'я людей; обов'язковий облік твердих відходів на основі їх класифікації та паспортизації; створення загальнодержавної інформаційно-аналітичної системи та банку даних по утворенню, використанню та знешкодженню твердих відходів; розробка загальнодержавних нормативних документів, які регламентують та регулюють питання утворення, використання та знешкодження твердих відходів; погодження лімітів на утворення та розміщення твердих відходів; затвердження загальнодержавних санітарних норм та правил під час утворення, збирання, перевезення, зберігання, оброблення, утилізації, знешкодження та захоронення твердих відходів; встановлення санітарно-гігієнічних вимог до продукції яка виготовлена із ресурсів вторинної сировини та видача гігієнічних сертифікатів на неї; моніторинг місць утворення, зберігання та видалення твердих відходів; заборона проведення будь-якої господарської діяльності з утворенням твердих відходів без затверджених лімітів на їх утворення; організація роздільного збору небезпечних (високотоксичних) компонентів твердих відходів.

12.7. Вилучення цінних компонентів ТПВ. Закордонний досвід поводження з відходами.

У багатьох країнах світу відсутнє попереднє сортування відходів перед їх переробкою чи захороненням, тому вилучення цінних компонентів є важливою задачею з екологічної та економічної точки зору.

Закон про рециклінг прийнятий більш ніж в 50 країнах світу. У 1995 році світова індустрія рециклінга забезпечила зайнятість більше 1 млн. чоловік. Загальна вартість продукції, яку отримано у світі за рахунок рециклінга тільки в 1995 році склала 175 млрд. доларів. Ступінь вилучення цінних компонентів може становити 30%...80%.

Практично в усіх економічно розвинених країнах на рівні урядів розроблено та введено в дію програми, які включають заходи щодо кваліфікованого обстеження (приймання, обробка) машин, часткового демонтажу шин на переробних підприємствах, повторного застосування знятих деталей, переплавлення машин, утилізація відходів, що не переробляються, (в основному пластик, тканина). Зазвичай загальний обсяг матеріалів, що вивозяться у відвали, становить 25…30%.

Обіг відходів чітко регламентується нормативно-правовими актами, контролюється державними органами та регулюється економічно: підприємства відповідають за переробку випущеної ними продукції. Необхідні засоби на переробку відходів виділяються державою (за рахунок збору податків) та акумулюються в спеціальних екологічних фондах на місцевому і державному рівні. Для зниження токсичності відходів усе більше уваги приділяють добуванню небезпечних хімічних матеріалів (наприклад, важких металів, полімерів, що містять хлор та ін.). Цьому сприяє відповідне стандартизоване маркування деталей на стадії їх виготовлення.

Використання металобрухту суттєво знижує вартість всієї металопродукції. За усередненим даними, при переплавленні металобрухту потрібно тільки 25% енергії, що затрачається на виплавляння сталі з руди.

Особлива увага останнім часом приділяється переробці пластмас, поліпропілену, які усе більше використовуються у виробництві автомобілів. Їх перероблення у вторинні матеріали та використання з максимальною ефективністю можливе тільки після розсортовування за видами полімерів і за конкретними марками пластмас. Деякі фірми ввели із цією метою стандартизоване маркування деталей з гуми і пластмас, що дозволяє чітко визначити марку матеріалу.

Європейською Комісією розроблено проекти законів «Введення документів про переробку», згідно яких передбачено, що при утилізації, наприклад, автомобілів, починаючи з 2015 року мінімум, 85% (у 2015 р. — 95%) маси

повинен давати рециклінг матеріалів, тільки 10% можуть бути термічно перероблені (перетворені в енергію) і всього 5% можуть бути поховані.

Стратегія країн ЄС полягає в: запобіганні утворення відходів; рециклюванні відходів та вторинній переробці матеріалів; оптимізації кінцевої обробки відходів; регламентації транспортування відходів; проведенні заходів щодо реабілітації навколишнього середовища; виховній роботі з населенням; врахуванні екологічних параметрів при стандартизації якості продукції.

Основою збору та систематизації даних про відходи може бути стандартний уніфікований паспорт відходу. Який містить як мінімум фізико-хімічні характеристики відходу, дані про його кількість, технологію утворення, місце утворення. Накопичення та зберігання даних про відходи здійснюється в базах даних ЕОМ. При об'єднанні ЕОМ у мережі з'являється можливість створення розподілених баз даних і об'єднаних вузлів прийняття управлінських рішень.

Для прикладу докладніше зупинимося на Федеральному Законі «Про економічний рециклінг Німеччини» (від 07.10.1996). Даний закон сьогодні багатьма експертами визнано зразком у питаннях організації авторециклінга.

Основна ідея полягає в тому, що вже на стадії розробки продукції слід домагатися зменшення кількості майбутніх відходів. Однак, перевага вторинного використання перед знищенням діє не завжди. Так, матеріали передаються на вторинну переробку тільки в тому випадку, якщо це можливо технічно, економічно та екологічно виправдано. У іншому випадку відходи знищуються. А саме: коли знищення відходів є більш прийнятним рішенням з екологічної точки зору; коли вартість переробки відходів є значно більшою вартості виробленої продукції.

У Швеції формується база даних з усіх питань, що стосується автотранспортних засобів. Організації, які одержують право проводити інспекційний огляд автомобілів, будуть зобов'язані щодня повідомляти інформацію про автотранспортні засоби, що представлено до огляду та виявлених при цьому неполадках.

У Швейцарії демонтаж автомобілів і селективний збір матеріалів з виділенням небезпечних відходів проводять ремонтні майстерні, що мають державну ліцензію на виконання робіт даних видів. Із загального потоку відходів автотранспорту відбираються кондиційні вузли та деталі (для рециклінга та продажу), акумулятори, зношені шини. Інші відходи (кузови, рами, великогабаритні частини автомобіля) обробляються за допомогою пресування, різання, подрібнення. Металобрухт сортується на чорні та кольорові метали, які надалі надходять на переплавлення. Таким чином, переробляється 114 тис. т чорних і 12 тис. т кольорових металів на рік, що становить 15% усього обсягу виплавлюваного металу у Швейцарії. Свинець вивозиться для переробки в інші країни, а полімерні відходи знищуються шляхом їхнього високотемпературного спалювання.

У США державне регулювання як на федеральному, так і на штатному рівнях відіграє усе більше помітну роль у стимулюванні виробництва вторинної сировини з відходів. Прийнятий у США в 1976 р. Закон про боротьбу із твердими відходами (з виправленнями 1980 р. і 1984 р.) встановлює стандарти з обов'язкового мінімального вмісту вторинної сировини в товарній продукції. У цей час вивчається ринкова кон'юнктура вторинних матеріалів, економічні та екологічні бар'єри, що перешкоджають їх застосуванню, нові галузі їх використання і т.п. Ще більш активно діють уряди деяких штатів: у низці штатів установлена плата за поховання відходів, у результаті чого збільшилося споживання вторинної сировини. У штаті Нью-Джерсі прийнято законопроект про 50%-у податкову знижку на виробниче устаткування, на якому виробляється продукція, що містить не менше 50% вторинних матеріалів.

Найбільш важливим економічним стимулом перероблення відходів у вторинну сировину є та обставина, що утилізація стає в американських містах найдешевшим способом боротьби з відходами. У США заборонено організацію нових відкритих смітників, а поховання й спалювання відходів з урахуванням дотримання всіх екологічних норм виявляється в три рази дорожчим, ніж переробка цих відходів у вторинну сировину. У багатьох штатах прийнято

закони, згідно з якими кожний округ під загрозою припинення фінансування з фондів штату зобов'язаний на певний термін увести рециклізацію деякої частини відходів на своїй території. Повсюдно заборонено поховання автомобільних акумуляторів. У США існує вимога купувати адміністраціями штатів продукцію вторинної переробки.

Більших успіхів у справі раціонального природокористування домоглася Японія. Відомо, що ця країна з більшості видів сировини та палива сильно залежить від імпорту. Саме тому в Японії приділяють проблемі переробки відходів велику увагу. Вже до 1985 р. у японській промисловості утилізувалося до 60% відходів.

Досвід провінції Альберта (Канада) у рамках Міністерства навколишнього середовища працює спеціальна Служба, що займається питаннями охорони навколишнього середовища. На сьогодні у провінції діють більше тридцяти регіональних органів та комісій, що займаються питаннями керування відходами (загальна площа провінції 662 км^2, загальна чисельність населення 3 млн. чоловік). Цей досвід підтвердив, що кожна громада відрізняється властивими тільки їй особливостями (існуючі системи керування відходами, вік населення, наявний досвід в області переробки відходів, відношення до цієї проблеми громадськості та персоналу), а тому відрізняються і рішення для кожної із громад.

Рада з рециклінгу Британської Колумбії створила свою інформаційну службу «Гаряча лінія з рециклінгу». Співробітники гарячої лінії відповідають більш ніж на 60000 дзвінків на рік. Гаряча лінія з рециклінгу оперує складною пошуковою системою даних, що містить інформацію про компанії по керуванню відходами та рециклінгу, про чиновників з Уряду й муніципалітетів, що координують керування відходами, групах із захисту навколишнього середовища, постачальниках устаткування, корпоративних програмах з рециклінгу, про законодавство та агентства з моніторингу.

В економічно розвинених країнах розроблена і діє система державного регулювання політики з рециклінгу, законодавча база, розвинена інфраструктура

підприємств з переробки відходів автотранспорту, проводяться численні заходи та акції з освіти і залучення населення. Світова практика говорить про те, що власник сам платить у Європі за утилізацію автомобіля (зазвичай при покупці). У закордонній і вітчизняній практиці діє багато різних за складом, продуктивністю та ступенем добування корисних елементів сортувальних і переробних технологій. Так, ступінь добування коштовних компонентів може коливатися 30%...80%.

12.8. Виробництво енергії з твердих побутових відходів.

Вибір на користь енергетичної утилізації твердих побутових відходів (ТПВ), зазвичай, визначається такими міркуваннями: можливістю збільшення глибини переробки ТПВ, особливо в разі термічних методів оброблення для того, щоб мінімізувати захоронення та потребу в нових полігонах; можливістю отримання додаткового джерела енергії, що частково заміщує викопні види палива, такі як природний газ чи вугілля; можливістю отримання додаткового доходу за рахунок продажу електроенергії і тепла, а в деяких випадках і замінника твердого палива. Необхідно відзначити, що отримання додаткового доходу не означає автоматичного досягнення привабливих для інвестора економічних параметрів проекту.

Спосіб переробки (наприклад, можливість та доцільність спалювання) визначається морфологічним складом ТПВ, інтегральним показником якого можуть слугувати величина теплотворної здатності і зольність. Зрозуміло, що чим вища теплотворна здатність, тим ефективніші технології термічної утилізації, які передбачають корисне використання енергії (тепло і/або електроенергія, промислова пара).

Основні види енергетичної утилізації твердих побутових відходів це: збір біогазу на полігонах та звалищах ТПВ із подальшим виробництвом електричної та/або теплової енергії; механіко-біологічне оброблення (МБО) із можливим отриманням біогазу та/або твердого палива (RDF/SRF) із подальшою утилізацією на цементних заводах або у спеціалізованих ТЕЦ/котельнях;

термічне оброблення/утилізація змішаних (залишків після сортування) ТПВ із подальшим виробництвом електричної та/або теплової енергії.

Збір біогазу на полігонах і звалищах ТПВ. Збір біогазу на полігоні або звалищі є ефективним екологічним заходом. В результаті спалювання біогазу (в енергетичних установках або на факелі) зменшується емісія парникових газів в атмосферу, знищуються органічні леткі сполуки, з якими асоціюються неприємні запахи, знижується або усувається ймовірність загорянь ТПВ на звалищах. Крім того, біогаз з ТПВ є місцевим та поновлюваним джерелом енергії, що здатний замістити будь-які види викопного палива — вугілля, нафту, природний газ.

Вважається, що енергетичну утилізацію біогазу доцільно використовувати на полігонах із середньою товщиною шару ТПВ 10 м і з накопиченою кількістю ТПВ 1 млн. т. Велике значення має також тривалість накопичення необхідної кількості відходів. Зазвичай, цим умовам задовольняють полігони, які приймають відходи населених пунктів сумарне населення яких перевищує 200 тис. мешканців.

Наразі в Україні доцільність утилізації біогазу визначається можливістю продажу електроенергії з використанням «зеленого» тарифу (0,1239 євро/кВт·год без ПДВ). Тому після закінчення дії першого періоду Кіотського Протоколу, починаючи з 2012 року основною метою утилізації біогазу з ТПВ стало не зниження емісії парникових газів, а виробництво електроенергії з продажом за зеленим тарифом. Наразі всі проекти виробляють електроенергію за допомогою газових двигунів з ефективністю 35…42%, але практично все тепло при цьому втрачається. Загальна встановлена електрична потужність на полігонах та звалищах становить понад 18,4 МВт (на 01.01.19).

Механіко-біологічне оброблення ТПВ. МБО використовується для змішаних відходів з попереднім сортуванням або без нього. Первинна концепція технології передбачає зменшення кількості відходів, що відправляються на захоронення. Наразі технологія також використовується для виробництва палива і додаткового вилучення корисних матеріалів. Технологія об'єднує механічні методи (сепарація за допомогою сит, барабанів, магнітів і ін.) і біологічні методи

(сушіння, компостування або анаеробне зброджування). Відмінністю різних концепцій є послідовність стадій процесу і мета біологічної стадії оброблення. Технологічний ланцюжок орієнтується або на концепцію поділу (спліттінга), або на ідею стабілізації.

У першому варіанті спочатку проводиться механічне розділення потоку матеріалів на придатні до різних видів утилізації, наприклад, для виробництва енергії або подальшій біологічної обробці. При підході з позицій «стабілізації» відходи піддаються біологічної обробці в повному обсязі. Мета полягає в біологічній, конвективній або дифузійній, сушці і максимальній гігієнізації відходів перед наступним механічним відділенням негорючих складових частин. Матеріал, що залишається, може використовуватися як паливо.

МБО не є методом остаточної ліквідації відходів, тому що твердий залишок, що отримується на виході, повинен піддатися додатковим операціям у вигляді полігонного захоронення або спалювання.

Використання SRF в цементній промисловості дозволяє використовувати не тільки енергію палива, але і його мінеральну частину в процесі виробництва клінкеру. У більшості випадків для використання альтернативного палива цементними заводами потрібно здійснити їх модернізацію. Доцільність використання SRF визначається логістикою, в основному відстанню між виробником палива та цементним заводом.

Термічне оброблення ТПВ. ТПВ можуть спалюватися в установках різного типу, а саме в установках з рухомою решіткою і в обертових печах, а також установках з киплячим шаром. Основним корисним продуктом спалювання відходів є тепло відвідних газів, що використовується як вторинний енергетичний ресурс для вироблення пари, електроенергії, гарячої води для виробничих та побутових потреб. Спалювання використовують для частково відсортованих відходів з достатньо високою теплотворною здатністю (більш ніж 6,0 МДж/кг). Область застосування термохімічних методів обмежується властивостями продуктів реакції. Ці методі небажано застосовувати для

перероблення відходів, якщо останні містять фосфор, галогени, сірку. Система очищення димових газів є необхідним компонентом термічної утилізації ТПВ.

Варіантом термічної утилізації є газифікація, при якій на першому етапі окислення палива супроводжується утворенням синтез-газу, на другому етапі горючий синтез-газ спалюється у вторинному топковому пристрої для отримання тепла або в газових двигунах/турбінах для вироблення електроенергії.

12.9. Потенційний дохід на тонну ТПВ.

Біогазова продуктивність однієї тонни українських ТПВ становить 60…75 $м^3$/т в перерахунку на метан (CH_4). Як консервативна оцінка може бути прийнята величина 60 $м^3$ CH_4/т. При величині «зеленого» тарифу 0,1239 євро/кВт·год потенційний дохід від продажу електроенергії складе 30 євро на тонну змішаних ТПВ. Утилізація тепла з ефективністю 45% з використанням тарифу 1200 грн/ГКал (37 євро/ГКал) може принести ще 8,7 євро на тонну змішаних ТПВ. Ще одним джерелом доходу для технологій МБО може бути виробництво компосту зі збродженої маси після отримання біогазу або взагалі без біогазової компоненти в проекті. Однак для виробництва товарного компосту з ТПВ необхідно принципове поліпшення системи роздільного збору відходів.

Потенційним джерелом доходу для технологій МБО може бути виробництво SRF для подальшого застосування в цементній промисловості або спеціалізованих ТЕЦ/котельнях, що постачають тепло в комунальну систему ЦТ/ГВП, а також, якщо це ТЕЦ, електроенергію в мережі або на потреби комунального господарства. Використання SRF як палива на енергетичних підприємствах або цементних заводах пов'язано з необхідністю встановлення додаткового обладнання для очищення та контролю якості димових газів. Тому такі підприємства можуть як купувати паливо, так і брати плату за утилізацію SRF, вважаючи його відходами, а не паливом. Тобто SRF може мати як позитивну, так і негативну ринкову вартість.

У разі термічної утилізації ТПВ з теплотворною здатністю 8 МДж/кг на тонну змішаних ТПВ можна орієнтовно отримати 0,5 МВт·год електричної і до 1,2 ГКал теплової енергії. При оптовому тарифі на електроенергію 2 грн/кВт·год і тарифі на тепло 1200 грн/ГКал дохід від продажу електроенергії може скласти 980 грн/т (30 євро/т) і від продажу тепла 1440 грн/т (45 євро/т).

Потенційний дохід на тонну ТПВ для різних способів утилізації показано на рис. 12.8. Мінімальні та максимальні значення, у разі сортування, відповідають мінімальному та максимальному вмісту відповідної фракції у вихідних ТПВ, у випадку виробництва та утилізації біогазу — виходу 60 м^3 та 75 м^3 біометану на тонну ТПВ. У разі термічної утилізації мінімальні та максимальні значення відповідають нижчій теплотворній здатності ТПВ 8 МДж/кг та 10 МДж/кг.

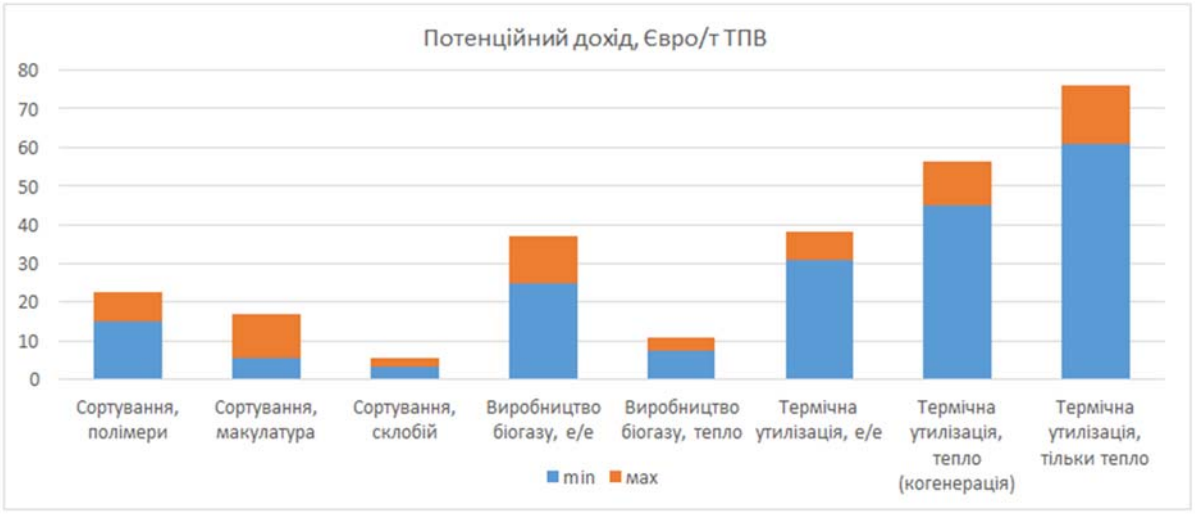


Рисунок 12.8. Потенційний дохід на тонну ТПВ

Легко побачити, що з точки зору формування доходу від реалізації матеріальних або енергетичних ресурсів найбільш цікавими є реалізація на вторинному ринку полімерів, виробництво електроенергії з біогазу з подальшою реалізацією за «зеленим» тарифом, а також реалізація електричної та/або теплової енергії, отриманих в процесі термічної утилізації ТПВ. Найбільший дохід може бути сформований за допомогою термічної утилізації, проте

реалізація цих технологій пов'язана з найбільшими капітальними (CAPEX) та експлуатаційними витратами (OPEX).

Капітальні та експлуатаційні витрати. Капітальні витрати на реалізацію технологій МБО залежать від великої кількості факторів і з цієї причини не можуть бути оцінені однозначно. Питомі капітальні витрати будуть відрізнятися в залежності від обраних пріоритетів переробки, морфології ТПВ, наявності і типу сортування, та потужності переробки. Проведений аналіз проектів МБО, які були авансовані у світі за період 2017…2018 років, показав, що типові питомі витрати на реалізацію проектів у діапазоні потужності 100…200 тис. т/рік становлять 150…400 євро/т ТПВ в таких країнах як Франція, Іспанія, США, Австралія. Існують повідомлення про плани реалізації подібних проектів у країнах, що розвиваються, наприклад, Індії та Непалі. У цьому випадку заплановані витрати нижчі та знаходяться в діапазоні 50…100 євро/т ТПВ. Але в даному випадку мова йде про позапланові витрати на нереалізовані проекти. Цікавим є порівняти витрати, що анонсуються, для проектів в Україні. Відповідні дані наведено в табл. 12.2 для трьох українських проектів у Львові, Хмельницькому та Житомирі. Незважаючи на те, що наведені дані мають оціночний характер, оскільки всі розглянуті проекти ще не реалізовані, можна побачити, що запланована вартість проектів, що розвиваються в Україні, знаходиться в діапазоні 120…250 євро/т ТПВ на рік.

Експлуатаційні витрати (OPEX) на технології МБО пов'язані в першу чергу зі споживанням електроенергії, витратами на ремонт та технічне обслуговування, оплатою персоналу, а також платою за захоронення залишків після переробки (так званих хвостів). Величина щорічних експлуатаційних витрат для МБО зазвичай становить 8…12% капітальних витрат.

Кінцева собівартість переробки 1 т ТПВ визначається капітальними та експлуатаційними витратами, а також умовами фінансування проекту. Якщо питомі капітальні витрати на проект складають 150 євро/т/рік ТПВ, собівартість переробки ТПВ складає 30…40 євро/т, в залежності від умов та частки залученого банківського капіталу. У разі більш дорогого проекту вартістю

300 євро/т собівартість переробки ТПВ може скласти 60…80 євро/т, а у випадку залучення українських комерційних банків на існуючих наразі умовах кредитування — 100 євро/т. Якщо в першому варіанті (CAPEX = 150 євро/т) існує потенційна можливість покриття основних витрат на проект за рахунок продажу електроенергії з біогазу за «зеленим» тарифом, та продажу тепла, то в іншому варіанті (CAPEX = 300 євро/т) виникає необхідність підвищення тарифу на переробку ТПВ. У цих міркуваннях не враховувалися гіпотетичні можливості залучення фінансових компенсаторів — цільового безповоротного фінансування та використання бюджетних коштів, наприклад, засобів екологічних фондів або фондів розвитку.

Таблиця 12.2

Анонсовані проекти МБО в Україні

Проект	***Потужність, тис. т/рік***	***Кап. витрати, млн. євро***	***Питомі витрати, євро/(т/рік)***	***Статус проекту (станом на січень 2024 р.)***
Львів	240	35*	146	Вибір постачальника технології, тендерні процедури
Хмельницький	80	20**	250	Оцінка технічних рішень, вибір постачальника технології
Житомир	82	10***	122	Проект анонсований в 2023 р.

* Кредит ЄБРР (включає рекультивацію закритого полігону ТПВ).
** Оцінка GIZ (варіант виробництва електроенергії з біогазу).
*** Виробництво RDF/SRF і компосту з органічної фракції ТПВ.

Капітальні витрати на будівництво сміттєспалювальних заводів (ССЗ) теж залежать від технологічного рішення, вихідних властивостей ТПВ, виду виробленої енергії, глибини очищення димових газів. Загальна вартість ССЗ змішаних відходів у 2000 році становила 60 млн. USD при потужності заводу 100 тис. т/рік і 200 млн. USD при потужності 500 тис. т/рік. Таким чином, питомі інвестиції становили 600 USD/т у першому випадку та 400 USD/т для більш масштабних проектів потужністю 500 тис. т/рік.

Наразі вартість ССЗ може скласти від 75 млн. євро для потужності оброблення 100 тис. т/рік до 265 млн. євро для 500 тис. т/рік (табл. 12.3). За

таких параметрів собівартість оброблення 1 т ТПВ складе до 100 євро/т для «великого» проекту (500 тис. т/рік) і до 150 євро/т для «малого» проекту (100 тис. т/рік). Питома вартість ССЗ в перерахунку на встановлену електричну потужність дуже висока, вона становить 10…15 млн. євро/МВт. Це природно, оскільки ССЗ не є спеціалізованим енергетичним підприємством, його основна функція — оброблення відходів. В цілому можна зробити висновок, що європейські підходи та рівень витрат на термічну утилізацію ТПВ є занадто дорогими для сучасної України, яка поки ще потребує більш економічних технологічних рішень.

Таблиця 12.3

Параметри ССЗ потужністю 100…500 тис. т ТПВ/рік

Показник	***I***	***II***	***III***
Потужність по ТПВ, т ТПВ/рік	100000	200000	500000
Інвестиції, млн. євро	75	130	265
Експлуатація, млн. євро/рік	3,5	6,5	14
Собівартість оброблення ТПВ, євро/т	130…150	110…130	90…100
Електрична потужність, МВт	5,6	11,2	28
Виробництво е/е, МВт·год/рік	42000	84000	210000
Виробництво е/е, МВт·год/т	0,42		

Наразі в Україні можуть розвиватися відносно прості проекти, в більшості випадків вибір технології буде визначатися принципом «розумної достатності». Відповідно до цього принципу вже реалізуються проекти збору та утилізації біогазу на полігонах та звалищах, поширюється використання сортувальних ліній, плануються перші проекти МБО потужністю 80 тис. т/рік і більше.

Для реалізації термічних проектів з використанням обладнання європейських постачальників економічні умови в Україні поки що відсутні. Подібні проекти можуть бути реалізовані тільки у разі суттєвого зниження капітальних витрат без втрати якості очищення димових газів. Можливі варіанти зниження вартості термічної утилізації: відмова від будівництва ССЗ для змішаних відходів на користь виробництва SRF для цементних заводів і

спеціалізованих твердопаливних котелень/ТЕЦ; орієнтація на системи ЦТ великих міст, відмова від виробництва електроенергії на користь тепла, відповідна економія на обладнанні, що виробляє електроенергію; зниження капітальних витрат за рахунок максимального використання потенціалу місцевих виробників обладнання.

Стан розвитку сектора поводження з ТПВ переважно визначається рівнем оплати послуг, що надаються комунальними та приватними компаніями. В 2018 році середній затверджений тариф на поводження з ТПВ складав 102 грн/м^3, а середній тариф на захоронення — 30,5 грн/м^3. Такий тариф переважно покриває витрати на вивезення (збір і транспортування) відходів до місць захоронення, проте саме захоронення оплачується за залишковим принципом. Більш того, вартість будівництва майбутніх об'єктів поводження з ТПВ, як регіональних керованих полігонів, так і сміттєпереробних комплексів, істотно перевищує існуючий обсяг сплачених послуг в сфері поводження з ТПВ. Тому в Україні назріла необхідність використання тарифів на переробку та захоронення, які б забезпечували експлуатацію на необхідному техніко-екологічному рівні та включали б певну складову для реалізації інвестиційних проектів.

Запитання для самоперевірки

1. *Характеристика твердих побутових відходів.*
2. *Проблеми утилізації твердих побутових відходів.*
3. *Екологічні аспекти проблеми утворення твердих промислових відходів.*
4. *Шляхи вирішення проблеми утворення твердих промислових відходів.*
5. *Знешкодження та захоронення твердих промислових відходів.*
6. *Основні етапи та технології з утилізації твердих побутових відходів.*
7. *Правила лімітування підприємств щодо утворення та розміщення твердих відходів.*
8. *Основні принципи та шляхи вирішення проблеми твердих відходів на сучасному етапі.*

9. *Вилучення цінних компонентів ТПВ.*
10. *Закордонний досвід поводження з відходами.*
11. *Виробництво енергії з твердих побутових відходів.*
12. *Який потенційний дохід на тонну ТПВ.*

ВИКОРИСТАНІ ДЖЕРЕЛА

1. V. Dubrovin, M. Melnychuk. Agricultural & environmental engineering for Bioenergy Production / Proceedings of the 33TH CIOSTA & 5TH cigr Conference. – Reggio Colabria. –2009. –Vol. 2. –P. 1121-1123.

2. Серьогін О.О. Ресурсоощадні технології у харчовій промисловості [Електронний ресурс]: підручник. О.О. Серьогін, О.О. Осьмак, Д.В. Риндюк. –К.: НУХТ, 2018. –414 с.

3. Біопалива: Технології, машини, обладнання / В.О. Дубровін, М.О. Корчемний, І.П. Масло та інші К.: ЦТІ «Енергетика і електрифікація», 2004. –256 с.

4. Біоенергія в Україні – розвиток сільських територій та можливості для окремих громад: Науково-методичні рекомендації щодо впровадження передового досвіду аграрних підприємств Польщі, Литви та України зі створення новітніх об’єктів біоенергетики, ефективного виробництва і використання біопалив / За ред. Дубровіна В.О., Анни Гжибек та Любарського В.М. –Kaunas: IAE LUA, 2009. –120 с.

5. Г. Гелетуха, С. Кудря. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії. Україна // Зелена енергетика. –2005. –№ 18 –С. 8-10.

6. Серьогін О.О., Осьмак О.О., Риндюк Д.В. Енергозберігаючі технології в розрахунках і задачах: Навч. посіб. –К.: НУХТ, 2014. –256 с.

7. Горбунов Д.Е. Инновационный подход к производству альтернативных видов топлива из древесных отходов [Текст] / Д.Е. Горбунов // Инновационная деятельность. –2010. –№ 3. –С.75-77.

8. Калетник Г.М. Біопаливна галузь і енергетична та продовольча безпека України. / Г.М. Калетник. // Вісник аграрної науки. –2009. –№8. –С. 62-64.

9. Найда В.Г. Один из возможных вариантов решения проблемы современной энергетики [Текст] / В.Г. Найда // Вестник развития науки и образования. –2011. –№ 6. –С. 3-9.

10. Превращение органических отходов сельско сельского хозяйства в топливо для альтернативной энергетики [Текст] / С.М. Абрамов [и др.] // Хранение и переработка сельхозсырья. –2010. –№ 1. –С. 8-11.

11. Серьогін О.О. Енерго- і ресурсоощадні технології: конспект лекцій з дисципліни «Енерго- і ресурсоощадні технології» для студентів напряму підготовки 0917 «Харчова технологія та інженерія» для денної та заочної форм навчання. / О.О. Осьмак, О.О. Твердохліб, Д.В. Риндюк, –К.: НУХТ, 2011. –71 с.

12. Щербина О. М. Енергія для всіх: техн. довід. з енергоощад. та відновних джерел енергії / Олександр Щербина. – Вид. 4-е, доп. і перероб. – Ужгород: Вид-во Валерія Падяка, 2007. –336 с.

13. Яковлев С.В., Воронов Ю.В. Водоотведение и очистка сточных вод: Учеб. для вузов. –М.: АСВ, 2004. –704 с.

14. Національна стратегія поводження з твердими побутовими виходами в Україні // Звіт про існуючу ситуацію в секторі та стратегії питання. –К.: 2004 р.

15. Кюрчев В.М. Альтернативне паливо для енергетики АПК: посібн. / Кюрчев В.М., Дідур В.А, Грачова Л.І. ; за ред. В.А. Дідура. –К.: Аграрна освіта, 2012. –416 с.

16. Дубровін В.О. Розвиток технологій використання рослинницької продукції на енергетичні потреби в Україні / В.О. Дубровін // Аграрна наука і освіта. –2004. –Т.5. –№ 1-2. –С. 86-91.

17. Воротников И.Л., Петров К.А., Кононыхин В.В. Ресурсосбереающее развитие перерабатывающих отраслей АПК // Экономика с.-х. и перераб. предприятий. –2010. –№10. –С. 21-23.

18. Горохов Д.Г., Бабурина М.И., Иванкин А.Н. Биодизельное топливо из животных жиров // Мясная индустрия. –2008. –№ 11. –С. 60-63.

19. Кузьмина Р.И., Штыков С.Н., Панкин К.Е. и др. Высокотемпературная переработка пищевых отходов // Пищевая пром-сть. –2010. –№ 7. –С. 20-21.

20. Лебедев Е.И. Безотходные технологии пищевых производств. –М: Пищепромиздат. –2002. –352 с.

21. Мхитарян Г.А., Леснов А.П., Ткаченко В.М. Современные технологии переработки свекловичного жома // Сахарная свекла. –2009. –№ 2. –С. 33-35.

22. Чичкин А. Комплексная переработка отходов сельского хозяйства // Техника и оборуд. для села. –2010. –№ 7. –С. 29-30.

23. Алхасов А. Б. Электроэнергетическое освоение геотермальных ресурсов осадочных бассейнов [Текст] / А. Б. Алхасов, Д. А. Алхасова // Теплоэнергетика. – 2011. – № 2. – С. 59-66.

24. Арндт Е. Возобновляемые источники энергии в Германии: проблемы и перспективы [Текст] / Е. Арндт // Инновации+Паблисити. –2010. –№ 2. –С.30-31.

25. Ахтямов Ф. Г. Универсальный котел на альтернативных видах топлива [Текст] / Ф. Г. Ахтямов // Промышленная энергетика. –2010. –№ 9. –С. 59-62.

26. Baer G.Ya., Yemets A.I., Stadnichuk N.A., Ya B.Blume, Rakhmetov D.B. Somaclonal Variability As a Source for Creation of New Varieties of Finger Millet (Eleusine coracana (L.) Gaertn.) //Cytology and genetics Volume 41, Number 4. Allerton Press. –2007. –P. 204-208.

27. Беляков А.И. Альтернативные перспективы [Текст] / А.И. Беляков, А.А. Корчевский, В.Е. Спинко // Академия Энергетики. –2010. –№ 1. –С. 50-54.

28. Богданович В.П. Перспективы использования альтернативного топлива в сельском хозяйстве [Текст] / В.П. Богданович, Н.В. Шевченко // Техника в сельском хозяйстве. –2012. –№ 5. –С. 38-40.

29. Боровков В.М. Разработка технических предложений по созданию газогенераторной паротурбинной электростанции, сжигающей растительную биомассу [Текст] / В.М. Боровков, В.В. Сергеев, А.С. Алешина // Промышленная энергетика. –2010. –№ 4. –С. 50-53.

30. Бутузов В.А. Воздушные солнечные коллекторы [Текст] / В.А. Бутузов // Промышленная энергетика. –2012. –№ 10. –С. 53-55.

31. Бутузов В.А. Геотермальная система теплоснабжения: первый этап строительства [Текст] / В.А. Бутузов, Г.В. Томаров // Промышленная энергетика. –2011. –№ 8. –С. 51-54.

32. Веденев А.Г. Биогазовые технологии установки в Кыргызской Республике. / А.Г. Веденев, Т.А. Веденев, –Бишкек: Евро. –2006. –90 с.

33. Возобновляемая энергетика в энергобалансе страны [Текст] / С.М. Карабанов [и др.] // Альтернативная энергетика и экология. –2010. –№ 2 (82). –С. 55-59.

34. Волков А. Возобновляемый мир [Текст] / А. Волков // Знание-сила. – 2010. –№ 8. –С. 4-10.

35. Гелетуха Г.Г., Железная Т.А., Жовмир Н.М., Матвеев Ю.Б. Современное состояние и перспективы развития биоэнергетики в Украине // Промышленная теплотехника. –2005. –Т. 27. –N 1. –С. 78-85.

36. Гелетуха Г.Г., Железная Т.А. Анализ основных положений «Энергетической стратегии Украины на период до 2030 года» // Промышленная теплотехника. –2006. –Т. 28. –N 5. –С. 82-92.

37. Говорушко С. М. Экологические последствия использования энергии океана [Текст] / С. М. Говорушко // Альтернативная энергетика и экология. – 2011. –№ 1 (93). –С. 51-57.

38. Долинский А.А., Драганов Б.Х., Дубровин В.А. Оптимизация технических систем методами эксергоэкономики // Промышленная теплотехника. –Т.25. –2003. –№5. –С 4.

39. Dubrowin W. Perspektywy rozwoju technologii wykorzystania odnawialnych zrodel energii na Ukrainie // Inzynieria Rolnicza.- Warszawa: IBMER, 2004. –N 1(56). – P. 127- 136.

40. Ершова Е.В. Твердотельные солнечные батареи [Текст] / Е.В. Ершова, К.Г. Овакимян, Д.В. Григорьев // Нано- и микросистемная техника. –2010. –№12. –С. 41-45.

41. Geletukha G. and others. A Review and Harmonisation of Biomass Resource Assessments // Proceedings of 17th European Biomass Conference & Exhibition «From Research to Industry and Markets». – Hamburg, Germany, 2009. –P. 364-368.

42. Желих В.М. Нетрадиційні джерела енергії. / О.Т. Возняк, Ю.С. Юркевич, –Львів: В-во НУ «Львівська політехніка». –2009. –83 с.

43. Круковский Л.Е. Энергетическая установка по использованию солнечной энергии [Текст] / Л.Е. Круковский, В.В. Торшин // Изобретательство. –2010. –Т. 10. –№ 6. –С. 37-41.

44. Кудря С.А. Предпосылки, стимулы и перспективы развития ветроэнергетики в Европе и в Украине [Текст] / С.А. Кудря, Б.Г. Тучинский // Альтернативная энергетика и экология. –2011. –№ 8 (100). –С. 29-37.

45. Кузнецов Н. П. Опыт использования ветровых электрических установок в Украине [Текст] / Н. П. Кузнецов, Б. Г. Сахно, С. А. Кудря // Альтернативная энергетика и экология. – 2011. – № 8 (100). – С. 50-53.

46. Мельничук М., Дубровін В., Мироненко В. Виробництво і використання твердих і рідких біопалив в умовах агропромислового виробництва. –Науковий вісник НАУ. –К.:НАУ. –2008. –№125. –С. 247-250.

47. Миркин Б.М. Глобальные тенденции развития энергетики. Нетрадиционная энергетика [Текст] / Б.М. Миркин, Л.Г. Наумова // Биология в школе. –2011. –№ 4. –С. 44-51.

48. N. Zhovmir, G. Geletukha, T. Zhelyezna, Yu. Matveev. Prospects for Bioenergy Development in Ukraine and New Possibilities in the Frame of Kyoto Protocol Mechanisms // Proceedings of the World Bioenergy Conference and exhibition on biomass for energy. –Jonkoping, Sweden. –2006. –P. 204 - 209.

49. P. Jevic, V. Dubrovin, P. Hutla, Z. Sediva. Agrami bioprodukty jako udrzitelny zdroj surovin a obnovitelnych paliv soucasny stav a vyvoj / Co se zbytkovou biomasou v zemedelstvi - hnojivo, energie, suroviny. –Praha: VUZT. –2009. –N1. –P. 25-33.

50. Потенциал и перспективы использования возобновляемых источников энергии в Украине [Текст] / Н.М. Мхитарян [и др.] // Альтернативная энергетика и экология. –2011. –№ 8 (100). –С. 150-163.

51. Превращение органических отходов сельского хозяйства в топливо для альтернативной энергетики [Текст] / С.М. Абрамов [и др.] // Хранение и переработка сельхозсырья. –2010. –№ 1. –С. 8-11.

52. Рахметов Д.Б., Кудренко И.К., Рахметова С.А. Щавнат – новая многолетняя культура. –К.: Нора-Друк, 2003. –26 с.

53. Rachmetov D.B., Ust'ak S., Ust'akovä M. Perennial spinach-sorrel hybrid - schavnat as a new perspective multipurpose crop /VIII ESA Congress. - Copenhagen. –2004. –P.32-40.

54. Reskoske J.E. Стратегия возобновляемых энергоресурсов и разработка технологий [Текст] / J.E. Reskoske // Нефтегазовые технологии. –2011. –№ 7. – P. 94-95.

55. Сиротюк М.І. Поновлювані джерела енергії : навч. посіб. / за ред. С.І. Кукурудзи ; Львівськ. нац. ун-т ім. І. Франка. –Л. : Вид. центр ЛНУ ім. І. Франка. –2008. –248 с.

56. Скляр О.Г. Основи біогазових технологій та параметри оптимізації процессу зброджування. / О.Г. Скляр, Р.В. Скляр. // Праці Таврійського держ. агротехнол. ун-ту. –Мелітополь: 2009. –Т1, Вип. 9. –С 20-30.

57. Товажнянський Л.Л. Паливно-енергетичний комплекс. Стратегія розвитку : навч. посіб. / Л.Л. Товажнянський, Б.О. Левченко ; Нац. техн. ун-т «Харк. політехн. ін-т». –Х. : ХПІ. –2009. –400 с.

58. Цыганков С.П., Новак А.Г., Куличкова А.И. Использование побочных продуктов производства биоэтанола для получения энергии // Відновлювана енергетика. –2009. –№ 2 (17). –С. 74-77.

59. Щербина О.М. Енергія для всіх: техн. довід. з енергоощад. та відновних джерел енергії / Олександр Щербина. –Вид. 4-е, доп. і перероб. –Ужгород: Вид-во Валерія Падяка, 2007. –336 с.

ЗМІСТ

стор.

Вступ **3**

1. Способи виробництва електричної енергії з сонячного випромінювання **6**

1.1. Стисла характеристика становлення сонячної енергетики 6

1.2. Потенціал використання сонячної енергетики в Україні 8

1.3. Сонячні батареї 11

1.4. Ресурси сонячної енергетики 12

1.5. Безмашинні електроустановки на сонячній енергії 14

1.6. Фотоелектричні перетворювачі 16

1.7. Сонячне теплопостачання 22

1.8. Геліоустановки 24

1.9. Технологічні аспекти 31

1.10. Методика розрахунку та компоновки обладнання 36

2. Новітні технології використання електроенергії з фотоелементів **45**

2.1. Загальні відомості 45

2.2. Основні принципи роботи та будова сонячних елементів 49

2.3. Сонячні елементи нового покоління 60

2.4. Переваги використання сонячних батарей 65

3. Концентруючі сонячні колектори, сонячні опалювальні установки **68**

3.1. Сонячні водонагрівальні установки 68

3.2. Системи сонячного теплопостачання промислових підприємств 79

3.3. Архітектурно-конструктивні особливості сонячних будинків 93

3.4. Геліосистеми охолодження та теплоохолодження будинків 101

3.5. Плавальний басейн з сонячним обігрівом 109

4. Енергетичний потенціал та ефективність роботи вітрових електростанцій 115
4.1. Стисла характеристика розвитку вітроенергетичної галузі 115
4.2. Сучасний стан розвитку вітроенергетичної галузі 120
4.3. Потенціал використання вітроенергетики в Україні 122
5. Гідроенергетика, накопичувальні та припливні електростанції 138
5.1. Загальна характеристика 138
5.2. Види пристроїв гідроелектростанції і гідротурбін 139
5.3. Основні показники гідрологічних розрахунків 148
5.4. Розрахунок гідроелектростанції малої потужності 150
5.5. Стисла характеристика розвитку гідроенергетичної галузі 154
6. Джерела геотермальної енергії 160
6.1. Загальні поняття та характеристика 160
6.2. Світовий потенціал геотермальної енергії та перспективи його використання 162
6.3. Потенціал геотермальної енергії України 165
6.4. Переваги та недоліки використання геотермальної енергії 169
6.5. Обладнання для перетворення геотермальної енергії 171
6.6. Технологічні аспекти освоєння геотермальних ресурсів 175
6.7. Розрахунок систем геотермального теплопостачання 176
6.8. Стисла характеристика розвитку геотермальної енергетики 187
7. Енергія біомаси 193
7.1. Біомаса, види та основні характеристики 195
7.2. Світовий досвід енергетичного використання біомаси 197
7.3. Місце біоенергетики в паливно-енергетичному комплексі України 201
7.4. Законодавча база розвитку біоенергетики в Україні 203
7.5. Енергетичний потенціал біомаси в Україні та його використання 206

7.6. Техніко-економічні аспекти технологій виробництва енергії з біомаси 211
8. Деревина та солома як біопаливо 223
8.1. Види твердого біопалива 223
8.2. Виробництво твердого біопалива 225
8.3. Загальна характеристика процесу гранулювання та біопаливний потенціал України 232
8.4. Якісні характеристики виробництва гранул та брикетів 236
8.5. Технологічні схеми виробництва твердого біопалива 241
8.6. Обладнання для подрібнення біосировини 242
8.7. Обладнання для сушіння біосировини 246
8.8. Преси для гранулювання біопалива 252
8.9. Обладнання для брикетування 259
9. Розрахунок обладнання для виготовлення брикетів з соломи 265
9.1. Властивості та технологія виготовлення гранульованого та брикетованого біопалива 265
9.2. Основні характеристики біопалива 272
9.3. Стандарти біопалива 273
9.4. Обладнання для виготовлення палива з соломи та твердих рослинних відходів 275
9.5. Вплив конструктивних параметрів пресового обладнання на процес виготовлення твердого біопалива 288
10. Біогазові установки в харчовій промисловості 292
10.1. Виробництво та використання біогазу 292
10.2. Виробництво та використання біометану 302
11. Виробництво синтез-газу на харчовому підприємстві 317
11.1. Історія розвитку газифікації твердого органічного палива 317
11.2. Теоретичні основи процесу газифікації рослинної біомаси 319

11.3. Будова та принцип роботи газогенераційної енергетичної установки 330
11.4. Розрахунок процесу газифікації рослинної біомаси за допомогою газогенераційної енергетичної установки 331
12. Електростанції, які працюють на біомасі та комунальних відходах 341
12.1. Характеристика та проблеми утилізації твердих побутових відходів 341
12.2. Екологічні аспекти проблеми утворення твердих промислових відходів та шляхи її вирішення 350
12.3. Знешкодження та захоронення твердих промислових відходів 356
12.4. Основні етапи та технології з утилізації твердих побутових відходів 360
12.5. Правила лімітування підприємств щодо утворення та розміщення твердих відходів 366
12.6. Основні принципи та шляхи вирішення проблеми твердих відходів на сучасному етапі 371
12.7. Вилучення цінних компонентів ТПВ. Закордонний досвід поводження з відходами 372
12.8. Виробництво енергії з твердих побутових відходів 377
12.9. Потенційний дохід на тонну ТПВ 380
Використані джерела 387
Зміст 393

Електронне навчальне видання

Балюта Сергій Миколайович
Люлька Дмитро Миколайович
Серьогін Олександр Олександрович
Осьмак Олексій Олексійович

Альтернативні джерела енергії в системах електропостачання

Підручник

Подано в авторській редакції

НУХТ 01601 Київ-33, вул. Володимирська, 68
elibrary.nuft.edu.ua
Свідоцтво про реєстрацію серія ДК №1786 від 18.05.2004 р.