

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Національний авіаційний університет

В.М.СИНЄГЛАЗОВ, О.А.ЗЕЛЕНКОВ,

Ш.І.АСКЕРОВ, Б.І.ДМИТРЕНКО

**ВІДНОВЛЮВАЛЬНА
ЕНЕРГЕТИКА**

Навчальний посібник

Київ 2015

УДК 621.311.2 (075.8)

ББК 3 15я7

С 382

Рецензенти:

В.И.Скуріхін – д-р техн. наук, проф., акад. НАНУ

В.В.Васильєв – д-р техн. наук, проф., чл.-кор. НАНУ

*Рекомендовано на засіданні вченої ради
Інституту інформаційно-діагностичних систем
Національного авіаційного університету
(протокол № 6 від 31.05.2015 р.)*

Синеглазов В. М. Відновлювальна енергетика: навчальний посібник / В. М. Синеглазов, О. А. Зеленков, Ш. І. Аскеров, Б. І. Дмитренко – К.: НАУ, 2015. – 278 с.

В навчальному посібнику розглянуті питання застосування альтернативної енергетики, що використовує сонячне випромінювання, енергію вітру та геотермальну енергію. Аналізуються фізичні основи перетворення енергії відновлювальних джерел в електричну енергію, розглянуті питання розрахунку вітроенергетичних установок з горизонтальною та вертикальною віссю обертання, сонячних та геотермальних електричних установок.

Для студентів напрямку підготовки «Електротехніка та електротехнології» вищих навчальних закладів.

УДК 621.311.2 (075.8)

ББК 3 15я7

ISBN 978-966-598-586-0

© В.М.Синеглазов,

О.А.Зеленков,

Ш.І.Аскеров,

Б.І.Дмитренко, 2015

© Видавництво «Освіта України», 2015

ВСТУП

До відновлювальних джерел енергії відносяться: енергія сонця, енергія вітру, енергія води, в тому числі енергія стічних вод (за виключенням випадків використання такої енергії на гідроакumuлюючих електроенергетичних станціях), енергія припливу, енергія хвиль водних об'єктів, в тому числі водоймищ, рік, морів, океанів; геотермальна енергія з використанням природних підземних теплоносіїв, низько потенціальна теплова енергія землі, повітря, води з використанням спеціальних теплоносіїв; біомаса, яка включає спеціально вирощені рослини для отримання енергії, в тому числі дерева, а також відходи виробництва та споживання, за виключенням відходів, отриманих в процесі використання вуглеводневої сировини та палива; біогас та гас, що виділяється відходами виробництва та споживання на звалищах таких відходів, гас, який утворюється на вугільних розробках.

Обсяги енергії із відновлювальних джерел та існуючі технології вже сьогодні дозволяють повністю забезпечити людство необхідною енергією.

На жаль, не всі можливі технології екологічно вигідні сьогодні. Тому для оцінки можливостей відновлювальної енергетики використовують таке поняття, як економічний потенціал. Так, в Україні економічний потенціал такої енергетики становить біля 30 %. Інакше кажучи, майже третина необхідної енергії ми могли б отримувати завдяки відновлювальним джерелам економічно доступними способами.

Сучасна установлена потужність електростанцій світу становить біля 4000 ГВт.

У людства є єдиний реальний шлях вирішення проблеми енергетичної безпеки і спасіння клімату – перехід на відновлювальні джерела енергії при активному застосуванні енергозберігаючих технологій.

Технології, фінансові ресурси для такого переходу в найближчому майбутньому є.

Здійснити сценарій Грінпіс (Greenpeace) цілком реально. Наприклад, Китай до 2020 року планує підвищити частку

відновлювальної енергетики до 15 %, Єгипет – до 20 %, Євросоюз – до 30 %, Росія – до 4,6 %, Україна – до 19 % (до 2030 року).

Україна планує збільшити в чотири рази використання нетрадиційних джерел енергії з 11 млн т н.е. (млн тонн нафтового еквіваленту) до 40,4 млн т н.е. в 2030 році. Така ініціатива вимагатиме інвестицій в енергетичний сектор понад 8 млрд євро. Найбільше зростання очікується у використанні сонячної енергетики, вітряних електростанцій та низько потенційного тепла.

Прийнята стратегія передбачає розвиток відновлювальної енергетики у відповідності з принципами Європейської стратегії. Україна встановлює ряд пільг для стимулювання розвитку та використання альтернативної енергетики.

Основною проблемою, що перешкоджає використанню сонячної (в Україні понад 300 сонячних днів в році) та вітрової енергії, є висока питома вартість їх виготовлення в порівнянні з традиційними джерелами енергії. Як показує світова практика, ця вартість на сьогодні залишається високою навіть за умови переходу держави до світових цін і тарифів на традиційні джерела енергії. Основною перешкодою для широкого розповсюдження альтернативних джерел енергії є їх більш низька економічна ефективність у порівнянні з традиційними джерелами, а також в деяких випадках неможливість їх використання без комбінації з традиційними джерелами для забезпечення безперебійного енергопостачання.

Український уряд впроваджує проекти енергозбереження та розвитку нових енергозберігаючих технологій і активно співпрацює з фінансовими інститутами та міжнародними організаціями, такими як NEFCO, ADEME, IFC, Європейський банк реконструкції та розвитку, Світовий банк та інші.

В даному навчальному посібнику розглянуті основні способи отримання електричної та теплової енергії від сонячного випромінювання, питання перетворення кінетичної енергії вітру, а також основні принципи перетворення теплової енергії земних надр.



1 КЛАСИФІКАЦІЯ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ТА ПРИНЦИПИ ПЕРЕТВОРЕННЯ ЕНЕРГІЇ

1. 1 Класифікація відновлювальних джерел енергії

Енергетика – це галузь науки і промисловості, яка включає генерування, перетворення, передачу і використання різних видів енергії.

У фізиці поняття «енергія» введено як назву деякої загальної міри різних форм руху матерії, які мають властивість перетворюватися з одного виду в інший.

Усі енергетичні ресурси на Землі, які є продуктами безперервної діяльності Сонця, можуть бути поділені на дві основні групи:

– акумульовані природою, у більшості випадків не поновлювальні (нафта, кам'яне та буре вугілля, сланці, торф і підземні гази, термоядерна і ядерна енергія);

– не акумульовані, які постійно поновлюються (сонячне випромінювання, вітер, річки, морські хвилі та припливи, внутрішнє тепло Землі).

Поновлювальними джерелами енергії називаються ресурси енергії, що постійно і циклічно поновлюють енергетичну цінність і можуть бути перетворені на корисну роботу. Іншими словами, поновлювальні джерела енергії оновлюються постійно, без часових обмежень, та мають певний потенціал.

У загальному випадку сонячна діяльність утворює схему теплового балансу Землі, рис. 1.1. Щільність потоку енергії від Сонця на відстані однієї астрономічної одиниці дорівнює близько 1367 Вт / м^2 (*сонячна постійна*). Усереднений за часом і по поверхні Землі цей потік становить 341 Вт / м^2 , або $1,74 \times 10^{17} \text{ Вт}$ в розрахунку на повну поверхню Землі.

Результатами прямої сонячної діяльності є тепловий ефект і фотоефект, внаслідок чого Земля отримує теплову енергію та світло. Результатом побічної діяльності Сонця є відповідні ефекти в атмосфері, гідросфері та геосфері, що викликають появу вітру, хвиль, зумовлюють течію річок, створюють умови для збереження внутрішнього тепла Землі.

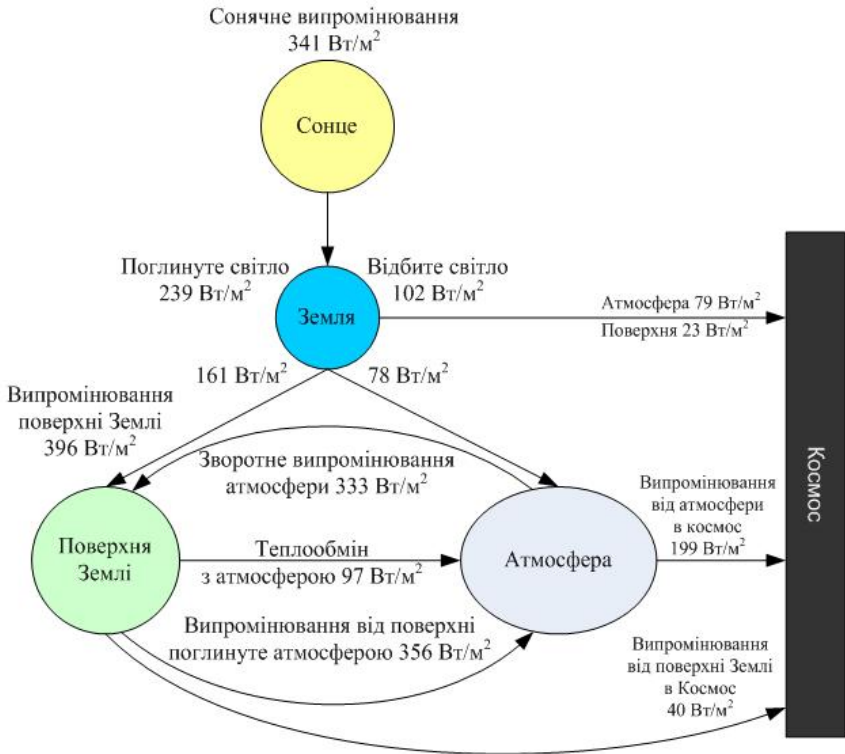


Рис 1.1. Тепловий баланс Землі

Енергія сонця – один із невичерпних і екологічно чистих джерел енергії. Кількість енергії, що надходить на Землю від Сонця є дуже великою, майже в 13 тис. разів більша від сумарної енергії, яка виробляється на сьогодні в світі. Є різні шляхи використання цієї енергії: безпосереднє перетворення в теплову або електричну енергію, використання таких непрямих видів сонячної енергії, як енергія вітру і води, фотосинтез.

Енергія вітру – перетворена форма сонячної енергії. Вітер виникає через різницю в температурі нагрівання континентів і морів, полюсів і екватора, тобто через різницю тисків між окремими тепловими зонами, а також через силу Коріоліса, пов'язану з обертовим рухом Землі. Відомо, що близько 1–2 % сонячної енергії, що досягає поверхні Землі, перетворюється на кінетичну енергію віт-

ру, яка складає близько 2700 ТВт. Приблизно 25 % цієї енергії припадає на стометрову товщину шару атмосферного повітря, що оточує безпосередньо поверхню Землі. Щоб найкраще використати енергію вітру, необхідно досконало розуміти добові та сезонні зміни напрямку вітру, зміну швидкості вітру в залежності від висоти над поверхнею землі, кількість поривів вітру за короткі відрізки часу, а також статистичні дані хоча б за останні 20 років. Ресурси енергії вітру є невичерпними, оскільки виникнення вітрів постійно підтримується сонячною енергією.

Геотермальна енергія – енергія земних надр, яка знаходиться в твердих породах Землі і підземних водах. Тепло в земних надрах є первинним теплом, що виникло в процесі формування нашої планети, а також – теплом, що надходить з розпаду радіоактивних елементів, таких як уран, торій та радіаційний калій. З наближенням до центру Землі температура збільшується (близько $25^{\circ}\text{C} / \text{км}$), в ядрі Землі вона становить понад 6000°C . Кількість тепла, накопичена в земних надрах є дуже великою і складає близько 35 ТВт на 10 км, що в 50 000 разів перевищує кількість тепла, накопичену у всіх родовищах природного газу у світі.

Гідроенергія – енергія річок та океанів, як і енергія вітру, людство ще здавна використовувало для отримання механічної енергії, а починаючи з ХХ ст. і як джерело електроенергії. Використання енергії природного руху, тобто течії, водних мас у руслових водотоках, руху приливів та руху хвиль. Найчастіше використовується енергія падаючої води. До середини ХІХ ст. для цього застосовувалися водяні колеса, які перетворюють енергію падаючої води в механічну енергію обертового вала. У світі побудовано велику кількість гідроелектростанцій, які виробляють до 5 % від загальної електроенергії, причому в деяких країнах частка електричної енергії, виробленої на гідроелектростанціях, значно вища. В Україні, на Дніпрі, побудовано каскад з шести гідроелектростанцій. Слід зазначити, що в останні роки будівництво гідроелектростанцій у світі значно скорочено внаслідок відсутності сприятливих умов.

Біоенергія – галузь електроенергетики, заснована на використанні біопалива, яке створюється на основі використання біомаси. До біомаси відносять усю рослинну субстанцію та відходи тваринницьких ферм. Використовують біомасу в енергетичних цілях для виробництва тепла, електроенергії і палива. Щорічно приріст біо-

маси у світі оцінюється в 200 млрд т (в перерахунку на суху речовину), що енергетично еквівалентно 80 млрд т нафти. Одним із джерел біомаси є ліси. Під час переробки деревини 3...4 млрд т складають відходи, енергетичний еквівалент яких становить приблизно 1,2 млрд т нафти. Світова потреба в енергії (11 млрд т у. п.) становить тільки 12 % енергії щорічного світового приросту біомаси. Частка біомаси, яка використовується для одержання енергії, постійно знижується, що можна пояснити порівняно низькою теплотою згоряння біомаси, внаслідок високого вмісту в ній води.

Основні переваги відновлювальної енергетики очевидні – вона є практично невичерпним джерелом енергії, її потенціал постійно відновлюється, і тому термін використання необмежений, екологічно чиста відновлювальна енергія знаходиться в будь-якому місці планети і має високі показники віддачі енергії, оскільки відсутні затрати на розвідування, добування палива, транспортування, збереження, побудова очисних споруд та багато іншого.

Разом з перевагами відновлювальні джерела енергії мають важливі недоліки:

- мала густина потоку енергії, що викликає необхідність у великих поверхнях для її переробки;
- значна нерівномірність вироблення енергії залежно від часу доби та пори року, що в свою чергу потребує застосування складних та дорогих систем акумулювання енергії або дублювання потужностей за рахунок традиційних енергоресурсів;
- нерівномірність розташування енергетичних установок, оскільки вони можуть ефективно використовуватись тільки в районах, що мають найбільш сприятливу концентрацію сонячної та вітрової енергії.

1.2 Фізичні основи перетворення енергії вітру

Енергія вітру є вічно поновлювальною й невичерпною, поки існує Сонце. Вітер утворюється на Землі в результаті нерівномірного нагрівання її поверхні Сонцем. Вітроенергетика – галузь відновлювальної енергетики, яка спеціалізується на використанні кінетичної енергії вітру. Засобами отримання енергії вітру є вітрогенератори (вітрогенератори, вітрові установки), які об'єднують у так звані вітроелектростанції (ВЕС).

Енергія вітру на земній кулі оцінюється приблизно в (175...220) 10^3 ТВт год / рік (1 ТВт = 10^{12} Вт), що відповідає сумарній потужності вітрової енергії, кВт:

$$P = \frac{(175 - 220) \cdot 10^3 \cdot 10^{12}}{365 \cdot 24} = (20 - 25) \cdot 10^9,$$

яка приблизно в 2,5 рази більше сумарних витрат енергії на планеті, але вважається, що на практиці можна використати лише 5 % цієї величини.

Енергія вітру – це частина сонячної енергії, яка досягає зовнішніх шарів земної атмосфери, перетворюється на кінетичну енергію частинок повітря, які рухаються, тобто вітру. Кінетична енергія вітрового потоку дорівнює:

$$W = \frac{mv^2}{2},$$

де m – маса повітря, що рухається; v – швидкість вітру, м / с.

Як вже відмічалось енергія вітру має специфічні особливості: малу концентрацію, віднесену до одиниці об'єму повітряного потоку, та випадковий характер зміни швидкості. Але з іншого боку, таке джерело енергії має широке розповсюдження, а економічна ефективність технічних засобів дозволяє використовувати його для забезпечення енергією споживачів у важкодоступних районах, віддалених від джерела централізованого енергопостачання. Потужність вітровою потоку визначається як:

$$P = \frac{A}{t} = \rho \frac{Sv^3}{2},$$

де t – час, протягом якого виконується робота W ; ρ – густина повітря; S – площа, яку перетинає вітровий потік; v – швидкість вітру.

Вітрове колесо теоретично може перетворити потужність потоку повітря, що проходить через площу перерізу, яка їм охоплюється, у потужність на його валу з коефіцієнтом корисної дії (ККД), значення якого дається критерієм Бетца (див. нижче):

$$\eta_b = \frac{P_{\text{вк}}}{P_{\text{п}}} = \frac{16}{27} = 0,59,$$

де $P_{\text{БК}}$ – потужність вітроколеса; $P_{\text{П}}$ – потужність вітрового потоку.

Очевидно, що ККД реальних вітрових коліс є нижчим, і для найкращих їх варіантів (з економічної точки зору) досягає максимальних значень 0,45.

В цілому потужність вітроагрегата $P_{\text{БК}}$ визначається співвідношенням:

$$P_{\text{БК}} = \eta_{\text{в}} \eta_{\text{е}} \rho \frac{Sv^3}{2} = \eta_{\text{в}} \eta_{\text{е}} \rho \frac{\pi L^2 v^3}{2},$$

де $\eta_{\text{в}}$ – ККД вітродвигуна; $\eta_{\text{е}}$ – електричний ККД вітрогенератора і перетворювача (в межах 0,70...0,85); L – довжина лопаті.

Наприклад, вітрове колесо з довжиною лопаті 10 м при швидкості вітру 10 м / с може мати потужність на валу:

$$P_{\text{БК}} = \frac{0,45 \cdot 0,8 \cdot 1,29 \cdot 3,14 \cdot 100 \cdot 10^3}{2} \approx 73 \text{ кВт.}$$

Важливим аспектом використання вітроустановок є вартість електроенергії (грн / кВт · год), яка може бути підрахована за виразом:

$$C = \frac{KF}{0,25PT}.$$

де K – капітальні витрати; $F = 0,125$ – фактор поновлення витрат при гарантованому терміні дії установки 25 років; P – потужність установки; $T = 8760$ год / рік – кількість годин роботи установки за рік.

Для нормальної роботи вітрових двигунів швидкість вітру не повинна падати у середньому за рік нижче за 4...5 м / с, а краще, коли вона становить 6...8 м / с. Найбільш сприятливими регіонами для використання вітрової енергії є узбережжя морів і океанів, стеги, тундра, гірські райони. Найефективніше вітрова установка використовується у місцях, де відсутнє централізоване енергопостачання і достатній вітровий потенціал, немає таких перешкод, як висотні будинки та пагорби.

З усіх пристроїв, що перетворюють енергію вітру на механічну роботу, у переважній більшості використовуються лопатеві машини з горизонтальним валом, установленим за напрямком вітру, на-

багато рідше – пристрої з вертикальним валом. Турбіни з горизонтальною віссю і високим коефіцієнтом швидкохідності мають найбільше значення коефіцієнта використання енергії вітру (0,46...0,48). Вітротурбіни з вертикальним розташуванням осі менш ефективні (0,45), але не вимагають налаштування на напрямки вітру. Сьогодні запропоновано багато варіантів механізмів для отримання електричної енергії з вітру.

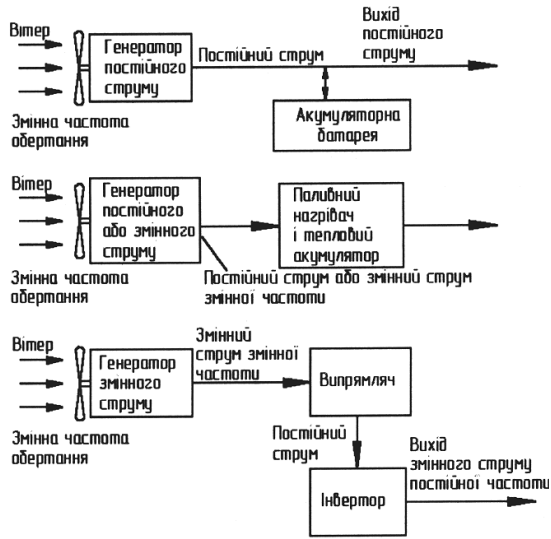
Сучасні вітроенергетичні установки – це складний автоматизований електромеханічний комплекс перетворення енергії вітру в електричну енергію. Головні елементи вітроагрегата – ротор (лопати), генератор, коробка передач, башта, система регулювання режимами роботи тощо, рис. 1.2.

Для акумулювання енергії у вигляді теплоти з використанням її для опалення приміщень можуть використовуватися вітроенергетичні установки (ВЕУ) змінної напруги зі змінною частотою (рис. 1.2, б) або ВЕУ постійної напруги (рис. 1.2, а), при цьому частота обертання вітрового двигуна не обов'язково повинна бути постійною. Використання випрямляючих пристроїв дає можливість отримати постійну напругу, яка може використовуватися безпосередньо або після інвертування в змінну напругу постійної частоти.

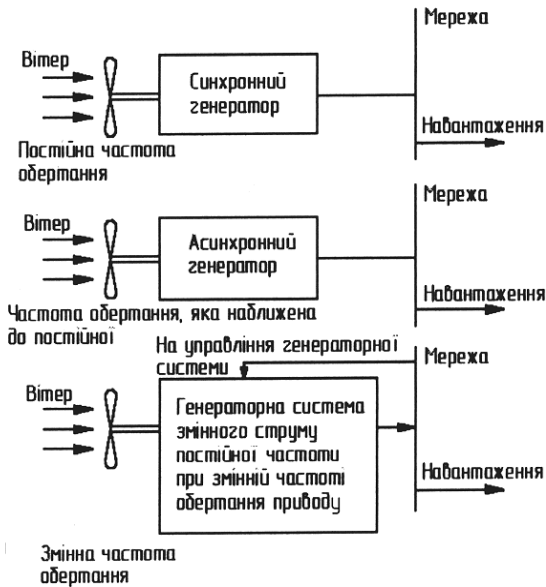
Генерування постійного струму відбувається нині практично тільки на малих ВЕУ потужністю не більше 1–10 кВт. В цьому випадку немає потреби в постійній частоті обертання вітрового двигуна і, як правило, використовуються акумуляторні батареї.

Вітроенергетичні установки середньої і великої потужності, як правило, працюють на електричну мережу (рис. 1.2, б). При цьому синхронний генератор знаходиться в синхронізмі з мережею в широкому діапазоні потужностей, що розвиваються вітровим двигуном. До недоліків такої схеми відносять те, що за визначених вітрових умов синхронна машина може переходити в режим двигуна і споживати енергію з мережі, а при різких поривах вітру з'являється ймовірність її випадання з синхронізму.

Використання асинхронного генератора як перетворювача значно перспективніше завдяки простоті конструкції, високій надійності в роботі, простоті схем ввімкнення на паралельну роботу з мережею.



a



б

Рис. 1.2. Схема генерування і використання електричної енергії при автономній (а) і мережевій (б) роботі вітроенергетичної установки

Критерій Бетца. Потужність на валу є енергією, яка втрачається в одиницю часу вітровим потоком, що взаємодіє з вітроколесом:

$$P_{\text{БК}} = 0,5m(v_0^2 - v_2^2),$$

де v_0 – швидкість набігаючого потоку; v_2 – швидкість потоку на виході вітроколеса; m – маса повітря, що проходить за одиницю часу.

Приймаючи, що

$$v_1 = \frac{(v_0 + v_2)}{2},$$

тоді,

$$0,5m(v_0^2 - v_2^2) = 0,5(v_0 - v_2)(v_0 + v_2) = mv_1(v_0 - v_2).$$

Очевидно, що швидкість повітряного потоку у площині вітроколеса не може бути менше половини швидкості набігаючого потоку. Маса повітря, що проходить через перетин S в одиницю часу (кг / с), дорівнює, як і раніше

$$m = \rho S v_1,$$

де ρ – густина повітря.

Зробимо заміну:

$$v_2 = 2v_1 - v_0.$$

Тоді можна записати, що

$$P_{\text{БК}} = \rho S v_1^2 (v_0 - v_2) = 2\rho S v_1^2 (v_0 - v_1).$$

Введемо поняття коефіцієнта гальмування потоку α як відносне зменшення у вітроколесі швидкості набігаючого потоку, тобто:

$$\alpha = \frac{v_0 - v_1}{v_0},$$

звідки

$$v_1 = (1 - \alpha)v_0.$$

Коефіцієнт α називають також коефіцієнтом індукції або збурення. Остаточнo можна записати:

$$P_{\text{БК}} = 2\rho S v_1^2 (v_0 - v_1) = 2\rho S v_0^3 \alpha (1 - \alpha)^2 = 0,5\rho S v_0^3 [4\alpha(1 - \alpha)^2].$$

Введемо поняття коефіцієнта потужності вітроколеса $C_{\text{вк}}$ як частку потужності набігаючого вітрового потоку P_0 , тобто:

$$C_{\text{вк}} = \frac{P_{\text{вк}}}{P_0}.$$

Враховуючи, що

$$P_0 = 0,5\rho S v_0^3,$$

отримуємо:

$$C_{\text{вк}} = 4\alpha(1-\alpha)^2.$$

Максимальне значення $C_{\text{вк}}$ можна отримати, якщо взяти похідну за коефіцієнтом α :

$$\frac{\partial C_{\text{вк}}}{\partial \alpha} = 4(1-\alpha)^2 + 4\alpha \cdot 2(1-\alpha) \cdot (-1) = 12\alpha^2 - 16\alpha + 4.$$

Прирівнюючи цей вираз до нуля, отримуємо, що максимальне значення $C_{\text{вк}}$ досягається при $\alpha = \frac{1}{3}$ (значення $\alpha = 1$ відкидаємо як тривіальне). Тоді

$$C_{\text{вк}}^{\text{max}} = 4 \cdot \frac{1}{3} \left(\frac{2}{3} \right)^2 = \frac{16}{27}.$$

Тобто, у кращому випадку, тільки трохи більше половини енергії вітрового потоку що набігає, можна використовувати у вітроустановці. Це пояснюється тим, що повітряний потік повинен володіти такою кінетичною енергією, щоб міг покинути околиці вітроколеса. Остання умова називається критерієм Бетца. Вона справедлива для будь-якої енергетичної установки, яку обтікає вільний потік рідини або газу.

Сьогодні вітроенергетика розвивається у 75 країнах світу, у 30 з них – інтенсивними темпами.

Якщо подивитися на сектор вітроенергетики в цілому, то він складає близько 2 % від вироблення усієї електроенергії у світі. Ці обсяги можуть дозволити забезпечити енергією таку країну як Ве-

ликобританія – шосту у світі за обсягами використання електричної енергії у світі.

Якщо говорити про Україну, то в рамках Комплексної програми будівництва вітрових електростанцій вже встановлено 87,5 МВт вітрових потужностей.

Однак, для України, відновлювальні джерела енергії мають стати такими ж значущими як, наприклад, отримання нафти чи газу. Вітчизняний вітровий потенціал має всі шанси збільшити обсяги вітрової енергії щонайменше до 12 % від загальної кількості, яка виробляється в Україні. Найбільш перспективними для розвитку такої енергетики є південні, східні і західні регіони держави: Крим, Донецький, Миколаївський, Одеський, а також деякі території Івано-Франківської та Львівської областей, рис. 1.3.

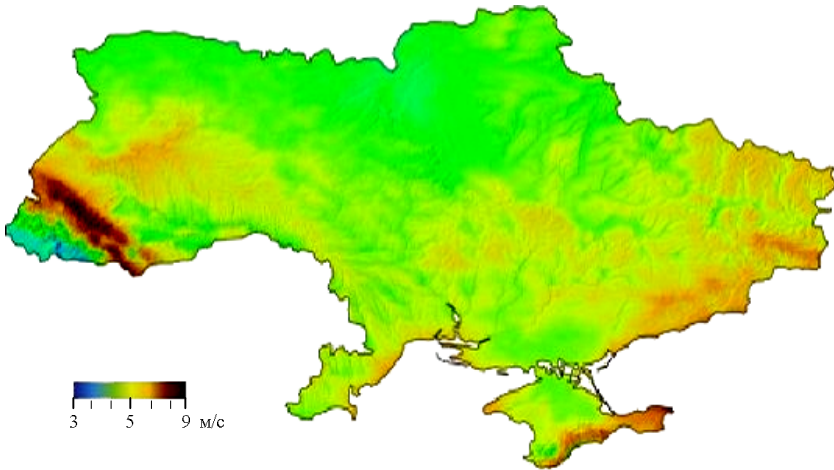


Рис. 1.3. Розподіл енергії вітру на території України

На початку 2011 року, на пільгових умовах, було ввезено в Україну обладнання для першої черги Новоазовської вітрової електростанції. В липні 2011 року відбулося урочисте відкриття нової електростанції із десяти введених в дію вітрових турбін загальною потужністю 25 МВт. У 2012 році потужність вітрової електростанції доведена до 57,5 МВт. Проектна потужність електростанції становить 107,5 МВт (планується встановити 43 вітрові турбіни Fuhrlander FL 2500/100 потужністю 2,5 МВт кожна). Зауважимо,

що на ділянці, де розташована ВЕС, раніше вже працювали вітрові двигуни загальною потужністю 21,8 МВт. Нині на цій ділянці працюють вітрові турбіни загальною потужністю 79,3 МВт.

Крім того, в 2011 році було введено в дію першу чергу вітрової електростанції ТОВ «Вітровий парк Очаківський» потужністю 25 МВт (10 вітрових турбін Fuhrlander FL 2500/100 потужністю 2,5 МВт кожна), а також встановлені турбіни потужністю 3 МВт виробництва компанії Vestas в Скадовському районі Херсонської області (ТОВ «Віндкрафт Україна»).

В 2012 році Донецька паливно-енергетична компанія збудувала першу чергу Ботієвської ВЕС потужністю 57 МВт. Отже, станом на жовтень 2012 року загальна потужність вітрових електростанцій України складає близько 249 МВт.

Встановлена потужність вітрових електростанцій у світі в 2011 році зросла на 41 ГВт і склала на кінець року 238 ГВт. Таким чином, потужність вітрових електростанцій зросла на 21 %, а середній темп зростання потужності вітрових електростанцій протягом минулих 10 років складає 26 %, рис. 1.4.

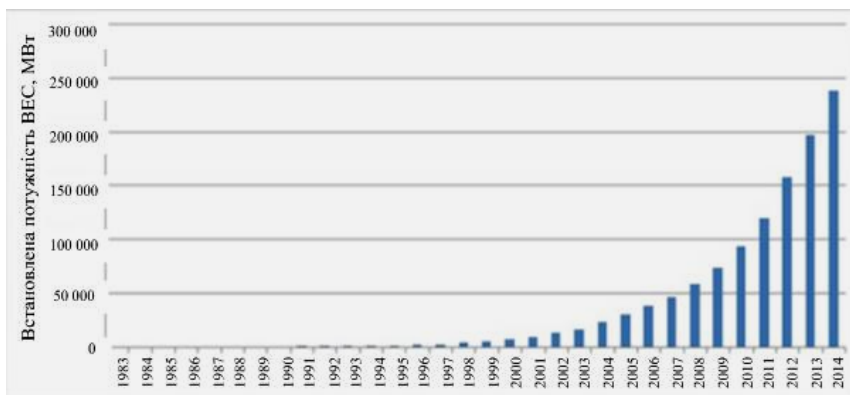


Рис. 1.4. Потужність встановлених вітрових електростанцій в світі

В 2012 році була встановлена рекордна кількість вітрових турбін за всю історію розвитку вітрової енергетики (рис. 1.5).

Лідером за швидкістю розвитку вітрової енергетики третій рік поспіль залишається Китай, де в 2012 році було встановлено 16 ГВт потужностей вітрових електростанцій. Загальна потужність ВЕС Китаю складає нині близько 63 ГВт або 26 % від загальної по-

тужності ВЕС світу. Частка США складає 20 %, Німеччини – 12 %, Іспанії – 9 %, а Індії – 7 %.

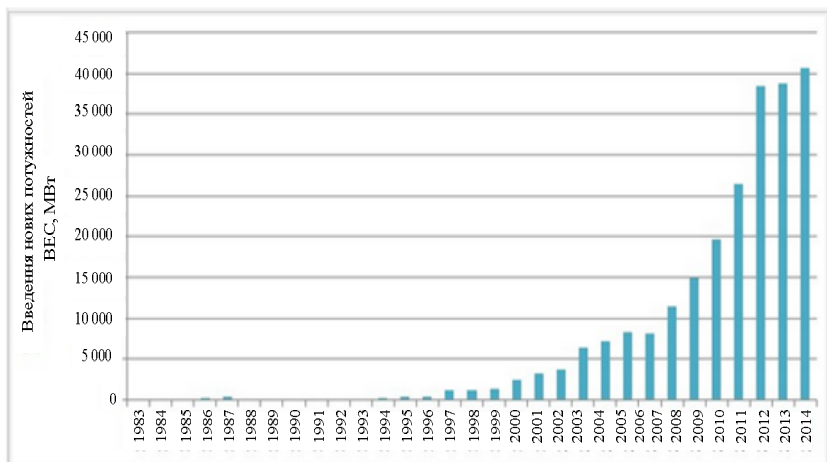


Рис. 1.5. Встановлення нових потужностей вітрових електростанцій

Карту потенціалу будівництва вітрових електростанцій України, яку складено на основі повідомлень в пресі в 2009–2012 р.р., показано на рис. 1.6.

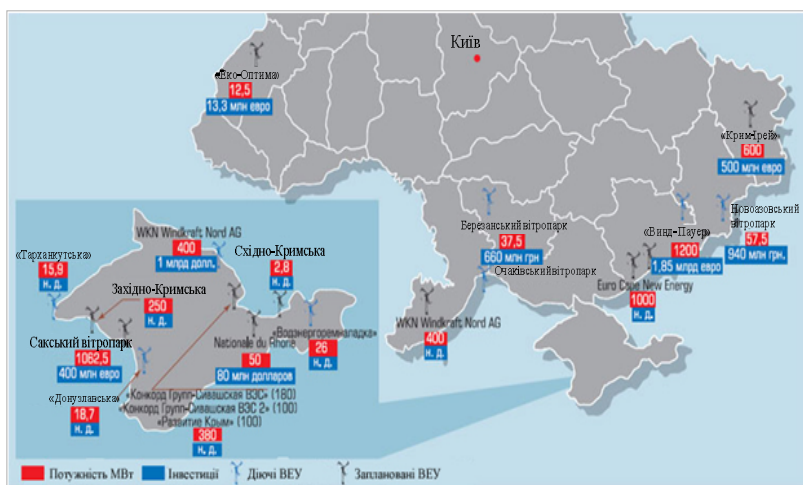


Рис. 1.6. Карта вітрових електростанцій України

Території, позначені на карті, є орієнтовними: в окремих випадках мова йде про будівництво ВЕС поблизу певного населеного пункту, в інших – це просто регіон чи певна його частина. Крім того, встановлена потужність перспективних ВЕС також досить орієнтовна й може вводитися в експлуатацію поступово. За орієнтовними підрахунками, заявлені проекти теоретично можуть довести встановлену потужність вітрових електростанцій в Україні до 3–4 тис. МВт.

Річний приріст енергії, що отримується останнім часом у Європі за допомогою вітроенергетичних установок перевищує 30 %. Таке потужне зростання обумовлено збільшенням кількості подібних установок і підвищенням їх потужностей.

1.3 Фізичні основи перетворення енергії сонця

Сонце є гігантським «термоядерним реактором», який працює на водні і щосекунди переробляє 564 млн т водню на 560 млн т гелію. Втрата 4 млн т маси дорівнює $91 \cdot 10^9$ ГВт-год енергії. За одну секунду виробляється енергії більше, ніж 6 млрд. АЕС змогли б виробити за рік. Завдяки захисній оболонці атмосфери лише частина цієї енергії досягає поверхні Землі.

Енергія, що йде від Сонця, розповсюджується у вигляді електромагнітного випромінювання, частина якого відбивається або поглинається атмосферою, хмарами. Та частина, яка досягає поверхні Землі, є сонячною радіацією.

Сонячна радіація – це електромагнітне випромінювання, що зосереджується в основному в діапазоні хвиль довжиною 0,28...3,0 мкм.

Сонячний спектр складають:

- ультрафіолетові хвилі довжиною 0,28...0,38 мкм, які є невидимими для людського ока і становлять приблизно 2 % сонячного спектра;
- світлові хвилі у діапазоні 0,38...0,78 мкм (380...780 нм), які становлять приблизно 49 % спектра;
- інфрачервоні хвилі довжиною 0,78...3,0 мкм, на частку яких припадає 49 % сонячного спектра.

Решта частина спектра відіграє незначну роль у тепловому балансі Землі і тому не врахована. Потужність сонячної радіації на 1 м^2 поверхні Землі дорівнює 1359 Вт / м^2 , ця величина є *сонячною сталою*.

Широтні зміни радіаційного балансу поверхні землі, які залежать від рівня радіації, температури, вологості повітря, вітру, опадів, є результатом обертання Землі навколо своєї осі і Сонця.

Якщо прийняти для орієнтовних розрахунків, що потужність сонячного випромінювання, яка припадає на 1 м^2 земної поверхні, становить близько 1 кВт , то на площу 10^4 км^2 вона дорівнюватиме 10 млрд кВт . Якщо ККД установок буде 10% , то на цій площі можна одержати потужність 1 млрд кВт .

Інженерна наука про безпосереднє використання сонячної енергії називається геліотехнікою.

Енергія сонця може бути перетворена в електричну (за допомогою напівпровідникових схем або прямим перетворенням) або у теплову (за допомогою теплових насосів).

Метод прямого перетворення сонячного випромінювання в електричну енергію є найбільш зручним для споживача, оскільки отримується найбільш використовуваний вид енергії. Крім того таке перетворення є екологічно чистим засобом одержання електроенергії на відміну від інших, які використовують органічне паливо або ядерну сировину. При прямому перетворенні сонячного випромінювання в електричну енергію використовуються відповідні напівпровідникові елементи.

Основою напівпровідникового сонячного елемента є пластина напівпровідника з $p-n$ переходом. Його робота заснована на явищі фотоефекту, суть якого полягає в тому, що кванти сонячного світла з енергією, більшою ніж ширина забороненої зони напівпровідника, поглинаються їм і створюють пари носіїв струму: електрони в зоні провідності та дірки у валентній зоні. Для просторового розподілу зарядів, а значить і виникнення електричного струму, необхідна наявність внутрішнього електричного поля у напівпровіднику. Таке поле існує в електронно-дірковому $p-n$ переході, в контакті метал-напівпровідник або в контакті двох різних напівпровідників (гетеропереходи).

Сонячний елемент з $p-n$ переходом та напрям руху фотогенерованих носіїв заряду схематично показані на рис. 1.7. Фотогенера-

ні в p -області електрони переміщуються електричним полем в n -область, і, навпаки, фотогенеровані в n -області дірки зміщуються в p -область. На омичних контактах l виникає різниця потенціалів, яка називається напругою холостого ходу U_{xx} . Якщо замкрити контакти, то через сонячний елемент потече струм короткого замикання $I_{кз}$. Для того, щоб елемент віддавав енергію в зовнішнє коло, до його контактів приєднують навантаження R_H . Таким чином, можна вважати, що сонячний елемент виконує роль помпи, яка перекачує електрони в напрямку n -область – зовнішнє навантаження – p -область.

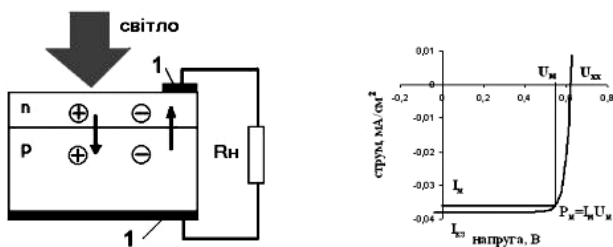


Рис.1.7. Схема сонячного елемента з p - n переходом та його вольт-амперна характеристика

Оскільки вольт-амперна характеристика такого приладу проходить через четвертий квадрант (рис. 1.7), то це означає, що прилад є джерелом струму. Слід відзначити, що на відміну від хімічних джерел енергії напівпровідникові сонячні елементи не руйнуються при електричному замиканні контактів. При відповідному виборі опору навантаження потужність, що виробляється сонячним елементом, може досягати 80 % від добутку $U_{xx}I_{кз}$. На рис. 1.7 показані також значення U_M та I_M – значення струму та напруги, для яких реалізується максимальна вихідна потужність $P_M = U_M I_M$. Коефіцієнт корисної дії сонячного елемента визначається як відношення максимальної вихідної потужності P_M до потужності падаючого сонячного світла P_0

$$\eta_{ce} = \frac{P_{max}}{P_0}.$$

Чим більше фотонів сонячного світла поглинається сонячним елементом, тим більшим буде у нього струм $I_{кз}$. Це може бути дося-

гнуто за рахунок використання напівпровідників з меншою шириною забороненої зони (тоді підвищується доля фотонів в сонячному випромінюванні, які мають енергію вищу ширини забороненої зони напівпровідника). З іншого боку, напруга U_{xx} визначається висотою потенціального бар'єру в $p-n$ переході і буде тим більша, чим більша ширина забороненої зони напівпровідника. Для отримання максимальної вихідної потужності сонячного елемента треба створити такий елемент, у якого будуть найбільшими не величини U_{xx} чи I_{k3} окремо, а добуток $P_m = U_m I_m$. Враховуючи розподіл енергії в спектрі сонячного випромінювання, можна підібрати найкращий напівпровідниковий матеріал для створення ефективних сонячних елементів. Такий матеріал повинен мати ширину забороненої зони 1,3...1,5 еВ. Це, насамперед, арсенід галію, для якого теоретична межа максимального коефіцієнта корисної дії більше 31 %. Проте найбільш широкого застосування набули сонячні елементи на основі більш дешевого кремнію, хоча в нього ширина забороненої зони менша оптимальної (1,1 еВ), а теоретична межа максимального коефіцієнта корисної дії менша 29 %.

Домінуюча позиція кремнієвої технології у промисловій сонячній енергетиці (90 % світового виробництва сонячних елементів) визначає сучасні тенденції науково-технічного розвитку цієї галузі. Перевагами кремнієвої технології є достатня наявність кремнію у природі, його хімічна стабільність і відсутність будь-якого токсичного впливу на людей і навколишнє середовище, сумісність технології кремнієвих сонячних елементів і базових процесів мікроелектроніки.

Електрична енергія, яку можна отримати від сонячного елемента визначається як умовами освітлення, так і характеристиками сонячного елемента. Розглянемо, наприклад, типовий промисловий сонячний елемент на монокристалічному кремнію розміром 10^4 мм^2 та товщиною 280 мкм. При коефіцієнті корисної дії 14,5 % в умовах стандартизованого освітлення потужністю 100 мВт / см^2 такий елемент може подати на зовнішнє навантаження напругу 0,49 В ($U_{xx} = 0,6 \text{ В}$) та струм 3 А ($I_{k3} = 3,3 \text{ А}$), тобто віддати 1,45 Вт потужності. Проте такий рівень освітлення існує лише на малих широтах влітку у полудень при ясному небі. Тому при розрахунку електричної енергії від сонячного елемента треба знати її кількість, яка поступає протягом року в даній місцевості.

Вихідна потужність сонячного елемента може бути підвищена також за рахунок збільшення його площі (оскільки $I_{\text{кз}}$ лінійно зростає з площею освітленого елемента), однак кремнієві елементи з більшою площею (150×150 чи 200×200 мм²) ще не так поширені ніж елементи 100×100 мм².

Системи, що перетворюють енергію сонячного випромінювання в теплоту, можна розділити на дві групи: активні, де приймання і перетворення сонячної енергії здійснюється в спеціальних пристроях – сонячних колекторах, і пасивні, де приймачем випромінювання є сама споруда. Розділ геліоенергетики, де за допомогою сонячної теплоти можна отримувати електричну енергію, називається сонячною тепло-електроенергетикою.

За допомогою фотоелементів сонячне випромінювання можна безпосередньо перетворювати в електричну енергію. Такий розділ геліоенергетики називається сонячною фотоенергетикою.

Усі сонячні електростанції створюються на основі сонячних теплових енергетичних установок, у яких за допомогою оптичних систем концентрується сонячна енергія для нагрівання робочого тіла до температури, що забезпечує ефективну роботу теплових машин.

Термодинамічні сонячні електричні станції, що набули значного поширення в цей час, є трьох типів:

- баштового типу із центральним приймачем-парогенератором, на поверхні якого концентрується сонячне випромінювання від плоских дзеркал-геліостатів;

- параболічного типу, в яких у фокусі параболоциліндричних концентраторів розміщуються вакуумні приймачі-труби з теплоносієм (парогенератор), рис. 1.8;

- тарілкового типу, в яких у фокусі параболічного тарілкового дзеркала розташовується приймач сонячної енергії з робочою рідиною.

Робочим тілом у колекторах у більшості випадків є вода або водно-спиртовий розчин із метою запобігання замерзанню рідини у колекторах зовнішніх установок у зимовий час.

У більшості випадків сонячні теплові електростанції є гібридними, тобто мають додаткове джерело енергії у вигляді традиційного палива для вироблення електрики при відсутності сонячного випромінювання (протягом доби).

Ефективність використання випромінювання, що падає на приймач, становить від 20 до 35 %, а вироблена електроенергія дорівнює від 10 до 30 % ефективного падаючого випромінювання.



Рис. 1.8. Схема одержання електричної енергії сонячною теплоелектростанцією

Сонячний колектор. Робота системи тепlopостачання ґрунтується на використанні сонячних колекторів, у яких відбувається приймання сонячної радіації, її перетворення в теплоту і нагрівання теплоносія. Зараз широко використовуються плоскі колектори, особливістю яких є те, що вони перетворюють у теплоту як пряме, так і розсіяне випромінювання. Тому плоскі колектори не потре-

бують застосування складних систем спостереження за Сонцем.

Кожного року встановлюють колектори, які виробляють більше ніж 20–30 ГВт енергії. Зараз загальна потужність сонячних колекторів перевищує 250 ГВт, і цей процес продовжується. Більше всього сонячних колекторів встановлено на Кіпрі, в Ізраїлі, Австрії, Греції і на Барбадосі: відповідно 65, 60, 40, 30 і 25 МВт на 100000 жителів. За ними йдуть Мальта, Германія, Туреччина, Китай, Японія, Австралія і Данія з показниками 12–6 МВт на 100000 жителів. Світовим лідером по виготовленню і встановленню сонячних колекторів є Китай, доля якого складає 80 %.

Показником ефективності колектора сонячної енергії є його ККД, що обчислюється за визначений проміжок часу (година, доба, місяць, рік):

$$\eta_k = \frac{Q_k}{E_k S},$$

де Q_k – теплопродуктивність колектора, МДж; E_k – кількість сонячної енергії, що надходить на 1 м^2 поверхні сонячного колектора, МДж/ м^2 ; S – площа поверхні абсорбера колектора.

Теплопродуктивність сонячного колектора визначається із співвідношення:

$$Q_k = m C_p (t_2 - t_1) T,$$

де m – питома витрата теплоносія, кг / с; C_p – питома масова теплоємність теплоносія, кДж / (кг·°С); t_1, t_2 – відповідно температура на вході і виході абсорбера, °С; T – час, за який визначається значення Q_k .

Для розрахунку кількості сонячної енергії, що надходить на похилу променепоглиняльну поверхню, необхідно знати кути падіння сонячних променів на похилу і горизонтальну поверхні в даній точці Землі. Для одержання максимальної кількості сонячної енергії за розрахунковий період сонячний колектор доцільно встановлювати в нахиленому положенні з оптимальним кутом нахилу до обрїю. При цьому кут падіння сонячного випромінювання на нахилену поверхню з південною орієнтацією обчислюється за виразом:

$$\cos \alpha = \cos(\varphi - \beta - \delta) \cos \omega,$$

де φ – широта місцевості; β – кут нахилу сонячного колектора до обрію; ω – часовий кут Сонця; δ – схилення Сонця. Кут $\omega = 0$ у сонячний полудень (коли Сонце знаходиться у зеніті), а о 13-й годині – відповідно $\omega = 15^\circ$.

Схилення Сонця δ – це кут між лінією, що з'єднує центри Землі і Сонця, та її проекцією на площину екватора. Схилення Сонця δ протягом року безупинно змінюється від мінус $23^\circ 27'$ у день зимового сонцестояння (22 грудня) до плюс $23,45^\circ$ у день літнього сонцестояння (22 червня) і дорівнює нулю у дні весняного й осіннього рівнодення (21 березня і 23 вересня). Схилення Сонця в будь-який день визначається із співвідношення

$$\delta = 23,45 \sin \left(360 \frac{248 + n}{365} \right),$$

де n – порядковий номер дня, якщо відлік з 1 січня.

Середньомісячне денне надходження сонячної енергії на нахилену поверхню сонячного колектора можна розрахувати за виразом:

$$E_k = RE,$$

де R – коефіцієнт перерахування сумарного потоку сонячної енергії з горизонтальної поверхні на нахилену поверхню; E – середньомісячна денна сумарна кількість енергії, що надходить на горизонтальну поверхню, МДж/(м²·день).

Завдяки нахилу сонячного колектора до обрію під кутом $\beta = \varphi$ колектор у зимовий період часу для району м. Київ може прийняти сонячну енергію в кількості, що дорівнює приблизно 40 % надходження енергії в літню пору.

Середня витрата теплоти на гаряче водопостачання будинку за розрахунковий період визначається як:

$$Q_{г.в} = 1,2ac_p \rho (t_{г.в} - t_{х.в}) Nn,$$

де a – норма витрати води на гаряче водопостачання житлових будинків на одного жителя за добу, л / (доба·житель); $c_p = 4190$ Дж/(кг°С) – питома ізобарна теплоємність води; $\rho = 1$ кг/л – густина води; $t_{г.в}$ – температура гарячої води, яка зазвичай береть-

ся $65\text{ }^{\circ}\text{C}$; $t_{\text{хв}}$ – температура холодної (водопровідної) води (як правило приймається $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ влітку і $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ взимку); N – кількість жителів; n – кількість днів у розрахунковому періоді. Грунтуючись на досвіді проектування, спорудження й експлуатації геліоустановок гарячого водопостачання за умов різних регіонів України, визначено оцінку питомої економії палива $E_{\text{пал}}$ чи електричної енергії $E_{\text{ен}}$, віднесеної до 1 м^2 площі сонячного колектора, встановленого під кутом 30° до обрію.

Застосування в Україні сонячної енергетики може бути досить ефективним, оскільки економіка України має відповідні потужності з виробництва необхідних компонентів та створення інфраструктури такої енергетики. Виробничі можливості тільки таких гігантів мікроелектроніки, як виробничі об'єднання «КВАЗАР», «ІРВА» (м. Київ), «Гравітон» (м. Чернівці), «Хартрон» (м. Харків), «Гамма» і «Електроавтоматика» (м. Запоріжжя), «Дніпро» (м. Херсон), «Позитрон» (м. Івано-Франківськ) дозволяють проводити повний технологічний цикл створення сонячних елементів. Україна має висококваліфікований науковий потенціал в цій галузі (Інститут фізики напівпровідників та Інститут електродинаміки НАНУ, Київський національний університет ім. Тараса Шевченка, Чернівецький національний університет ім. Ю. Федьковича, Національний технічний університет «КПІ»).

У 2013 році в Криму біля села Охотніково компанія Active Solar побудувала сонячну електростанцію загальною потужністю 80 МВт на території площею 160 га. Електростанція складається з 360 000 модулів і може виробляти до 100 ГВт годин електроенергії за рік, що достатньо для забезпечення потреб до 20 000 домогосподарств. Проект був розділений на чотири черги по 20 МВт кожна. Будівництво перших двох черг було завершено в липні 2011 р., третя і четверта в жовтні того ж року.

Компанія Active Solar в січні 2013 р. заявила про завершення будівництва і початок вводу в експлуатацію сонячної електростанції «Перово» на 100 МВт. Станом на січень 2013 р. це найкраща потужна електростанція в світі.

Електростанція складається із 440 000 кристалічних сонячних фотоелектричних модулів, з'єднаних 1500 км кабелю, і встановле-

них на більш, ніж 200 га площі (займає приблизно 259 футбольних полів). Установка може виробляти 132 500 МВт годин електроенергії на рік, що достатньо для задоволення планового пікового споживання електроенергії в м. Сімферопіль. Станція дозволяє скоротити викиди CO₂ до 100 тисяч тонн на рік. Побудована українською компанією Active Solar, зареєстрованою в Австрії.

В 2012 році 2,7 % електроенергії Іспанії було отримано із сонячної енергії. У 2010 році 2 % електроенергії Німеччини було отримано із фотоелектричних установок. У 2012 році біля 3 % електроенергії Італії було отримано із фотоелектричних установок.

У грудні 2012 року на Україні завершено будівництво останньої п'ятої 20-мегаватної черги сонячного парку в Перово, в результаті чого його сумарна встановлена потужність виросла до 100 МВт. Сонячний парк Перово в складі п'яти черг став найбільшим парком у світі за показниками встановленої потужності. За ним ідуть канадська електростанція Sarnia (97 МВт), італійська Montalto di Castro (84,2 МВт) і німецька Finsterwalde (80,7 МВт). Завершує світову п'ятірку найбільших фотоелектростанцій парків другий проєкт на Україні – 80-мегаватна електростанція Охотнікове в Сакському районі Криму (табл. 1.1).

Сонячна енергія широко використовується як для підігріву води, так і для виробництва електроенергії. Сонячні колектори виробляють із доступних матеріалів: сталь, мідь, алюміній і т. ін., тобто без застосування дефіцитного кремнію. Це дає можливість значно зменшити вартість обладнання і, відповідно, вартість електроенергії. В наш час саме сонячний підігрів води є найкращим ефективним способом перетворення сонячної енергії.

В середині 2011 року в фотоелектричній промисловості Німеччини було зайнято більше 100 тисяч чоловік. В сонячній енергетиці США працювали 93,5 тисяч чоловік.

У 2011 році вартість електроенергії, одержаної в сонячних колекторах, склала \$0,09–\$0,12 за кВт·год. Департамент енергетики США прогнозує, що вартість електроенергії, виробленої сонячними концентраторами знизиться до \$0,04–\$0,05 протягом 2015–2020 років.

Таблиця 1.1

Найбільші фотоелектричні електростанції в світі

Пікова потужність, МВт	Місцезнаходження	Кількість сонячних модулів	МВт год·рік
247	Агуа-Каліенте, Арізона, США		
213	Чаранка, Гуджарат, Індія		
200	Голмуд, Китай		317 200
100	Перово, Крим, Україна	440 000	132 500
97	Сарнія, Канада	більше 1 000 000	120 000
84,7	Еберсвальде, Німеччина	317 880	82 000
84,2	Монтальто-ді-Кастро, Італія		
80,7	Фінстервальде, Німеччина		
80	Охотніково, Крим, Україна	360 000	100 000
73	Лопбурі, Таїланд	540 000	105 512
46,4	Амарележа, Португалія	більше 262 000	
43	Долиновка, Україна	182 380	54 399
43	Староказачье, Україна	185 952	
34	Арнедо, Іспанія	172 000	49 936
33	Кюрбан, Франція	145 000	43 500
31,55	Мітязево, Крим, Україна	134 760	40 000
11	Серпа, Португалія	52 000	
7,5	Родніково, Крим, Україна	32 600	9 683
6,3	Мюльхаузен, Німеччина	57 600	6 750
5	Бюрштадт, Німеччина	30 000	4 200
5	Еспенхайн, Німеччина	33 500	5 000
4,59	Спрінджервіль, США	34 980	7 750
4	Геісельтассе, Німеччина	25 000	3 400
4	Готельборн, Німеччина	50 000	8 200
4	Хемау, Німеччина	32 740	3 900

У 2007 році в Алжирі почалося будівництво гібридних електростанцій. В денний час доби електроенергія виробляється параболічними концентраторами, а вночі – із природного газу.

На початок 2010 року загальна світова потужність сонячної термальної енергетики (сонячних станцій з концентраторами) досягла одного ГВт.

До переваг сонячної енергетики маємо віднести доступність і невичерпність джерела і, теоретично, повна безпека для навколишнього середовища, хоча існує вірогідність того, що повне впровадження сонячної енергетики може змінити характер відбиваючої здатності земної поверхні і призвести до змінення клімату (при сучасному рівні потреб електроенергії це мало вірогідно).

До недоліків можна віднести залежність від погоди і часу доби, і, як наслідок, необхідність акумуляції енергії, висока вартість конструкції, необхідність першочергової очистки відбиваючої поверхні від пилу.

Міжнародне енергетичне агентство (IEA) запевняє, що сонячна енергетика вже через 40 років при належному рівні розповсюдження передових технологій буде виробляти більше 9 тисяч ТВт годин – або 20–25 % всієї необхідної електроенергії, і це забезпечить скорочення викидів вуглекислого газу на 6 млрд. тонн щорічно. Проте, експерти даного агентства не беруть до уваги той факт, що через 40 років очікується світова енергетична криза, пов'язана з вичерпанням традиційних джерел енергії, головним чином з нафтою. На цьому фоні перспективи розвитку сонячної енергетики залежать від промисловості (у тому числі електронна), яка поки що не може існувати без вуглецевого палива і сировини. Іншими словами викиди вуглецевої кислоти неминуче скоротяться через 40 років, але на меншу величину.

В останні роки у зв'язку із загостренням енергетичних проблем та свідомою необхідністю енергозбереження, у всьому світі все більше уваги приділяється використанню відновлюваної енергії для отримання тепла. Значні можливості енергозабезпечення будівель відкриваються завдяки впровадженню сонячних колекторів для систем гарячого водопостачання та опалення. Правильно розрахована геліосистема може покрити 50–60 % енергетичних затрат, які зазвичай витрачаються на гаряче водопостачання. Враховуючи, що в останні роки все більше уваги приділяється енергозберігаю-

чим технологіям в будівництві, комбіновані системи з сонячними установками знаходять все більш широке використання як для гарячого водопостачання, так і в системах опалення. Кожні два тижні Сонце віддає Землі таку кількість енергії, яку споживають всі мешканці нашої планети протягом року. За рівнем інтенсивності сонячного випромінювання на території України необхідно виділити чотири зони, які показані на рис. 1.9.



Рис. 1.9. Потенціал сонячної енергії України

В першій та другій зонах знаходяться всі південні області України; більше половини території нашої країни знаходяться в третій зоні, четверта зона найменш придатна для використання сонячної енергії. Найбільша величина надходження сонячного проміння складає в першій зоні 1350 кВт·год/км² в рік, а найменша – в четвертій до 1000 кВт·год/км². В цілому територія України відноситься до зон із середньою інтенсивністю сонячної радіації. В реальних умовах величина густини прямої та дифузійної сонячної радіації залежить від широти місцевості, прозорості атмосфери, характеристик земної поверхні, а також від часу доби та пори року. Величина

річного потрапляння сонячної радіації на 1 м^2 з поверхні землі суттєво відрізняється для різних регіонів України та має статистичний характер розподілу. Цілком очевидною тенденцією є збільшення густини сонячної радіації та кількість сонячних днів в напрямку з Півночі на Південь з відповідним збільшенням її річного потрапляння на поверхню землі. Величини енергії сонячної радіації, що доходять до Землі протягом року на 1 м^2 горизонтальної поверхні в регіонах, представлених шістьма українськими містами, показані на рис. 1.10. Можна переконатися, що за 6 місяців теплого періоду року на поверхню Землі потрапляє велика доля річної кількості сонячної енергії.

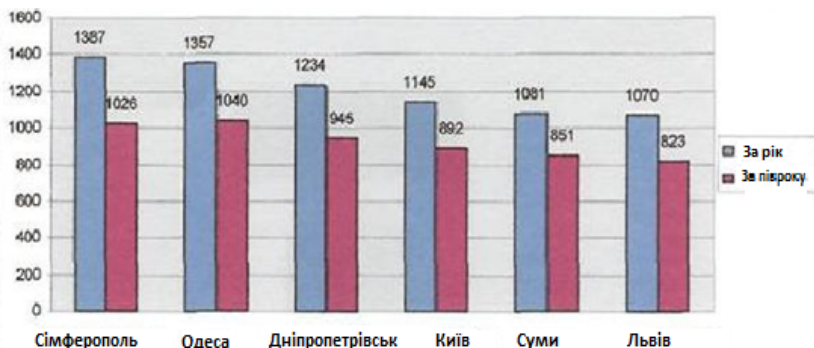


Рис. 1.10. Енергія сонячної радіації у регіонах

Станом на вересень 2012 року потужність збудованих сонячних електростанцій (рис. 1.11) України сягнула близько 300 МВт. Потужність проектів, які нині знаходяться в розробці на різних стадіях – 1500 МВт.

1.4 Фізичні основи перетворення енергії землі

Геотермальна енергія – природне тепло, яке акумульовано в перших десяти кілометрах Земної кори. Вчені припускають, що Земля складається із трьох основних частин: ядра, мантії і земної кори (рис. 1.12).

Ядро – це центральна частина земної кулі (серцевина). Воно поки що є загадкою для науки.

Учені вважають, що зовнішня частина ядра перебуває в розплавленому (рідкому) стані, а внутрішня – в твердому. Припускають

також, що ядро складається з речовини, схожої на метал (із заліза з домішками кремнію або із заліза і нікелю). Температура в ядрі досягає 5000°C .

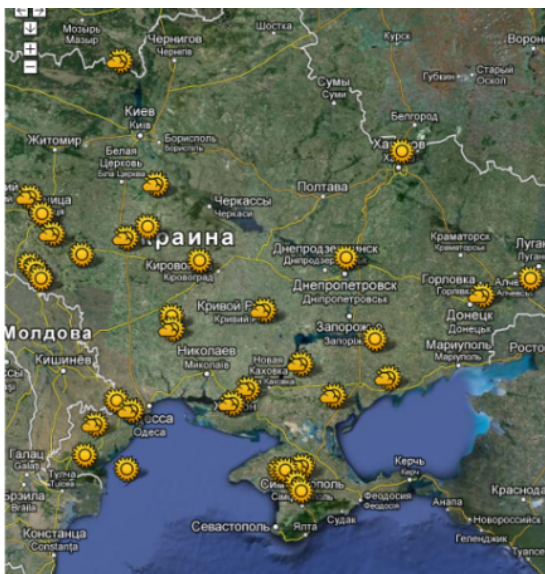


Рис. 1.11. Орієнтовне розташування сонячних електростанцій на території України

Мантія – це внутрішня оболонка, яка вкриває ядро (з грецької «мантія» – «покривало»), її протяжність майже 3000 км. Мантія – найбільша з внутрішніх оболонок планети (83 % об’єму Землі). Припускають, що, чим ближче до центру Землі, тим тиск у ній більший, а температура вища: від кількох сотень градусів до 2500°C . При такій температурі речовина мантії мала б бути розплавленою, але плавленню заважає великий тиск. Тому вважають, що вона тверда, але водночас і розпечена.

Вчені припускають, що верхня частина мантії складена щільними породами, тобто вона тверда. Проте, в ній на глибині 50...250 км від поверхні Землі розміщується частково розплавлений шар – астеносфера. Він порівняно м’який і пластичний, як пластилін чи віск. Ця речовина мантії здатна повільно текти і таким способом переміщуватися. Швидкість переміщення невелика – декілька сантиметрів за рік.

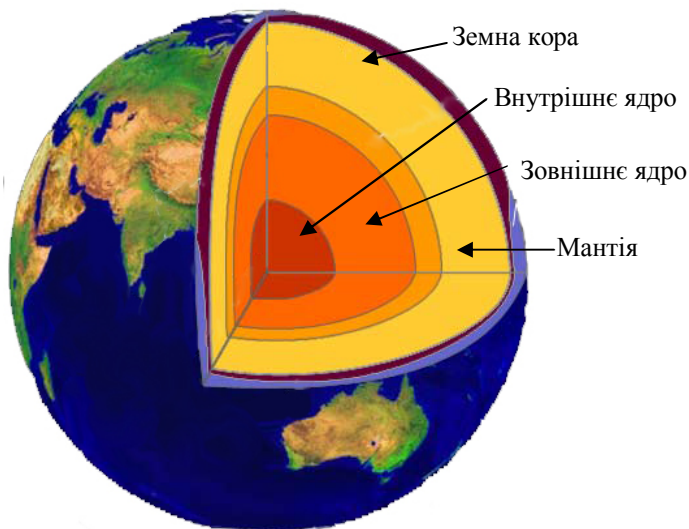


Рис. 1.12. Внутрішня будова Землі

Головними джерелами розігріву надр планети є уран, торій і радіоактивний калій. Процеси радіоактивного розпаду на континентах відбуваються, головним чином, в гранітному шарі земної кори на глибинах 20...30 км і більше, в океанах – у верхній мантиї.

Земна кора – верхній твердий шар нашої планети. Порівняно з ядром і мантиєю, вона дуже тонка. Товщина (потужність) земної кори найбільша під горами – 70 км, під рівнинами вона становить 35...40 км, а під океанами – лише 5...10 км.

Заирнути вглиб земної кори допомагають шахти і свердловини, що створюються для видобування корисних копалин. Люди давно помітили, що в шахтах із збільшенням глибини температура підвищується. Наприклад, на глибині 1000 м шахтарі працюють в умовах спеки (близько $+30^{\circ}\text{C}$). Тепло земній корі передається від мантиї. Для проведення наукових досліджень, геологами були пробурені надглибокі свердловини. Найглибша з них (до 15 км) пробурена в Росії на Кольському півострові.

Земна кора разом із верхньою мантиєю утворюють літосферу. Вона є єдиним твердим (кам'яним) шаром, який ніби плаває в пластичній астеносфері. Товщина літосфери різна: під океанами – близько 50 км, а на материках – до 200 км.

Із збільшенням глибини занурення у земну поверхню, спостерігається підвищення температури в середньому на 17...30°C із кожною 1000 метрів (рис. 1.13). Враховуючи той факт, що теплопередача завжди здійснюється від теплішої до холоднішої поверхні, тому тепло із надр землі завжди передається на поверхню, що змушує рухатись літосферні плити. У місцях зіткнення літосферних плит, як правило має місце рух магми, у напрямку вище лежачих шарів.

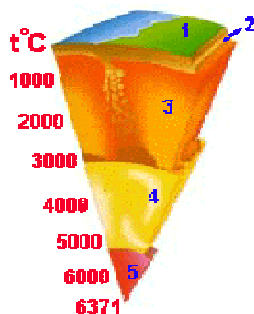


Рис. 1.13. Зміна температури в земній корі:

- 1 – літосфера (до 250 км); 2 – астеносфера (зовнішня мантія до 1000км);
 3 – мантія (від 1000 до 3000км); 4 – зовнішнє ядро (від 3000 до 5000 км);
 5 – внутрішнє ядро (більше 5000 км)

Коли магма досягає поверхні, вона може створювати вулкани, але у більшості випадків вона знаходиться під поверхнею, створюючи величезні резервуари, охолодження яких може тривати від 5000 тисяч до одного мільйону років.

Поверхня Землі складається з 12 окремих тектонічних плит – величезних платформ земної кори, які постійно і дуже повільно рухаються.

Найбільш багатими геотермальними ресурсами є зони, де стикаються тектонічні плити, в місцях розлому літосферних плит і в місцях високої геологічної активності. До числа таких районів відносять: Тихоокеанське вогняне кільце (тихоокеанське узбережжя Північної і Латинської Америки, Нова Зеландія, ряд островів Океанії та Південно-східна Азія, Японія, Курильські острови і Камчатка), Альпійсько-гімалайське гірське пасмо, Центральна Азія, Східна Африка, район Червоного моря і Центрально-Атлантичний риф із виходом в Ісландії, рис. 1.14.

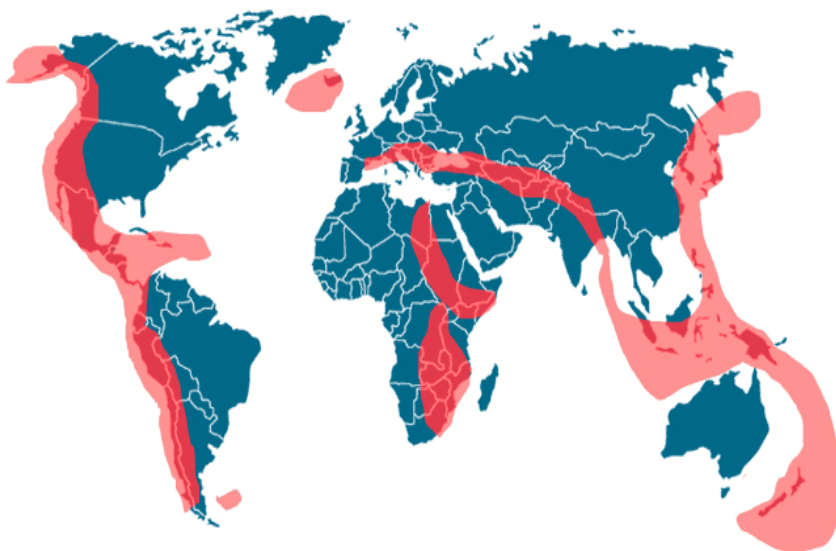


Рис. 1.14. Географічне розподілення ресурсів геотермальної енергії

Середня густина теплового геотермального потоку через земну поверхню становить приблизно $0,06\text{--}0,065$ Вт / м при геотермічному градієнті менше $30^\circ\text{C} / \text{км}$ (в 2 – 4 тисячі разів менша за сонячну радіацію). Отже, теплота земних надр у вигляді теплових потоків, які передаються шляхом теплопровідності, не має суттєвого практичного значення. Однак, мають місце райони з підвищеним геотермічним градієнтом у десятки разів, де потоки перевищують $0,5$ Вт/м, що становить найбільший інтерес для розвитку геотермальної енергетики.

Значення геотермічних градієнтів для різних частин земної кулі різні. Найбільший геотермічний градієнт, який дорівнює $150^\circ\text{C} / \text{км}$, зафіксовано в Бананці (штат Орегон, США), йому відповідає геотермічний ступінь, що становить $6,6^\circ\text{C} / \text{км}$; це зона молоді вулканічної діяльності. Найменший геотермічний градієнт, який дорівнює $6^\circ\text{C} / \text{км}$, зареєстровано у Вітватерсранді (Південна Африка), ця зона розташована на стародавньому щиті з кристалічних порід.

Таким чином, проявом геотермальної теплоти, що має практичне значення, є запаси гарячої води та пари в підземних резервуарах на відносно невеликих глибинах та гейзери, що виходять на поверхню.

Геотермальні ресурси підрозділяють на суху гарячу пару, вологу гарячу пару і гарячу воду. Свердловина, яка є важливим джерелом енергії для електричної залізниці в Італії (поблизу м. Лардерелло), з 1904 р. використовує суху гарячу пару. Два інших найвідоміші світі місця з гарячим сухим паром – поле Мацукава в Японії і поле гейзерів біля Сан-Франциско, де також давно і ефективно використовуються геотермальна енергія. Найбільше в світі джерело вологого гарячого пару знаходиться в Новій Зеландії (Вайракей), геотермальні поля декілька меншої потужності – в Мексиці, Японії, Сальвадорі, Нікарагуа, Росії. Таким чином, можна виділити чотири основні типи ресурсів геотермальної енергії:

- поверхнєве тепло землі, що використовується тепловими насосами;
- енергетичні ресурси пара, гарячої води біля поверхні землі, які використовуються в даний час для вироблення електричної енергії;
- теплота, зосереджена глибоко під поверхнею землі (можливо, за відсутності води);
- енергія магми і теплота, що накопичується під вулканами.

Людина може використовувати геотермальну енергію тільки там, де вона виявляється близько до поверхні Землі, тобто в районах вулканічної і сейсмічної активності. Серед країн, які в даний час ефективно використовують геотермальну енергію, - Італія, США, Ісландія, Мексика, Японія, Нова Зеландія, Росія, Філіппіни, Угорщина, Сальвадор. Тут земне внутрішнє тепло піднімається до самої поверхні у вигляді гарячої води і пари з температурою до 300° С і часто виривається назовні у вигляді фонтануючих джерел (гейзерів) – знамениті гейзери Йеллоустонського парку в США, гейзери Камчатки, Ісландії.

Гаряча вода із підземних резервуарів може прямо подаватись до місць споживання. Серед них можуть бути системи обігріву будинків, теплиці, рибні господарства, підприємства із обробки вовни, пастеризації молока, вирощування грибів, прасування одягу, бальнеологія, тваринництво, виробництво паперу та борної кислоти.

Основним недоліком геотермальних резервуарів є те, що вони як правило знаходяться на стику літосферних плит, та місцях підвищеного вулканізму чи тектонічної активності. «Країна льодовиків», так називають Ісландію, ефективно використовує гідротерма-

льну енергію своїх надр. Тут відомо понад 700 термальних джерел, які виходять на земну поверхню. Близько 90 % населення користується геотермальними водами для обігріву житлових приміщень. При середній температурі води 87° С, річне споживання енергії гарячої води складає 15 млн ГДж, що рівноцінно економії 500 тис т кам'яного вугілля на рік. Крім того, ісландські теплиці, в яких вирощують овочі, фрукти, квіти і навіть банани, споживають щорічно до 150 тис м³ гарячої води, тобто понад 1,5 млн ГДж теплової енергії.

Геотермальні теплоелектростанції. Іншим методом застосування температурних геотермальних вод є виробництво електроенергії за допомогою ГеоТЕС. Для цього, пробурюють свердловини глибиною від 3,5 до 7 км до досягнення нагрітих магмою резервуарів. Під дією власного тиску, рідина починає рухатись вгору, створюючи невелику кількість пари. На поверхні рідина разом з паром подається у теплороздільник, де відбувається розділення пари високого тиску і рідини. Далі пара із теплороздільника подається у трубопровід високого тиску.

Рідина, що залишилася після випаровування подається у кристалізатор, де створюється пара звичайного тиску, яка подається у трубопровід низького тиску. Далі пара низького і високого тиску подається у турбіну. Сила пари здійснює обертання турбіни і валу, який з'єднаний з електрогенератором. Отримана таким чином електроенергія далі подається у лінії електропередачі. Використана вода знову закачується у підземні резервуари, для повторного нагріву і використання. Принципова схема роботи ГеоТЕС представлена на рис. 1.15.

Розрізняють два види геотермальних станцій: перші для генерування струму використовують пару, другі – перегріті геотермальні води.

У перших суха пара зі свердловини надходить у турбіну або генератор для вироблення електроенергії (рис. 1.16, *а*). На станціях іншого типу використовуються геотермальні води температурою понад 180° 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 електроенергію (рис. 1.16, *б*). Це найбільш поширений тип геотермальної електростанції.

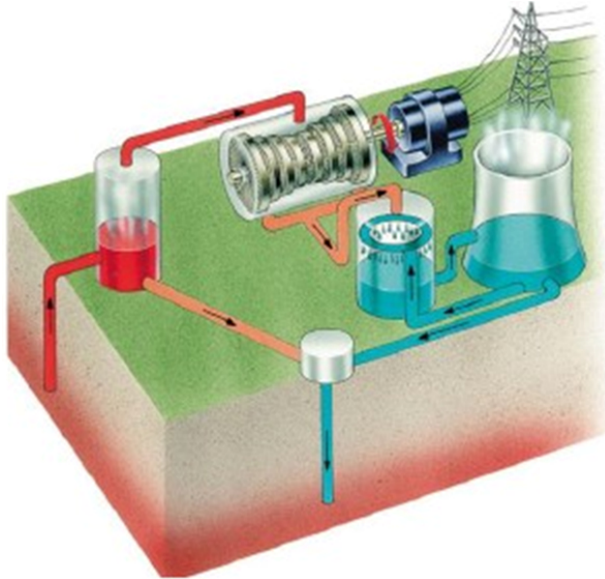


Рис. 1.15. Схема роботи ГеоТЕС

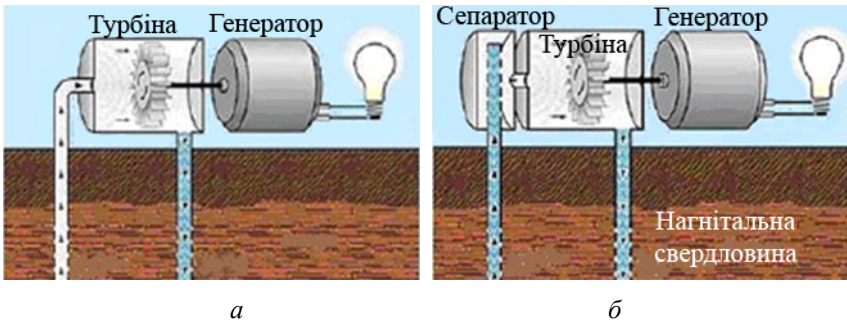


Рис. 1.16. Типи ГеоТЕС: *a* – на сухій парі; *б* – на перегрітому парі

Іншим методом виробництва електроенергії є використання процесу із застосуванням двоконтурного (бінарного) циклу.

У цьому процесі вода, отримана з басейну, використовується для нагрівання теплоносія другого контуру (фреону чи ізобутану), який має меншу температуру кипіння (рис. 1.17). Установки, що використовують фреон як теплоносій другого контуру, зараз підготовлені для діапазону температур 75...150° С.

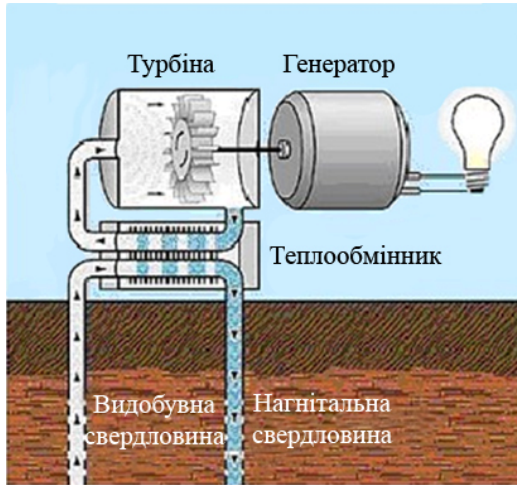


Рис. 1.17. Двоконтурна ГеоТЕС

Значні масштаби розвитку геотермальної енергетики в майбутньому можливі лише в разі одержання теплової енергії безпосередньо із 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 із наступним отриманням пари або пароводяної суміші.

Доцільність розвитку геотермальної енергетики України визначається наявністю значних ресурсів геотермальної енергії (табл. 1.2), що за своїм тепловим еквівалентом перевищують запаси традиційного енергетичного палива, рис. 1.18.

Таблиця 1.2

Потенціал геотермальної енергії

Загальний потенціал		Технічний потенціал		Доцільно економічний потенціал	
кВт·год/рік	т у.п./рік	кВт·год/рік	т у.п./рік	кВт·год/рік	т у.п./рік
438·10 ⁹	50·10 ⁶	262,8·10 ⁹	30·10 ⁶	180·10 ⁹	21·10 ⁶

Потенційні геотермальні ресурси в Україні становлять 27 млн. м³ / добу теплоенергетичних вод із середньою температурою 70° С.

Енергетичний еквівалент готового до освоєння технічного потенціалу геотермальних ресурсів України сягає 12 млн. тонн умовного палива на рік. Потужність створених за останній час геотермальних установок становить 10,9 МВт теплової та 0,17 МВт електричної потужності. На сьогодні ці дослідно-промислові установки досягли річної економії 7,5 тис. тонн умовного палива.

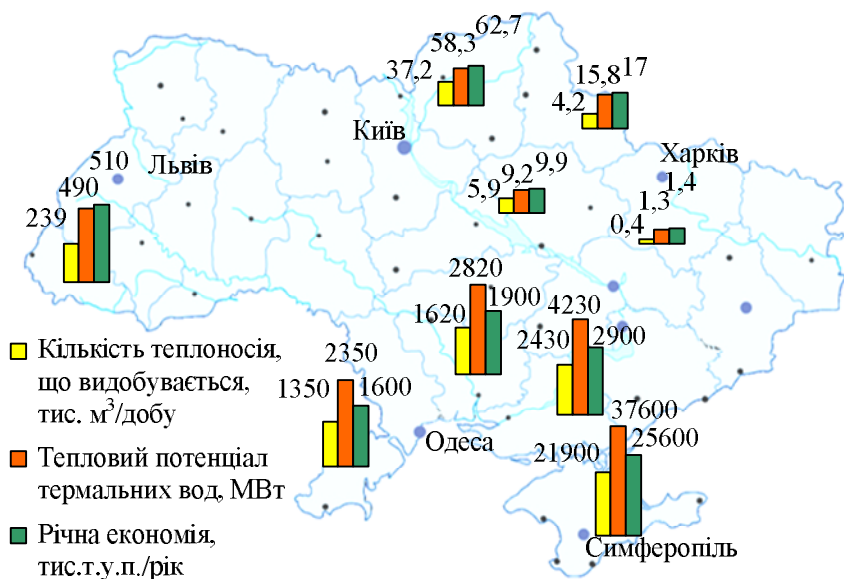


Рис. 1.18. Потенціал геотермальної енергії України

В Україні великі термальні зони на глибині до 4 км є в Криму та Карпатах. Загальний потенціал підземних вод регіонів Прикарпаття і Криму становить 1,5 млн за добу або 550 млн за рік. Ці запаси вже сьогодні рентабельно використовувати не тільки для теплопостачання різноманітних споживачів, а й для виробництва електроенергії.

Наявні ціни на енергоносії та перспективи їх зростання роблять економічно вигідним будівництво геотермальних електростанцій у згаданих регіонах.

Для поліпшення енергопостачання Криму заплановано будівництво геотермальних електростанцій потужністю 6 МВт – у західній частині півострова, де на глибині 4км є вода температурою 250° С.

Загальна потужність станцій становитиме понад 100 МВт. Найбільше досліджено запаси термальних вод у Берегівському районі (на глибині до 1200 ... 1500 м) та Ужгородському районі (до 2500 м). На сьогодні у м. Берегове використовують дві свердловини глибиною 800 і 970 м із добовим виходом 350 м^3 мінеральної води температурою 58°C .

Програмою розвитку геотермальної енергетики передбачено декілька пріоритетних напрямків розвитку, а саме: створення геотермальних станцій тепlopостачання (GeoTEC), систем тепlopостачання з підземним акумулюванням тепла, сушильних установок, геотермального тепlopостачання теплиць. Впровадження таких заходів може забезпечити економію паливно-енергетичних ресурсів в обсязі 6,9 млн тонн умовного палива.

Основним джерелом геотермальної енергії є постійний потік тепла з розжарених надр, направлений до поверхні Землі.

Земна кора одержує тепло в результаті тертя ядра, радіоактивного розпаду елементів (подібно торію та урану), хімічних реакцій. Постійні часу цих процесів настільки великі відносно часу існування Землі, що неможливо навіть оцінити, чи збільшується температура її чи зменшується.

Запаси геотермальної теплоти становлять приблизно $8 \cdot 10^{30}$ Дж / рік, що перевищує річне споживання енергії в усьому світі в 35 млрд разів. Якби можна було використовувати всього 1 % геотермальної енергії земної кори (глибина – 10км), людство мало б у своєму розпорядженні кількість енергії, яка в 500 разів перевищувала б усі світові запаси нафти та газу. Теоретичні ресурси геотермальної енергії на Землі до глибини 3 км становлять близько до 41000 млрд ТДж / рік. У межах глибини 5 км теоретичні ресурси в 3–4 рази більше (близько 140000 млрд ТДж / рік), що характеризує геотермальні ресурси як практично невичерпні. Якщо людство буде використовувати тільки одну геотермальну енергію, пройде 41 млн років, перш ніж температура надр Землі знизиться на половину градуса.

Під дією геотермального тепла розплавляються гірські породи під земною корою, перетворюючи їх на магму (яку ми можемо іноді бачити на поверхні у вигляді лави).

Основна частина магми залишається під Землею і, подібно до печі, нагріває породу навколо та підземні води, які в багатьох випадках переходять у пароподібний стан при високому тиску. У деяких місцях, особливо по краях тектонічних плит материків, а також у так званих «гарячих точках» теплота підходить так близько до поверхні, що її можна добувати за допомогою геотермальних свердловин.

Теплові насоси. Прилад, який переносить розсіяну теплову енергію в опалювальний контур називається тепловим насосом. Принцип роботи теплового насоса заснований на зворотному циклі Карно.

Концепцію теплових насосів було розроблено ще в 1852 р. британським фізиком та інженером Вільямом Томсоном (Лордом Кельвіном) і в подальшому вдосконалено та деталізовано австрійським інженером Петером фон Рітгінгером, якого вважають винахідником теплового насоса, оскільки саме він запроєктував і встановив перший відомий тепловий насос у 1855 р.

Практичного застосування тепловий насос набув значно пізніше, а точніше у 40-х роках ХХ століття, коли винахідник-ентузіаст Роберт Вебер (Robert C. Webber) експериментував з морозильною камерою. Одного разу Вебер випадково доторкнувся до гарячої труби на виході камери і зрозумів, що тепло просто викидається назовні. Винахідник замислився над тим, як використати це тепло. Він вирішив помістити трубу в бойлер для підігріву води. У результаті Вебер забезпечив свою родину достатньою кількістю гарячої води. Це наштовхнуло його на думку, що від одного джерела тепла можна підігрівати і воду, і повітря одночасно. Вебер удосконалив свій винахід і почав проганяти гарячу воду по спіралі (через змійовик) і за допомогою невеликого вентилятора розповсюджувати тепло по будинку з метою його опалення.

Згодом саме у Вебера з'явилась ідея «викачувати» тепло із землі, де температура не надто змінювалась протягом року. Він помістив у ґрунт мідні труби, якими циркулював фреон, що «збирав» тепло землі. Газ конденсувався, віддаючи своє тепло у домі, та знов проходив через змійовик, щоб підібрати наступну порцію тепла. Повітря приводилося в рух за допомогою вентилятора і розповсюджувалося по будинку.

У 40-х роках тепловий насос був відомим через свою надзвичайну ефективність, але реальна потреба у ньому виникла за часів Арабського нафтового ембарго у 70-х роках, коли, незважаючи на низькі ціни на енергоносії, з'явився інтерес до енергозбереження.



Питання до глави 1

1. На які групи розподіляються енергетичні ресурси енергії на Землі?
2. Дати характеристику геотермальної енергії.
3. Які особливості енергії вітру?
4. Що визначає критерій Бетца?
5. Які існують способи перетворення енергії сонця в електричну енергію?
6. Які існують типи сонячних теплових електростанцій?
7. Пояснити принцип роботи сонячного колектора.
8. Як визначається показник ефективності сонячного колектора?
9. Які основні переваги сонячної енергетики?
10. Який потенціал геотермальної енергетики в Україні?
11. Які основні типи ресурсів геотермальної енергії?
12. На якому принципі заснована робота теплового насосу?



2 ЕНЕРГЕТИЧНІ УСТАНОВКИ НА ОСНОВІ ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ ВІТРУ

2.1 Основні співвідношення обертального руху

2.1.1 Рух тіла по колу

Закони, що визначають рух тіла по колу (рис. 2.1, *a*), такі ж самі як і закони поступового руху. В цьому випадку використовуються поняття кутового переміщення (кута повороту φ , кутової швидкості ω і кутового прискорення α . У всіх рівняннях обертового руху кути задаються в радіанах.

Кутове переміщення φ визначається формулою, (рис. 2.1, *б*):

$$\varphi = \frac{s}{r}.$$

Співвідношення між кутовою швидкістю, кутовим переміщенням та часом для усіх видів руху (рівномірного, рівномірно прискореного та нерівномірно прискореного) по колу наглядно показані на графіку кутової швидкості $\omega(t)$, рис. 2.1, *в*.

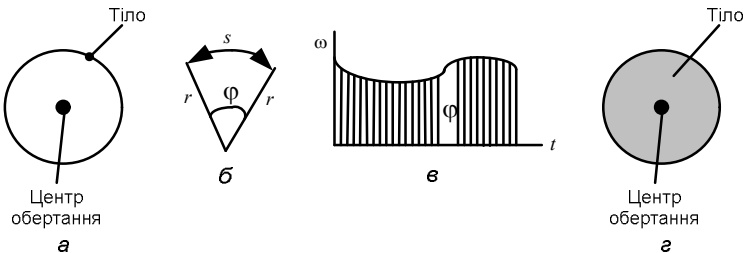


Рис. 2.1. Рух тіла по колу

Площа під кривою визначає на який кут з моменту початку руху тіло повернулося. Легко визначити зв'язок між лінійною швидкістю точки v і її кутовою швидкістю ω , якщо відомий радіус r кола, по якому вона рухається. Якщо кут $\varphi = 1$ рад, то точка пройде по колу відстань, що дорівнює радіусу ($s = r$). Тоді $v = \omega r$.

Під час руху твердого тіла навколо осі зручно користуватися поняттям кутової швидкості: в цьому випадку кутова швидкість всіх точок тіла однакова, рис. 2.1, з, оскільки всі вони за один і той же час повертаються на один і той же кут. Очевидно, що при обертанні твердого тіла лінійні швидкості його точок та їх доцентрове прискорення пропорційні відстані цих точок від осі обертання.

Важливою характеристикою усіх видів обертання є кількість обертів n , або рівноцінна їй характеристика – частота f . Обидві величини характеризують кількість обертів за одиницю часу, об / с

$$[n] = [f],$$

але в техніці, як правило, кількість обертів вимірюють в об / хв.

Кутове переміщення дорівнює добутку повної кількості обертів N на 2π , тобто $\varphi = 2\pi N$. Для одного оберту маємо: $\omega = 2\pi f = \frac{2\pi}{T}$.

Формули справедливі як для рівномірного, так і для прискореного руху. В них можуть входити сталі величини, середні значення, початкові і кінцеві значення, а також будь-які миттєві значення.

Тіло рухається по колу рівномірно, якщо його кутова швидкість є сталою величиною, тобто тіло за однакові проміжки часу повертається на той же самий кут:

$$\omega = \frac{\varphi}{t}.$$

Таким чином, постійною кутовою швидкістю ω називається відношення кутового переміщення (кута повороту) до часу, що витрачений на це переміщення.

Рух по колу називається рівномірно прискореним. Якщо кутове прискорення $\alpha = \text{const}$, а кутова швидкість $\omega \sim t$, рис. 2.2. Таким чином:

$$\alpha = \frac{\Delta\omega}{\Delta t}.$$

Якщо тіло починає рухатися із стану спокою і його кутова швидкість рівномірно зростає, то у відповідності з рис. 2.2 кутове переміщення дорівнює площі трикутника, тобто $\varphi = \frac{\omega t}{2} = \frac{\alpha t^2}{2}$.

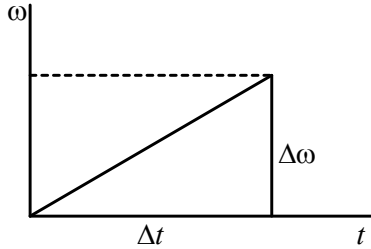


Рис. 2.2. Визначення кутового переміщення

Якщо тіло рухається по колу нерівномірно, то миттєва кутова швидкість визначається як

$$\omega = \frac{d\varphi}{dt},$$

тобто для того, щоб обчислити кутову швидкість ω , необхідно знати залежність кутового переміщення від часу. Знаючи кутову швидкість $\omega(t)$ можна визначити кутове переміщення:

$$\varphi = \int_{t_1}^{t_2} \omega(t) dt.$$

Миттєве кутове прискорення в цьому випадку визначається як

$$\alpha = \frac{d\omega}{dt} = \frac{d^2\varphi}{dt^2},$$

а кутова швидкість дорівнює:

$$\omega = \int_{t_1}^{t_2} \alpha(t) dt.$$

2.1.2 Обертальний рух тіла

Розглянемо деякі елементи теорії обертального руху твердого тіла. Під час обертального руху усі елементи його маси, які не знаходяться на осі обертання, здійснюють рух по колу. Аналогічно і матеріальна точка, що знаходиться на відстані $r > 0$ від осі обертання, також здійснює рух по колу, як і будь-яке тіло, віддалене від осі обертання.

Лінійне переміщення $s_{\text{л}}$, лінійна швидкість $v_{\text{л}}$ та лінійне прискорення $a_{\text{л}}$ для такого руху пов'язані між собою звичайними для поступового руху відношеннями. Крім того, ці величини пов'язані також з кутовим переміщенням φ , кутовою швидкістю ω та кутовим прискоренням α . Справедливі такі формули:

$$s_{\text{л}} = \varphi R, \quad a_{\text{л}} = \alpha R,$$

$$v_{\text{л}} = \omega R, \quad v_{\text{л}} = d\pi f,$$

де $d = 2\pi R$ – діаметр траєкторії. При цьому кутова швидкість і кутове прискорення тіла є векторними величинами, (рис. 2.3, а і б). Ці вектори направлені вздовж осі обертання, а їх довжина визначає величину відповідних характеристик обертального руху. Напрямок векторів визначається за правилом буравчика.

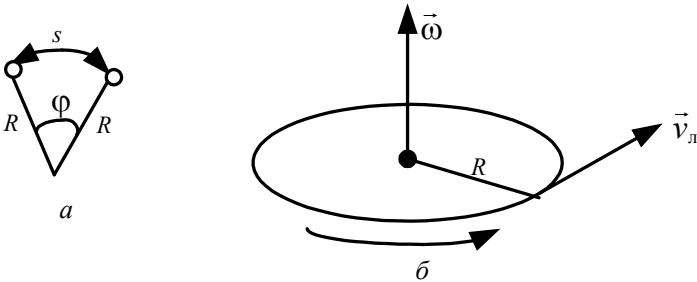


Рис. 2.3. Лінійні характеристики руху по колу

Кут φ задає кутове переміщення в радіанах і визначається як відношення довжини дуги, що охоплюється кутом, до радіусу, тобто $\varphi = \frac{s}{R}$.

Швидкість \vec{v} є вектором, так що будь-яка зміна вектора швидкості за часом визначає прискорення

$$\vec{a} = \frac{\Delta \vec{v}}{\Delta t}.$$

Вектор $\Delta\vec{v}$ може означати зміну як величини швидкості, так і її напрям. Якщо змінюється тільки величина швидкості, то здійснюється прямолінійно прискорений рух, тобто $a = \frac{\Delta v}{\Delta t}$.

Якщо змінюється тільки напрям швидкості, то здійснюється рівномірний криволінійний рух, рис. 2.4, а. Якщо величини v_1 і v_2 однакові, то за час Δt швидкість \vec{v}_1 змінюється на величину $\Delta\vec{v}$ і дорівнює \vec{v}_2 . При цьому приріст швидкості $\Delta\vec{v}$ завжди направлений перпендикулярно до початкової швидкості. Відношення $\frac{\Delta\vec{v}}{\Delta t}$ називається радіальним або доцентровим прискоренням (a_p або $a_{ц}$). Якщо величина радіального прискорення постійна, то тіло рухається по колу.

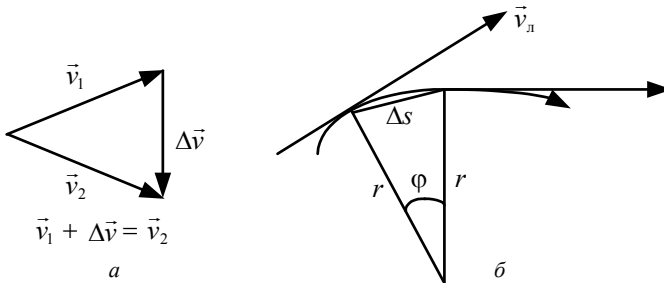


Рис. 2.4. Зміна вектора швидкості

Якщо змінюється і величина і напрям швидкості, то тіло рухається по криволінійній траєкторії. В цьому випадку, окрім радіального (нормального) прискорення, тіло отримує також тангенціальне прискорення a_t , яке направлено по дотичній до траєкторії.

Радіальне прискорення завжди перпендикулярно напрямку миттєвої швидкості, рис. 2.4, б. Для досить малого проміжку часу Δt справедливе наступне співвідношення:

$$\frac{\Delta s}{r} = \frac{\Delta v}{v_{л}}$$

Оскільки $\Delta s = v_{\text{л}} \Delta t$, то

$$\frac{\Delta v}{v_{\text{л}}} = \frac{v_{\text{л}} \Delta t}{r} \Rightarrow \frac{\Delta v}{\Delta t} = \frac{v_{\text{л}}^2}{r},$$

звідки отримуємо вираз для радіального прискорення:

$$a_{\text{р}} = a_{\text{ц}} = \frac{v_{\text{л}}^2}{r}.$$

Таким чином, радіальне прискорення змінює тільки напрям, а не величину швидкості.

2.1.3. Динаміка обертального руху

Як вже відзначалося, під час руху по колу точкової маси або центра мас твердого тіла є прискорення $a_{\text{ц}}$, яке направлене по радіусу до центра обертання. Це означає, що під час руху по колу завжди є сила, яка спрямована до центра обертання. Така сила називається доцентровою і визначається як $\vec{F} = m\vec{a}$. Тоді

$$F_{\text{ц}} = ma = \frac{mv_{\text{л}}^2}{r} = m\omega^2 r = p\omega,$$

де r – радіус кола; m – маса тіла; $v_{\text{л}}$ – лінійна швидкість тіла; ω – кутова швидкість тіла; p – імпульс тіла.

Доцентрова сила $F_{\text{ц}}$ забезпечує рух тіла по колу і не дозволяє йому рухатися за інерцією по прямій (яка дотична до кола). Сила інерції, яка протидіє доцентровій силі, називається відцентровою силою $F_{\text{цб}}$. Обидві сили однакові за величиною та протилежні за напрямком, тобто $\vec{F}_{\text{цб}} = -\vec{F}_{\text{ц}}$ (рис. 2.5).

Як відомо з курсу фізики під дією моменту сили тверде тіло, що закріплене на осі, набуває кутового прискорення.

Нехай $M = M_1 + M_2 + \dots$ є повним моментом діючої на дане тіло сили, який дорівнює сумі моментів усіх сил, що діють на окремі

елементи Δm маси тіла, $m = \Delta m_1 + \Delta m_2 + \dots$ є масою тіла, яка дорівнює сумі окремих елементів маси, r_i – відстань елемента маси Δm_i від осі обертання (рис. 2.6), α – кутове прискорення, з яким обертається тверде тіло, однакове для усіх елементів маси, J – момент інерції даного тіла.

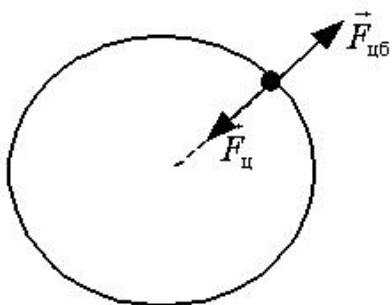


Рис. 2.5. Забезпечення руху тіла

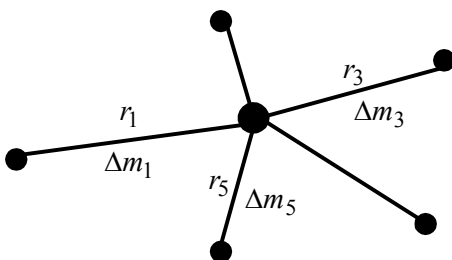


Рис. 2.6. Розподіл елементів маси твердого тіла

$$M = M_1 + M_2 + \dots + M_n = \sum_{i=1}^n M_i, \quad M = F_1 r_1 + F_2 r_2 + \dots + F_n r_n = \sum_{i=1}^n F_i r_i.$$

Оскільки

$$Fr = |F = ma| = mar = \left| a = \frac{\Delta v}{\Delta t} \right| = m \frac{\Delta v}{\Delta t} r = |\Delta v = \Delta \omega r|$$

$$= m \frac{\Delta \omega}{\Delta t} r^2 = \left| \alpha = \frac{\Delta \omega}{\Delta t} \right| = mr^2 \alpha,$$

то

$$M = \alpha r_1^2 \Delta m_1 + \dots + \alpha r_n^2 \Delta m_n = \sum_{i=1}^n \alpha r_i^2 \Delta m_i .$$

Очевидно, що кутове прискорення однакове для всіх елементів маси, тоді

$$M = \alpha \sum_{i=1}^n r_i^2 \Delta m_i .$$

Вираз під знаком суми залежить, очевидно, від розподілу маси тіла відносно осі обертання. Це є момент інерції тіла J , тобто

$$J = \sum_{i=1}^n r_i^2 \Delta m_i ,$$

і, відповідно, момент сил, що діє на тверде тіло і надає йому кутове прискорення, дорівнює

$$M = J\alpha .$$

Це рівняння висловлює основний закон динаміки обертального руху. Таким чином, моментом інерції називають відношення моменту сили до кутового прискорення, яке їм визивається:

$$J = \sum_{i=1}^n r_i^2 \Delta m_i = \frac{M}{\alpha} .$$

Для тіла з неперервним розподілом маси необхідно використовувати інтегральне подання:

$$J = \int_0^{m_{\text{повн}}} r^2 dm .$$

Очевидно, що момент інерції тіла залежить від його маси і її розподілу відносно осі обертання. Розмірність інерції $[\text{кгм}^2]$.

Якщо уявити, що уся маса даного тіла зосереджена в одній точці, а момент інерції тіла відносно деякої осі дорівнює моменту інерції точкової маси відносно цієї ж осі, то відстань цієї точкової маси від осі обертання називається радіусом інерції R_i . Тоді

$$J = mr^2 = R_i^2 m \quad \Rightarrow \quad R_i = \sqrt{\frac{J}{m}}.$$

В техніці використовується поняття махового моменту, який дорівнює mD^2 , де m – маса тіла, $D = 2R_i$ – діаметр інерції. Тоді, враховуючи, що

$$J = mR_i^2 = m \frac{D^2}{4},$$

можна отримати рівняння

$$mD^2 = 4J.$$

Визначимо роботу A , яка здійснюється під час обертального руху. У загальному випадку така робота дорівнює $A = Fs$, де F – постійна сила, яка співпадає за напрямком із переміщенням тіла s . Це справедливо і для обертального руху. Сила, яка прикладається до твердого тіла, що обертається навколо деякої точки, створює момент сили:

$$M = Fr.$$

Оскільки $s_{\perp} = \varphi r$, то можна записати, що

$$A = \frac{M}{r} \varphi r = M\varphi,$$

тобто робота під час обертального руху дорівнює добутку моменту сили на кутове переміщення. Якщо момент сили залежить від кута повороту, тобто $M = m(\varphi)$, то робота обчислюється за формулою

$$A = \int_{\varphi_1}^{\varphi_2} M d\varphi.$$

Миттєва потужність P розраховується як

$$P = \frac{dA}{dt},$$

тобто є похідною від часу. Така ж формула справедлива і у випадку обертального руху. Враховуючи, що $A = M\varphi$, можна отримати, що

$$P = M \frac{d\varphi}{dt} = M\dot{\varphi} = M\omega.$$

Тверде тіло, яке обертається навколо осі, володіє кінетичною енергією, оскільки усі елементи маси цього тіла рухаються з визначеною швидкістю. Така енергія називається енергією обертання. Повна енергія тіла дорівнює сумі енергій окремих елементів тіла. Тоді

$$\begin{aligned} W_{\text{об}} = W_1 + W_2 + \dots + W_n &= \left| W = \frac{mv^2}{2} = \frac{m\omega^2 r^2}{2} \right| \\ &= \frac{r_1^2 \Delta m_1 \omega_1^2}{2} + \frac{r_2^2 \Delta m_2 \omega_2^2}{2} + \dots + \frac{r_n^2 \Delta m_n \omega_n^2}{2} \\ &= \frac{\omega^2}{2} \sum_{i=1}^n r_i^2 \Delta m_i = \frac{J\omega^2}{2}. \end{aligned}$$

Очевидно, що зміна швидкості обертання від ω_1 до ω_2 приводить до зміни енергії обертання тіла, що відображається формулою:

$$\Delta W_{\text{об}} = \frac{J}{2} [\omega_2^2 - \omega_1^2].$$

Моментом кількості руху (кутовим моментом, моментом імпульсу) тіла називається добуток його моменту інерції на кутову швидкість:

$$\vec{L} = J\vec{\omega}.$$

Кутовий момент є векторною величиною. Його напрям співпадає з напрямом вектора кутової швидкості. Одиниця виміру кутового моменту $[L] = \frac{\text{кгм}^2}{\text{с}} = \text{Н} \cdot \text{м} \cdot \text{с}$.

2.2 Класифікація вітроенергетичних установок

Вітроенергетична установка – це комплекс взаємопов'язаного обладнання та споруд, призначений для перетворення енергії вітру в інші види енергії (механічну, теплову, електричну тощо.)

В даний час застосовуються дві основні конструкції вітроенергетичних установок, які використовують горизонтально-осьові або вертикально-осьові вітродвигуни. Обидва типи ВЕУ мають приблизно рівний ККД, проте найбільшого поширення набули вітроагрегати першого типу. Потужність ВЕУ може бути від сотень ват до кількох мегават.

Вітроенергетичні установки класифікують за такими ознаками:

- видом вироблюваної енергії;
- потужністю;
- областю застосування;
- призначенням;
- ознакою роботи з постійною або змінною частотою обертання вітроколеса (ВК);
- способами управління;
- структурою системи генерування енергії.

Вітроенергетичні установки залежно від виду вироблюваної енергії поділяють на дві групи: механічні і електричні. Електричні ВЕУ, в свою чергу, поділяються на ВЕУ постійного і змінного струму.

В залежності від потужності ВЕУ підрозділяють на чотири групи:

- великої потужності – понад 1 МВт;
- середньої потужності – від 100 кВт до 1 МВт;
- малої потужності – від 5 до 99 кВт;
- дуже малої потужності – менше 5 кВт.

Класифікацію електричних ВЕУ змінного струму за призначенням наведено у табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Класифікація ВЕУ за призначенням

Найменування	Потужність	Ознака	Призначення
Системні, мережеві	Від 200 кВт до 5 МВт	Робота з ВЕС паралельно з потужною мережею	Джерела отримання та видачі в електромережу максимально можливої електроенергії
Автономні	50...500 кВт	Індивідуальна робота ВЕС (автономна)	Джерела живлення електроенергії споживачів, що не зв'язані з електромережею, відрізняються низьким коефіцієнтом використання встановленої потужності
Гібридні	Різна	Робота ВЕС паралельно з електростанціями сумарної потужності (дизель-генератори, малі ГЕС та ін.)	Джерела живлення електроенергії для безперебійного постачання споживачем електроенергії номінальної потужності

Вітроелектрична станція (ВЕС) – електростанція, яка складається з двох і більше вітроелектричних установок, призначена для перетворення енергії вітру в електричну енергію і передачу її споживачеві.

Вітроагрегат (ВА) – установка, що складається з вітродвигуна, системи передачі потужності і відповідної машини (електромашинний генератор, насос, компресор, тощо).

Основні характеристики вітроагрегатів:

– продуктивність – залежність від обсягу продукції, що виробляється ВА за одиницю часу при середній швидкості вітру;

- встановлена потужність – паспортна потужність на вихідному валу ВА;
- номінальна потужність – максимальне значення вихідної потужності, на яку розрахований ВА в тривалому режимі роботи;
- загальний коефіцієнт корисної дії – відношення виробленою ВА корисної енергії до повної енергії вітру, що проходить через площу вітроколеса під час його руху;
- мінімальна робоча швидкість вітру – мінімальна швидкість вітру, при якій забезпечується обертання ВА з номінальною частотою та нульовою продуктивністю (холостий хід).

Гібридна ВЕУ – система, що складається з ВЕУ і будь-якого іншого джерела енергії (дизельного, бензинового, газотурбінного двигунів, фотоелектричних, сонячних колекторів, установок емнісного, водневого акумуляування стисненого повітря і т. п.), що використовується як резервне або додаткове джерело електропостачання споживачів.

Вітропарк – це комплекс ВЕУ, які встановлені рядами, перпендикулярними пануючому напрямку вітру. При розгортанні вітропарку потрібно враховувати наявність доріг для доступу до агрегатів, підстанції й моніторингової та контрольної системам.

Типи вітроелектричних станцій. Отримання електроенергії від вітрових установок є важливим, але разом з тим технічно складним завданням. Основним ускладненням є непостійність енергії вітру. Крім того, електричний струм для практичного застосування повинен мати постійну напругу, оскільки зміна напруги і частоти струму внаслідок деякого коливання кількості обертів вітродвигуна, потребує спеціальних механізмів, що регулюють кількість обертів генератора.

Вітрові установки, які призначаються для отримання електричної енергії, за призначенням поділяють на вітроелектричні станції і спеціальні вітроелектричні установки (вітроелектрокотли, установки для одержання водню та інші).

Вітроелектричні станції поділяються на станції постійного та змінного струму.

Вітроелектричні станції постійного струму являють собою в більшості випадків вітроелектричні агрегати потужністю від 100 Вт до 1...3 кВт, які використовуються для зарядки акумуляторних ба-

тарей і живлення освітлювальної мережі (освітлення ізольованих приміщень, тваринницьких ферм, польових станів, тракторних бригад, живлення радіовузлів та ін.), що розташовані в безпосередній близькості від вітроелектричних агрегатів. Більш потужні ВЕС постійного струму зустрічаються значно рідше. Це пояснюється рядом причин: неможливістю трансформації напруги для передачі електроенергії на великі відстані; економічною недоцільністю застосування електрохімічних батарей на вітроелектричних установках потужністю вище 3...5 кВт; неможливістю паралельної роботи з електростанціями і системами, інших типів, які виробляють, як правило, трифазний струм.

Вітроелектричні станції змінного струму не мають таких недоліків і, крім того, дозволяють використовувати звичайні асинхронні двигуни, що відрізняються, як відомо, простотою і дешевизною.

Вітроелектричні станції змінного струму будують загальною потужністю 10 кВт і вище. Працюють ВЕС за трьома основними схемами:

- ізольована робота ВЕС з тепловим резервним двигуном для роботи в періоди безвітря або під час малих швидкостей вітру;
- спільна робота ВЕС з традиційною станцією;
- паралельна робота ВЕС з енергосистемою.

Ефективність роботи ВЕС визначається економією пального на тепловій станції і економією води на гідроелектричній станції. Останнє дуже важливо в літній і зимовий періоди, коли природний приплив води значно скорочується.

При роботі ВЕС з резервним двигуном для безперебійного забезпечення споживача електроенергією можна використовувати будь-який двигун, потужність якого складає 50 % від потужності вітроелектричного двигуна. Споживачі, робота яких допускає перерви в енергопостачанні (помел, водопостачання, підготовка сухих кормів, нагрівання води і т. п.), отримують живлення тільки від ВЕС при наявності вітру.

За потужністю вітроелектричні станції можна розділити на три групи:

- малопотужні ВЕС (0,1...1,0 кВт), до яких відносяться головним чином вітроелектричні агрегати постійного струму, що використовуються для зарядки акумуляторних батарей;

– вітроелектричні станції середньої потужності (10...100 кВт), які, як правило, дають змінний струм; призначені головним чином, для спільної роботи з тепловим двигуном або для паралельної роботи із станцією іншого типу приблизно такої ж потужності;

– вітроелектростанції потужністю 100 кВт і вище; такі ВЕС у нас і за кордоном були побудовані тільки для експериментальної перевірки принципу паралельної роботи ВЕС з енергосистемою.

Ізольовані вітроелектростанції з тепловими двигунами в якості резерву і ВЕС, що працюють паралельно з тепловими гідроелектростанціями, повинні зайняти чільне місце в енергопостачанні нашого сільського господарства в тих районах, де швидкість вітру більша за 5 м/с.

2.3 Вітроенергетичні установки з горизонтальною віссю обертання

Вітротурбіни (пропелери) з горизонтальною віссю обертання – одні з найпоширеніших завдяки традиціям, що склалися за роки розвитку вітроенергетики. Такі вітротурбіни являються найбільш дослідженими. Однак, на ряду зі своїми перевагами, вони мають ряд недоліків.

До переваг такого типу вітрових установок слід віднести високі енергетичні показники, так як практично вся енергія потоку яка набігає, перетворюється на корисну. ККД установок даного типу є найвищий.

До їх недоліків слід віднести високу парусність лопатей і обмежені можливості щодо її зміни. Тому, щоглу такої установки доводиться робити досить масивною, здатною витримувати значні вітрові навантаження. Те ж відноситься і до міцності лопатей. Велика різниця швидкостей вітру (від штилю до урагану) змушують конструкторів закладати в них надлишкову міру міцності. У зв'язку з цим відбувається збільшення маси, як щогли, так і лопатей.

Ще один недолік властивий цьому типу вітроустановок – необхідність точної орієнтації лопатей перпендикулярно вітровому потоку, що в свою чергу ускладнює її кінематичну схему. Тому горизонтально-осьові установки ставлять у місцях, де напрямок вітру добре відомий.

2.3.1 Структура та класифікація вітроенергетичних установок з горизонтальною віссю обертання

Горизонтально-осьові вітрогенератори ще називають генераторами на базі вітру пропелерного типу або HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine) в англійському варіанті. Вітрогенератори з горизонтальною віссю дозволяють використовувати більшу частину (порівняно з ВЕУ ортогонального типу) вітрової енергії. На даний час, вітрогенератори з горизонтальною віссю завдяки високій ефективності, в порівнянні з іншими моделями, займають більше 95 % ринку вітрогенераторів у світі.

За кількістю лопатей розрізняють одно-, дво-, три- та багатолопатеві вітрогенератори. Із збільшенням кількості лопатей крутний момент вітрогенератора збільшується, а швидкохідність (відношення обертової швидкості вітроколеса до швидкості вітру) зменшується.

За орієнтацією по вітру – із стабілізатором, з додатковим бічним колесом, із сервоприводом та самоорієнтовні. Основні типи вітрогенераторів показано на рис. 2.7.

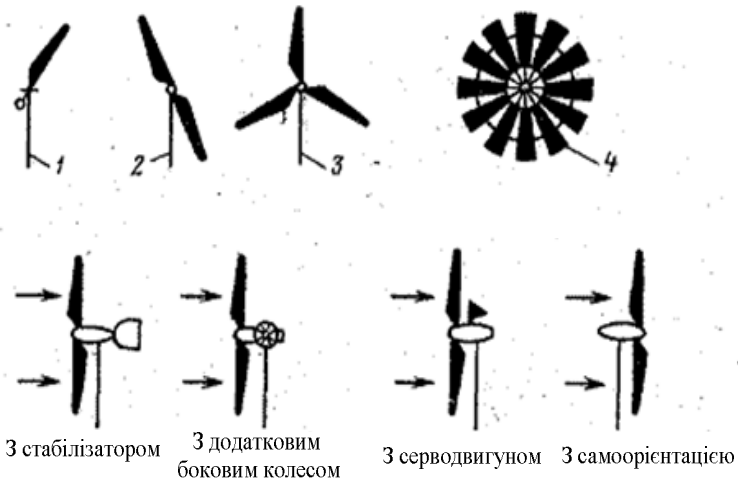


Рис. 2.7. Основні типи горизонтально-осьових вітрогенераторів

При високій швидкохідності вплив тертя стає все більшим. При малому коефіцієнті швидкохідності, як наприклад, в багатолопатевому вітроколесі, кожна додаткова лопать приносить помітний

скачок росту потужності. Багато лопатей дають тихоходом також високий стартовий момент, що особливо бажано для водяних насосів. Швидкохідний пропелер з декількома лопатами має проблеми при старті, внаслідок незначного стартового моменту. У цьому випадку якість само старту можна поліпшити примусовою системою повороту лопатей.

Однолопатеве вітроколесо потребує противаги (а це додаткова вага). Крім того, під'єднані вузли (підшипник, редуктор, електрогенератор) відчують несиметричне навантаження при кожному оберті. Збільшення кількості лопатей дає поряд з підвищенням потужності і пом'якшення роботи.

Структура вітрогенератора з горизонтальною віссю обертання містить наступні елементи (рис. 2.8).

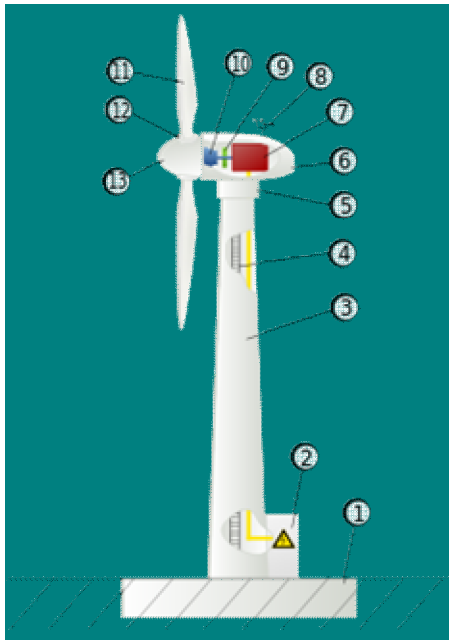


Рис. 2.8. Структура вітрогенератора з горизонтальною віссю обертання
Фундамент (1), силова шафа, що включає силові контактори та схеми керування (2), вежа (3), сходи (4), поворотний механізм (5), гондола (6), електричний генератор (7), система слідкування за напрямком і швидкістю вітру (анемометр) (8), гальмівна система (9), трансмісія (10), лопаті(11), система зміни кута атаки лопаті (12), ковпак ротора (13)

Вежа, як правило, це циліндрична щогла (або ґратчаста башта), на якій встановлено вітроколесо. У ВЕУ великої потужності висота вежі сягає 75 м, тому її, як правило, зміцнюють сталевими розтяжками.

Електричний генератор – це пристрій, в якому неелектричні види енергії (механічна, хімічна, теплова) перетворюються в електричну.

Анемометр – метеорологічний прилад для вимірювання швидкості вітру. Складається з чашечної (або лопатевої) вертушки, що закріплюється на осі, яка з'єднана з вимірювальним механізмом. При виникненні повітряного потоку, вітер штовхає чашечки, які починають крутитися навколо осі. В залежності від конструкції анемометра, він або заміряє число обертів чашечок навколо осі за заданий час, що дорівнює відповідній відстані, після чого розраховується середня швидкість вітру (відстань ділиться на час, якщо анемометр ручний). Коли чашечки з'єднані з електричним індукційним тахометром, це дозволяє приладу відразу показувати швидкість вітру на даний момент, без додаткових обчислень, що в свою чергу дозволяє спостерігати за змінами в швидкості вітру в режимі реального часу (анемометр індукційний).

Трансмiсія (силова передача) – це сукупність складових елементів і механізмів, що з'єднують двигун (мотор) з відповідним робочим органом верстата. Трансмiсія входить до складу силового агрегату.

Вітроколесо (ротор). Перетворює енергію набігаючого вітрового потоку в механічну енергію обертання осі турбіни. Діаметр вітроколеса коливається від декількох метрів до декількох десятків метрів. Як правило для з'єднаних з мережею ВЕУ частота обертання вітроколеса постійна. Для автономних систем з випрямлячем і інвертором – змінна.

Всі системи потужної вітроелектроустановки контролюються і управляються за допомогою комп'ютера, який може знаходитися на деякій відстані від установки.

Система контролю кута нахилу лопатей «розгортає» лопаті під кутом, потрібним для ефективної роботи при відповідній швидкості вітру. Система контролю напрямку осі ротора вітрогенератора розвертає вітроколесо у напрямку до вітру в горизонтальній площині.

Електронна система контролю підтримує постійну напругу на виході генератора при зміні швидкості вітру. Генератор, який працює при різних швидкостях вітру, є важливою складовою частиною вітроагрегата і забезпечує його ефективну роботу.

2.3.2 Комплекс технічних засобів горизонтально-осьових вітроенергетичних установок

Контролер керує багатьма процесами вітроустановки, такими, як поворот лопатей, заряд акумуляторів, захисні функції та ін. Він перетворює змінний струм, який виробляється генератором в постійний для заряду акумуляторних батарей.

Акумуляторні батареї – накопичують електроенергію для використання в безвітряні години, вирівнюють і стабілізують вихідну напругу генератора. Живлення об'єкта може бути від акумуляторних батарей.

Анемоскоп і датчик напрямку вітру – відповідають за збір даних про швидкість і напрям вітру в установках середньої і великої потужності.

Автоматичний перемикач джерела живлення (АПДЖ). Автоматично перемикає відповідні джерела електроживлення за проміжок часу в 0,5 с при зникненні напруги основного джерела. Дозволяє об'єднати вітроустановку, електромережу, дизель-генератор і інші джерела живлення в єдину автоматизовану систему. При цьому АПДЖ не дозволяє працювати мережі одного об'єкту одночасно від двох різних джерел живлення.

Асинхронні генератори. Асинхронна машина має статор і ротор, які розділені повітряним зазором. Її активними частинами є обмотки і магнітопровід (осердя); всі інші частини – конструктивні, тобто забезпечують необхідну міцність, жорсткість, охолодження, можливість обертання і т. п. Обмотка статора є трифазною (в загальному випадку – багатофазною), провідники якої рівномірно розподілені по колу статора і покладені в пазах з кутковою відстанню 120° у просторі. Фази обмотки статора з'єднують за стандартними схемами «трикутник» або «зірка» і підключають до мережі трифазного струму. Магнітопровід статора перемагнічується в процесі зміни напрямку струму в обмотці статора, тому його набирають з пластин електротехнічної сталі для забезпечення мінімальних магнітних втрат. За конструкцією ротора асинхронні машини поділя-

ють на два основних типи: з короткозамкненим ротором і з фазним ротором. Обидва типи мають однакову конструкцію статора і відрізняються лише виконанням обмотки ротора.

При обертанні ротора асинхронної машини, що включена в мережу з джерелами реактивної потужності (перезбудженні синхронні генератори, двигуни, компенсатори і конденсатори), з частотою, яка більше частоти обертання магнітного поля ($\Omega > \omega$), ЕРС в обмотці ротора змінює свій напрямок на протилежний в порівнянні з рушійним режимом. Внаслідок цього змінюють свій напрямок активні складові струмів, машина віддає активну потужність в мережу і працює в режимі генератора. Необхідну для утворення обертового магнітного поля реактивну потужність асинхронний генератор споживає з мережі, навантажуючи додатковим реактивним струмом синхронні машини, які включені в мережу паралельно з ним. Це споживання реактивної потужності є основним недоліком асинхронного генератора.

Асинхронні генератори виконуються, як правило, з короткозамкненою обмоткою ротора і застосовуються, переважно, на малих гідроелектростанціях, що працюють без обслуговуючого персоналу, оскільки можуть експлуатуватися без систем регулювання частоти і напруги.

Крім паралельної роботи з мережею змінного струму, яка має джерела реактивної потужності, можлива робота асинхронного генератора в режимі самозбудження (від потоку залишкового магнетизму ротора), якщо до затисків статора підключити конденсатори, які повинні служити джерелом реактивної потужності, необхідної для збудження магнітного поля в генераторі (рис. 2.9). При роботі на активно-індуктивне навантаження конденсатори служать джерелом реактивної потужності для навантаження.

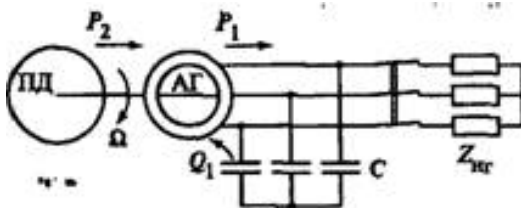


Рис. 2.9. Схема включення асинхронного генератора при роботі з самозбудженням: АГ – асинхронний генератор; ПД – приводний двигун; C – конденсатори; Z_н – опір навантаження; P₁ та P₂ – потужності; Q₁ – заряд

Потужність конденсаторів в схемі асинхронного генератора з самозбудженням близька до його номінальної активної потужності. З цієї причини такі генератори набагато дорожче синхронних, які генерують як активну, так і реактивну потужність і не потребують її додаткових джерел. Останнім часом для самозбудження асинхронних генераторів застосовують статичні джерела реактивної потужності з керованими напівпровідниковими тиристорами. Асинхронні генератори з такими джерелами наближаються за своєю ефективністю до синхронних.

Синхронний низькошвидкісний генератор з постійними магнітами. Конструкція такого генератора аналогічна конструкції високомоментного низькошвидкісного двигуна. Завдяки багатоплюсності (кількість полюсів – магнітів на роторі може досягати 100) навіть при низьких частотах обертання вала вихідна частота струму генератора може досягати 50 Гц, а вихідна напруга 220 В, рис. 2.10, *а*. Це зумовило значний інтерес до таких генераторів з боку розробників вітроустановок, оскільки можна конструювати безредукторні вітроустановки з частотами обертання вітроколеса від 30 об/хв. Якщо ротор виконати у вигляді тонкого сталевого кільця з постійними магнітами (рис. 2.10, *б*) і великим робочим магнітним зазором між статором і ротором, то його можна з'єднати безпосередньо з віссю вітроустановки. Крім того генератори такого типу є компактними і мають хороші експлуатаційні характеристики.

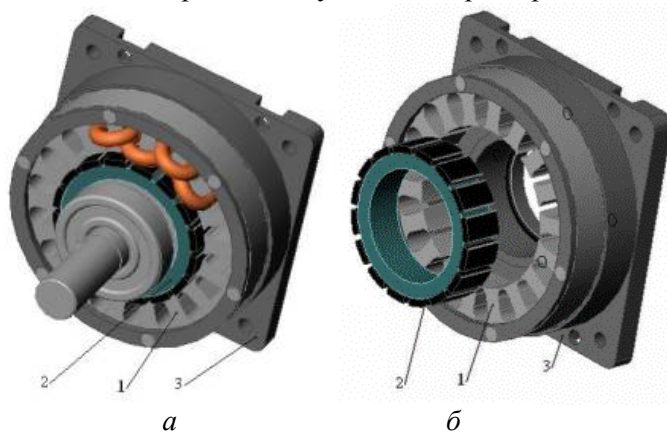


Рис.2.10. Синхронні генератори: 1 – статор; 2 – ротор з постійними магнітами; 3 – задній кожух з підшипником

Генератори можуть бути виконані як у вигляді окремого виробу, так і у вигляді окремих частин, вбудованих в обладнання, з числом фаз обмоток 3, 2 і 1, частотою обертання від 30 об / хв, частотою струму 50 і 400 Гц, вихідною напругою 220, 380 і 660 В, потужністю до 50 кВт і більше.

Інвертор – перетворює постійний струм акумуляторних батарей в змінний, який споживається більшістю електроприладів.

Інвертори бувають чотирьох типів:

1. Інвертор, що перетворює постійний струм в змінний з напругою 220 В з модифікованою синусоїдою (ще одна назва: квадратна синусоїда). Такий інвертор може використовуватись тільки в обладнанні, яке не чутливе до якості напруги: освітлення, обігрів, заряд пристроїв і т. ін.

2. Інвертор, що перетворює постійний струм в змінний з напругою 220 В з правильною синусоїдою. Придатний для будь-якого типу електроприладів: електродвигуни, медичне обладнання та ін.

3. Трифазний інвертор, який перетворює струм в трифазний з напругою 380 В. Може використовуватися в трифазному обладнанні.

4. Мережевий інвертор на відміну від попередніх типів дозволяє системі працювати без акумуляторних батарей, але його можна використовувати тільки для виведення електроенергії в електромережу. Їх вартість, як правило, у кілька разів перевищує вартість мережевих інверторів. Іноді вони коштують дорожче, ніж всі інші компоненти вітроустановки разом узяті.

Як правило, інвертор являє собою генератор періодичної напруги, за формою наближеною до синусоїди, або імпульсного сигналу, рис. 2.11. Інвертори поділяються на однофазні та трифазні.

Існує три групи інверторів, які забезпечують:

– вихідну напругу періодичної, але не синусоїдальної форми, наприклад, прямокутної (рис. 2.11, *a*) або трапецеїдальної;

– вихідну напругу форми модифікованої синусоїди (рис. 2.11, *б*);

– вихідну напругу синусоїдальної форми (рис. 2.11, *в*).

Найчастіше використовується сигнал у вигляді модифікованої синусоїди.

Вибір інвертора проводиться виходячи з пікової потужності енергоспоживання стандартної напруги 220В / 50 Гц.

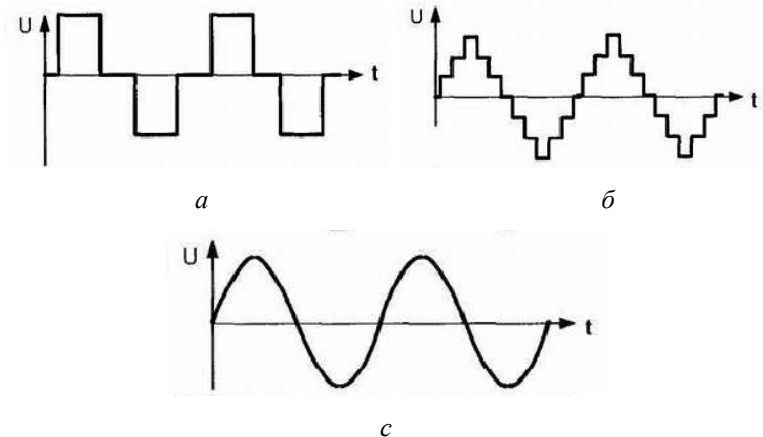


Рис. 2.11. Форма вихідного сигналу інвертора: *a* – прямокутна; *б* – модифікована синусоїда; *в* – синусоїда

Існують три режими роботи інвертора:

- режим тривалої роботи, який відповідає номінальній потужності інвертора;
- режим перевантаження, при якому інвертори протягом декількох десятків хвилин (до 30) можуть віддавати потужність в 1,2–1,5 рази більше номінальної;
- режим пусковий, у якому інвертор здатний віддавати підвищену миттєву потужність протягом декількох мілісекунд для забезпечення запуску електродвигунів і смісних навантажень.

Трифазні інвертори використовуються для створення трифазного струму для електродвигунів, наприклад для живлення трифазного асинхронного двигуна. При цьому обмотки двигуна безпосередньо підключаються до виходу інвертора.

Очевидно, що правильний розрахунок необхідної потужності допомагає ефективно вибрати всі комплектуючі елементи альтернативної системи електропостачання. Для цього необхідно визначити орієнтовний склад всього електричного обладнання.

Редуктор передає потужність від вала турбіни, який обертається повільно, але має великий крутний момент, до ротора, якому потрібна велика швидкість обертання при невеликому крутному моменті. Редуктори для вітряних турбін зазвичай мають фіксоване пере-

даточне число. Для 600...750 кВт турбін це число, як правило, складає 1,50.

Мультиплікатор – це перетворювач низької швидкості обертання ротора ВЕУ в більш високі оберти, необхідні для роботи електрогенераторів. Для оптимального використання енергії вітру установкою можна застосовувати Pitch та Azimuth-редуктори, рис. 2.12. Три або чотири Azimuth-редуктора – кількість залежить від типу ВЕУ – застосовуються для розвороту гондоли проти вітру. Pitch – редуктори, по одному на кожній лопаті ротора, регулюють кут атаки лопатей в залежності від напряму вітру.



Рис. 2.12. Мультиплікатори

Лопаті. Для найбільш ефективної роботи ВЕУ її лопаті повинні максимально взаємодіяти з вітровим потоком, що проходить через площу обертання ротора. ВЕУ з великою кількістю лопатей, як

правило, працюють при низьких швидкостях обертання, на відміну від установок з двома або трьома лопатями, які повинні обертатися з дуже високою швидкістю, щоб максимально «охопити» вітрові потоки, що проходять через площу ротора. ВЕУ з великою кількістю лопатей менш ефективні, ніж турбіни з двома або трьома лопатями, оскільки лопаті можуть створювати перешкоди одна одній.

За способом взаємодії з вітром ВЕУ діляться на установки з жорстко закріпленими лопатями без регулювання і на установки, у яких лопаті зроблені із змінним кутом. Обидві конструкції мають переваги і недоліки.

Вітроенергетичні установки, у яких лопаті зроблені із змінним кутом, мають більш високу ефективність використання вітру і, відповідно, вони виробляють більше електроенергії. У той же час, такі ВЕУ повинні бути оснащені спеціальними підшипниками, що зменшує надійність установки.

Турбіни з жорстко закріпленими лопатями більш прості в обслуговуванні, однак їх ефективність використання вітрового потоку нижче.

Основною перевагою вітрогенераторів з горизонтальним ротором є їх більш висока ефективність роботи за рахунок меншого розкиду кутів атаки на робочих режимах, а також, за рахунок можливості управляти кутом установки лопатей. Вітроагрегати горизонтально-осьових ВЕУ, у порівнянні з вертикально-осьовими, мають менші габаритні параметри за інших рівних умов.

Основним недоліком горизонтально-осьових вітрогенераторів є необхідність орієнтації ротора на напрямок вітру, що вимагає використання додаткових механізмів.

Однолопатеві вітрогенератори мають одну лопать і противагу, що виконує роль балансуєчого механізму. Перевагою однолопатевих роторів, є їх більш висока швидкість обертання за рахунок більш низького моменту інерції. Це дозволяє використовувати в установках прямопривідні синхронні електрогенератори, які розраховані на більш високі оберти і, як наслідок, мають менші габаритні розміри. Випускаються однолопатеві ВЕУ потужністю до 10 кВт, з діаметром ротора до 7 м.

Двохлопатеві вітрогенератори мають ті ж переваги, що й однолопатеві. Крім того ротор є врівноваженим за будь-якого куткового положення лопатей за рахунок їх парної кількості. Тому вони за-

стосовуються в самопідйомних вітрогенераторах малого та середнього діапазону потужностей. При підйомі з землі або опусканні на землю самопідйомних дволопатевиx вітрогенераторів, площа їх ротора при якому кутовому положенні лопатей буде прагнути зайняти горизонтальне положення, що значно спрощує технологію процесу підйому або опускання таких ВЕУ. Прикладом самопідйомної дволопатевої вітроустановки є Gev MP, французької фірми Vergnet SA номінальною потужністю 275 кВт.

Трилопатеві горизонтально-осьові ВЕУ є найбільш поширеними при проектуванні вітроенергетичних станцій. Їх номінальна потужність складає від декількох десятків ватів до 7 МВт. Все вітроенергетичне обладнання великої потужності (від 500 кВт і вище) використовує трилопатеві горизонтально-осьові вітрогенератори. На сьогоднішній день найбільшу номінальну потужність має трилопатева установка Enercon E-126, номінальною потужністю 7 МВт. Перша турбіна моделі E-126 була запущена в експлуатацію в 2007 році поблизу Емдена в Німеччині.

Багатолопатеві ВЕУ мають велику кількість лопатей і у деяких моделей може досягати 50. Ротор цих вітрогенераторів має великий момент інерції, внаслідок чого, має більш низькі швидкості обертання, але при цьому розвиває більш високий крутний момент.

2.3.3 Показники ефективності горизонтально-осьових установок

Найбільша ефективність горизонтально-осьових ВЕУ досягається тільки за умови забезпечення постійної колінеарності осі вітроколеса і напрямку вітру. Необхідність орієнтації на напрямок вітру вимагає наявності в конструкції ВЕУ відповідних механізмів і систем для безперервного спостереження за вітровою обстановкою, пошуку напрямку з максимальним вітровим потенціалом і повороту вітроколеса в цьому напрямку з подальшим утриманням в такому положенні. Очевидно, що наявність в конструкції ВЕУ додаткових елементів ускладнює ВА і знижує його надійність (за даними експлуатації зарубіжних ВЕУ цього типу до 13 % загальної кількості відмов припадає на системи орієнтації).

Крім того, практично неможливо ефективно орієнтувати вітроколесо при зміні напрямку вітру через запізнювання дії механізмів орієнтації. Для вітроустановок середньої та великої потужності з

діаметром вітроколеса більше 30...40 м ефективність його орієнтації на напрямок вітру знижується внаслідок некомпланарності і різниці в швидкостях вітрового потоку по довжині розмаху лопатей. Через це знижуються показники вироблення електроенергії (внаслідок зменшення енергії вітрового потоку) та економічна ефективність вітроустановки.

До конструктивних недоліків можна віднести те, що система орієнтації розриває жорсткий зв'язок між корпусом ВА (гондолою) і опорною вежею горизонтально-осьової ВЕУ, чим обумовлюються поява автоколивань і відмінність в частотних характеристиках рухомої і нерухомої частин конструкції, що також знижує надійність ВЕУ і збільшує амортизаційні витрати.

Ефективність вітроустановки залежить від величини площі поверхні, яка умовно утворюється під час обертання кінцівок лопатей. Така площа являє собою площу круга, радіус якого дорівнює довжині лопаті.

Енергія, яка знімається з одиниці довжини лопаті, дуже змінюється к її кінцю (від 0 до максимального значення на кінці лопаті).

Механічну потужність вітроколеса на валу, тобто, без урахування втрат в передачах і підшипниках, можна підрахувати за формулою:

$$P_{\text{вк}} = \frac{\rho v^3 S \varepsilon}{2},$$

де ρ – густина повітря, ($\rho = 1,29 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$); v – швидкість вітру;

ε – коефіцієнт використання енергії вітру, який показує, яка частка енергії повітряного потоку використовується вітроколесом;

S – площа поверхні вітроколеса. Геометрична проекція площі вітроколеса на площину, перпендикулярну вектору швидкості вітру.

Розрахунок можна проводити за формулою

$$S = \frac{\pi D^2}{4},$$

де D – діаметр вітроколеса.

Для нормальних умов (температура 15° С і тиск 760 мм рт. ст.) потужність (кВт) можна розрахувати за спрощеною формулою

$$P_{\text{вк}} = \frac{v^3 D^2 \varepsilon}{1975}$$

Коефіцієнт використання енергії вітру ε залежить від типу вітро-родвигуна, якості його виготовлення та інших параметрів. Кращі швидкохідні вітро-двигуни, що мають обтічні аеродинамічні лопаті досягають значення ε від 0,4 до 0,5 (рис. 2.13).

Це означає що вітроколесо може корисно використовувати 40–50 % енергії повітряного потоку.



Рис. 2.13. Коефіцієнти використання вітру для горизонтально-осьових ВЕУ

Максимальне, теоретично обчислене значення $\varepsilon = 0,593$, але на практиці цього досягти не можливо.

Найбільше поширення одержали вітроенергетичні установки потужністю від 100 до 500 кВт, які приєднуються до енергетичної

мережі. Питома вартість ВЕУ потужністю 500 кВт складає близько 1200 \$ / кВт і має тенденцію до зниження.

Очевидно, що вітроколесо може само запускатися тільки в тому випадку, якщо воно точно направлено на вітер. При бічному ж вітрі для запуску потужного вітроколеса необхідне зовнішнє джерело енергії для розвороту гондоли вітроколеса на вітер.

Поворот лопатей горизонтально-осьової пропелерної ВЕУ і використовується не тільки чином як засіб пошуку оптимального кута встановлення лопаті для утримання вітроколеса на гранично можливій кількості обертів (для уникнення механічних пошкоджень), але й як засіб гальмування вітроколеса (поряд із звичайним фрикційним).

Як вже відзначалося застосування системи повороту лопатей суттєво ускладнює конструкцію ВЕУ, оскільки для попередження запобігання небезпеки виходу на аварійний режим обертання вітроколеса потрібні система безперервного спостереження за кількістю обертів і поворотні пристрої із приводами для кожної лопаті, а також система автоматичного управління кутами повороту лопатей.

Серед горизонтально-осьових пропелерних ВЕУ найбільшого поширення набули швидкохідні установки з числом лопатей менше чотирьох. Вони забезпечують найвищий коефіцієнт використання енергії вітру, тобто найбільш ефективні.

Ефективність ВЕУ залежить також від швидкохідності умовної поверхні вітроколеса. Швидкохідність – це відношення коллової швидкості елемента поверхні до швидкості вітру.

Високий ступінь швидкохідності припускає використання спеціальних пристроїв та систем для обмеження кутової швидкості обертання з метою попередження розносу вітроколеса і трансмісії. Все це значно ускладнюють конструкцію ВЕУ.

Постійність досить високої робочої швидкості обертання обумовлює спрощення трансмісійних зв'язків вітроколеса з генератором і досить високу якість електроенергії без ускладнення перетворюючих електричних схем.

В той же час постійність робочої швидкості обертання, яка обмежена міцністю лопатей на інерційне навантаження, означає обмеження робочих швидкостей вітру (як правило, в межах 12...15 м / с), так що робота вітроустановки в оптимальному режи-

мі можлива тільки при певному вітрі, що, природно, дещо знижує ефективність установки.

Для горизонтально-осьових пропелерних ВЕУ з турбінами великих діаметрів зростає вплив гравітаційних сил та некомпланарності швидкості вітру по висоті, що викликає пульсуючі навантаження в матеріалі лопаті, в опорних пристроях трансмісій і в самих трансмісіях, які тим відчутніші, чим вище швидкохідність. Все це обумовлює підвищену увагу до динамічної стійкості роботи всіх обертових елементів, підвищені вимоги до міцності конструкції і точності її виготовлення, до якості збірки, до мастил і балансування обертових деталей і вузлів.

Розрахункова швидкість вітру горизонтально-осьових пропелерних ВЕУ, як правило, знаходиться в межах 12...15 м / с за умови міцності лопатей на інерційне навантаження. Розрахунки фахівців на підставі інформації про вітровий потенціал від метеостанцій виявили ряд регіонів, де економічно обґрунтованими є розрахункові швидкості вітру 18...20 м / с (Крим, Карпати, деякі степові регіони). Як показали дослідження, початкова швидкість вітру слабо впливає на рівень використовуваної енергії. Так, при зміні початкової швидкості вітру від 4,5 до 7,5 м / с вироблення електроенергії знижується менш ніж на 2 %. Вплив же розрахунковій швидкості вітру на вироблення електроенергії дуже великий. Наприклад, збільшення розрахункової швидкості вітру з 10,4 до 20 м / с призводить до збільшення вироблення електроенергії більш ніж в 4 рази. Це свідчить про те, що для районів з високим вітровим потенціалом значення розрахункової швидкості вітру, яке приймається для звичайних ВЕУ, виявляються недостатніми, оскільки при цьому погано використовуються великі вітроенергетичні ресурси.

2.3.4 Розрахунок вітроенергетичних установок з горизонтальною віссю обертання

Вітроприймальні пристрої з горизонтальною віссю обертання можуть використовувати для перетворення енергії вітру підйомну силу або силу опору. Перевагу віддають пристроям, що використовують підйомну силу, оскільки вони можуть розвинути в кілька разів більшу силу, ніж пристрої з безпосередньою дією сили опору. Останні, крім того, не можуть переміщатися зі швидкістю, яка перевищує швидкість вітру. Внаслідок цього поверхні, на які діє під-

йомна сила вітроколеса, можуть бути більш швидкохідними та мати краще співвідношення потужності і маси при меншій вартості одиниці встановленої потужності.

Вітроколесо можна виконати з різною кількістю лопатей: від однолопатевих пристроїв з контрвагами до багатолопатевих (з числом лопатей до 50 і більше). Для зниження згинаючих навантажень біля кореня лопатям часто надають звужувальну до периферії форму. Вітроколеса з горизонтальною віссю обертання виконують іноді фіксованими по напрямку, тобто вони не можуть обертатися відносно вертикальної осі, яка перпендикулярна напрямку потоку. Такий тип пристроїв застосовується лише при наявності одного, пануючого напрямку вітру. У більшості ж випадків система, на якій укріплено вітроколесо (так звана голівка), виконується поворотною, що орієнтується за напрямком вітру. У малопотужних вітрових турбінах, як правило, використовуються для цієї мети хвостові оперення, у потужних – сервосистеми.

Для обмеження частоти обертання вітроколеса при великій швидкості вітру застосовується ряд способів, наприклад, встановлення лопатей у флюгерне положення, застосування клапанів, встановлених на лопатях, а також пристрої для виведення вітроколеса з-під вітру за допомогою бокового плану, розташованого паралельно площині обертання колеса. Лопаті можуть бути безпосередньо закріплені на валу вітроколеса або ж обертаючий момент може передаватися від його обода через вторинний вал до генератора або іншої робочої машини.

Крильчасте вітроколесо з горизонтальною віссю обертання може розташовуватися в робочому положенні перед вежею чи за нею.

Виробництво електричної енергії. На сьогоднішній день при автономному використанні електроенергії вітроустановок застосовують три основні варіанти перетворення вітрової енергії в електричну.

1) Використовується генератор постійного струму та акумуляторна батарея із системою заряджання. В цьому варіанті користувачами електроенергії можуть бути тільки пристрої, що використовують постійний струм або напругу (наприклад, двигуни постійного струму, освітлювальні пристрої та ін.).

2) Використовується тільки генератор змінного або постійного струму, який застосовують для отримання тільки тепла і його акумулювання.

3) Використовується генератор змінного струму, пристрій випрямлення, буферний накопичувач та перетворювач постійного струму в змінний, який має постійну частоту.

Для всіх вказаних варіантів ротор вітроустановки обертається зі змінною частотою. В цих схемах не потрібна підтримка постійної швидкості обертання ротора.

При використанні енергії вітру паралельно з енергомережею користувач електричної енергії підключений до мережі енергосистеми. Застосування паралельної енергоустановки понижує вартість необхідного акумуляюючого пристрою. В цьому випадку також мають місце три варіанти.

1) Використовується тільки синхронний генератор, який підключений до енергосистеми через підвищувальний трансформатор. В цьому варіанті схеми ротор вітроустановки повинен обертатися з постійною кутовою швидкістю для синхронної роботи генератора вітроустановки. Така схема є найбільш простою. Як правило, потужність енергосистеми набагато більша потужності вітроустановки і електрична машина буде знаходитись в режимі синхронізму в досить широкому діапазоні змін моменту обертання ротора вітроустановки. Недоліком застосування синхронного генератора є той факт, що він може переходити в режим двигуна і споживати енергію із енергосистеми. Крім того, при різких поривах вітру з'являється можливість виходу із синхронізму. Подальша синхронізація генератора та підключення його до енергосистеми є досить складним процесом.

2) Використовується тільки один генератор, але він є асинхронним. Частота обертання ротора ВУ може бути не постійною, але несильно відрізнитись від синхронної частоти обертання.

3) Використовується генераторна система, яка обертається із змінною швидкістю, але частота струму постійна. Ідея цього варіанту в тому, щоб надати можливість ротору ВУ обертатись зі змінною частотою, яка регулюється у відповідності зі зменшенням швидкості вітру. Така схема застосовує генеруючі системи, які забезпечують в цих умовах отримання змінного струму постійної частоти, і при цьому електроенергія може бути подана в енергосистему.

Методи отримання змінної напруги постійної частоти при змінній частоті обертання вала приводу поділяються на дві групи.

1) Група, яка використовує диференціальні методи і реалізується в схемах з синхронними генераторами з механічними пристроями, які забезпечують отримання постійної частоти обертання ротора генератора за допомогою редукторів зі змінним передаточним відношенням (варіатори). Ця група включає також пристрої з гідравлічною передачею потужності, а також електричні пристрої, які компенсують зміну частоти обертання за допомогою живлення обмотки збудження напругою з частотою ковзання, яка дорівнює різниці частоти обертання ротора генератора та частоти напруги енергосистеми, на яку працює генератор.

2) Група, яка використовує недиференціальні методи, може бути реалізована через статичні пристрої зміни частоти відповідно до схеми перетворення «змінна напруга змінної частоти – постійна напруга – змінна напруга постійної частоти». При цьому розроблені дві автоматизовані схеми в обох напрямках.

Розглянемо кілька прикладів перетворення енергії вітру в електричну енергію. Двоконтурну схему перетворення механічної енергії ВУ в електричну енергію показано на рис. 2.14.

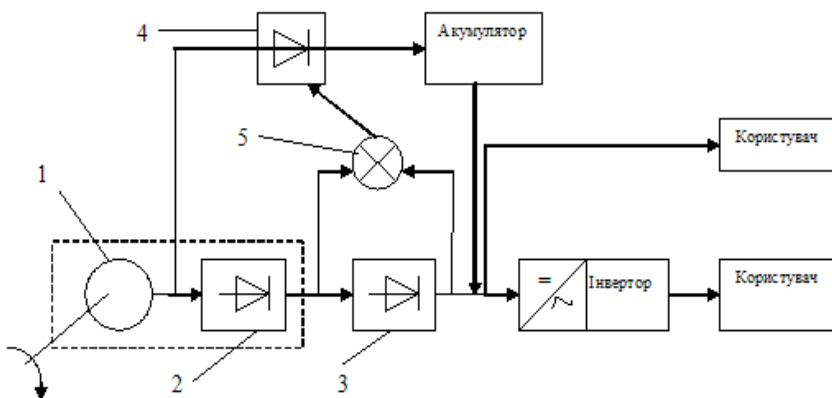


Рис. 2.14. Двоконтурна схема перетворення механічної енергії ВУ в електричну енергію: 1 – генератор; 2 – випрямляч; 3 – стабілізатор; 4 – пристрій заряджання; 5 – суматор

Схема містить генератор змінного струму з постійними магнітами, який обертається за допомогою ротора ВУ через редуктор. Напруга і частота змінні, тому, використовуючи випрямляч, змінна

напруга змінної частоти перетворюється в постійний струм не стабілізованої напруги.

Вітроустановка обертає генератор змінного струму. Електрична енергія, що виробляється, розгалужується на два контури. У першому контурі електроенергія через випрямляч 2 та стабілізатор 3 поступає на перетворювач (інвертор). Інвертор перетворює постійну напругу 14 В на змінну напругу 220 В 50 Гц. Потужність таких пристроїв досягає декілька кіловат. Цей контур є пріоритетним. Другий контур являє лінію буферного накопичувача електричної енергії. Він складається із заряджаючого пристрою 4, акумулятора і суматора 5. При достатній інтенсивності вітру потужність електроенергії, що виробляється більша, ніж та, що використовується в каналі інвертора. При цьому напруга перед стабілізатором вища, ніж за стабілізатором. Ця різниця напруг призведе до включення пристрою заряджання.

Величина заряджаючого струму пропорційна різниці напруг. Зменшення інтенсивності вітру призведе до зменшення напруги перед стабілізатором. Зменшення сигналу з виходу суматора до рівня, який нижче установленого значення, призведе до відключення зарядного струму акумулятора. В такому стані енергія вітроустановки витрачається тільки для живлення користувача через інвертор. В випадку відсутності або недостатньої потужності вітру напруга на виході стабілізатора становиться нижче, ніж напруга акумулятора. В цьому випадку інвертор починає живитись від акумулятора.

Застосування генераторів змінного струму разом з трифазним мостовим випрямлячем та стабілізатором показано на рис. 2.15.

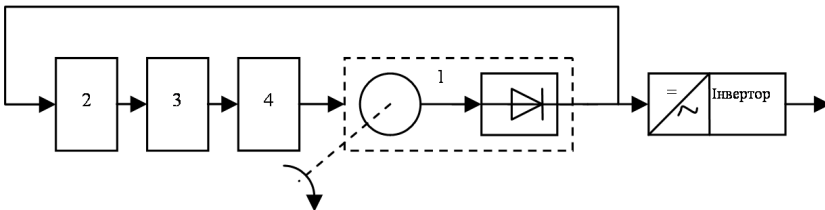


Рис. 2.15. Застосування генераторів змінного струму:
1 – генератор; 2 – вимірювальний елемент; 3 – пристрій порівняння;
4 – регулюючий елемент

Регулятор напруги містить вимірювальний елемент, пристрій порівняння та регулятор.

Вимірювальний елемент сприймає напругу генератора і перетворює його в сигнал, який в пристрої порівняння порівнюється з еталонним значенням напруги. Якщо величина напруги генератора відрізняється від еталонної величини, то на виході вимірювального елемента з'являється сигнал, який активізує регулюючий елемент, при цьому змінюється струм в обмотці збудження так, щоб напруга генератора встановилась в заданих межах.

Таким чином, до регулятора 4 напруги обов'язково повинна бути підведена напруга з генератора з метою забезпечення її стабілізації.

Принципову схему генератора з регулятором напруги показано на рис. 2.16. Із вхідного дільника (R_1, R_2, R_3) напруга надходить на елемент порівняння, де роль еталонної величини виконує напруга на стабілітроні $VD1$. Струм стабілітрона вмикає електронне реле, яке комутує ланцюг збудження таким чином, що струм в обмотці збудження змінюється в необхідний бік.

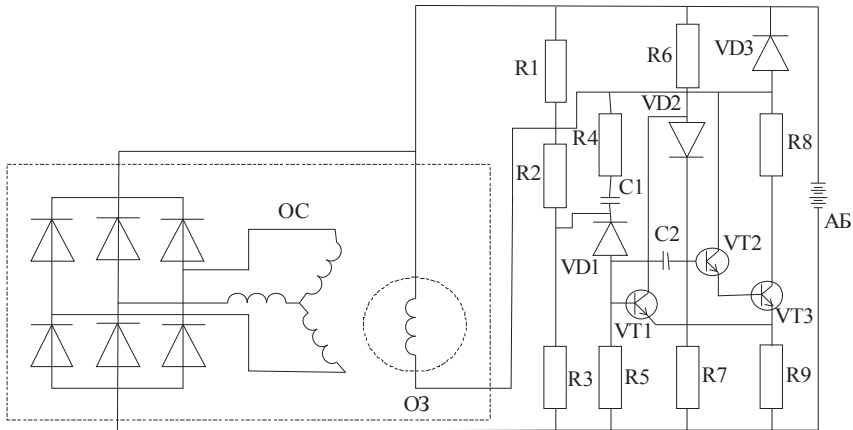


Рис. 2.16. Принципова схема генератора з регулятором напруги:
 OC – обмотка статора; OZ – обмотка збудження;
 AB – акумуляторна батарея; $VD1$ – стабілітрон

Регулятор напруги працює таким чином. Чутливим елементом є вхідний дільник напруги (R_1, R_2, R_3). Напруга до стабілітрона $VD1$ підводиться з виходу генератора, який обведений пунктирною лінією, через дільник напруги. Доки напруга генератора невелика і на

стабілітроні вона буде нижчою від напруги стабілізації, то стабілітрон $VD1$ буде закритим, струм через нього та в базовому колі транзистора $VT1$ буде відсутнім, транзистор $VT1$ буде закритим. В цьому випадку струм через резистор $R6$ та діод $VD2$ від генератора поступає в базове коло транзистора $VT2$, він відкривається і через його перехід емітер-колектор почне протікати струм в базу транзистора $VT3$. Якщо напруга генератора збільшилась, наприклад, внаслідок збільшення частоти обертання ротора або зменшення навантаження, то збільшиться напруга на стабілітроні $VD1$. Якщо напруга досягне величини напруги стабілізації і більше, то стабілітрон $VD1$ відкривається, струм через нього поступає в базове коло транзистора $VT1$, який відкривається і своїм переходом емітер-колектор закорочує вивід бази складного транзистора $VT2$, $VT3$ на емітер. Складний транзистор $VT2$, $VT3$ закривається, і при цьому коло живлення обмотки збудження розривається. Струм збудження спадає, зменшується напруга генератора, закривається стабілітрон $VD1$ та транзистор $VT1$, відкривається складний транзистор $VT2$, $VT3$, обмотка збудження знову включається в коло живлення, напруга генератора збільшується, і таким чином процес повторюється.

Внаслідок цього, регулювання напруги генератора за допомогою регулятора здійснюється дискретно через зміну відносного часу включення обмотки збудження. При цьому струм I_3 в обмотці збудження змінюється так, як показано на рис. 2.17. Якщо частота обертання генератора збільшилась або зменшилось його навантаження, то термін включення обмотки зменшується, а якщо частота обертання зменшилась або навантаження збільшилось, то термін включення обмотки збудження збільшується.

Під час роботи вітроустановки паралельно з електромережею великої потужності може використовуватися така схема регулювання напруги.

Якщо ротор синхронної машини прискорити за допомогою зовнішнього приводу до частоти обертання, яка буде перевищувати частоту обертання магнітного потоку, тобто здійснити умову $n > n_1$,

то ковзання $S = \frac{n_1 - n}{n_1}$ (n_1 – частота обертання магнітного поля ста-

тора, n – частота обертання ротора) стане від'ємним і машина перейде в режим асинхронного генератора. В первинній обмотці ге-

нерується активна потужність, яка передається на навантаження, яке підключене до первинного кола. Принцип дії пояснюється наступним чином. Струм в короткозамкненій обмотці ротора, який з'являється внаслідок її відносного руху у первинному магнітному полі, створює свій магнітний потік, який, в свою чергу, наводить в обмотці статора додаткову електрорушійну силу і активний струм живлення навантаження.

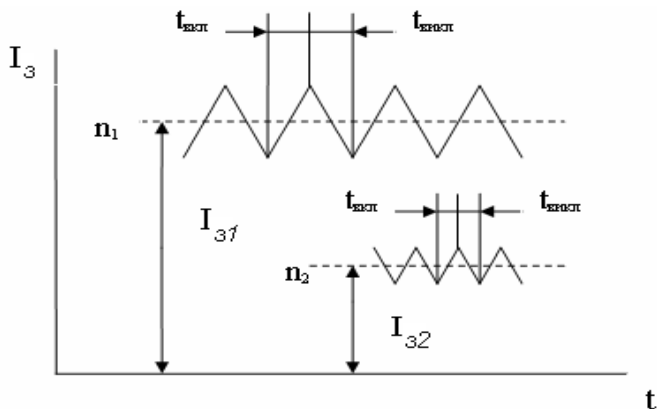


Рис. 2.17. Зміна відносного часу включення обмотки збудження генератора електроенергії: n_1, n_2 – частоти обертання ротора, $n_2 < n_1$

У разі роботи сумісно з потужною мережею первинна напруга асинхронного генератора і частота струму в його первинній обмотці є незмінними. Тому для збільшення потужності, яка віддається генератором в мережу, його привід повинний забезпечити приріст частоти обертання ротора і відповідно значення ковзання S .

Недоліком звичайного асинхронного генератора, який працює на мережу та споживає від мережі значну реактивну потужність Q , є відносно низьке значення коефіцієнта потужності $\cos\phi$ в порівнянні з синхронними генераторами.

Розглянуті генератори не в повній мірі забезпечують ефективну роботу вітроустановок, оскільки їх діапазон швидкостей досить великий. Тому для створення електрогенератора ВУ можна використовувати каскадний безконтактний генератор змінного струму. Він складається із двох машин із з'єднаними обмотками роторів, які розташовані на одному валу. Одна із машин, яка входить до складу каскадного генератора, є асинхронною.

Ідею реалізації асинхронної каскадної безконтактної електричної машини, що складається із двох асинхронних машин, в яких роторні обмотки 1 і 4 замкнені між собою з перехрещенням фаз (інверсні обмотки) показано на рис. 2.18. Статорну обмотку 2 першої машини підключено до мережі, а статорну обмотку 3 другої машини – до опору, що регулюється. Така каскадна машина є по суті асинхронним двигуном з поліпшеними пусковими та регуляційними характеристиками.

Каскадна безконтактна машина може бути використана і як асинхронний генератор зі стабілізацією частоти. У цьому випадку статорна обмотка першої машини з'єднується з основним навантаженням, а статорна обмотка другої машини – з опором, що регулюється. Такий генератор забезпечує струм постійної частоти в обмотці 3 за змінної частоти обертання ротора, якщо живлення обмотки 2 здійснюється струмом з частотою, яка регулюється від окремого перетворювача. Такі машини вигідні тоді, коли привід має змінну частоту обертання. Він складається із двох машин (рис. 2.19): збудника синхронного генератора з явно вираженими полюсами, обмоткою збудження (ОЗ) на статорі і обмоткою якоря збудження (ОЯЗ) на роторі; основного генератора Г, який є асинхронним перетворювачем частоти і містить на роторі розподілену первинну обмотку ОГ2.

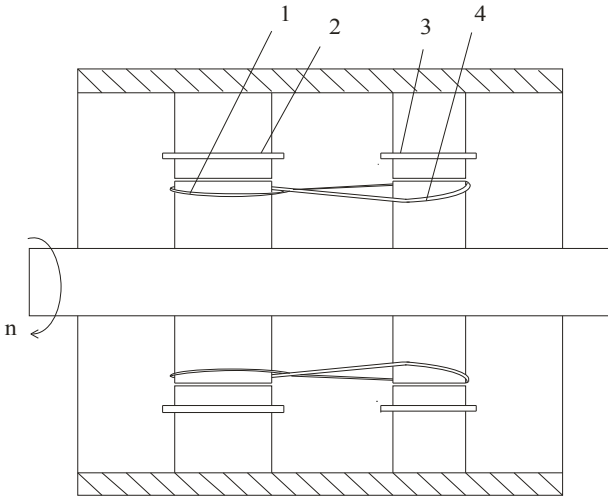


Рис. 2.18. Об'єднання на одному валу двох машин із з'єднаними обмотками роторів

лінія

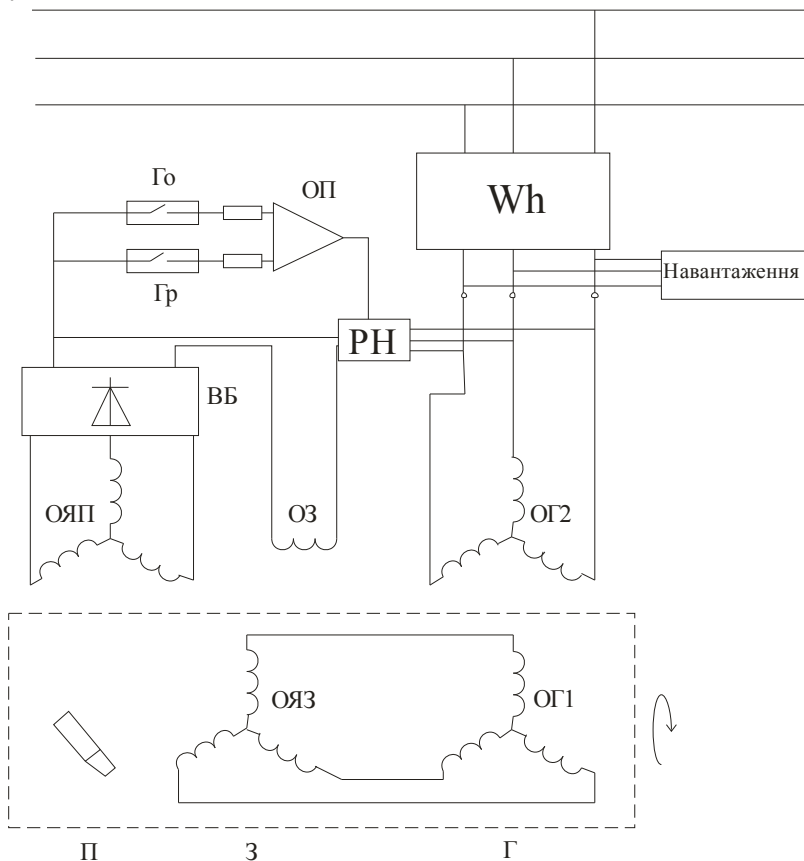


Рис. 2.19. Каскадна безконтактна машина:

З – збудник синхронного генератора; Г – основний генератор;
П – підбуджувач; ОЯП – обмотка якоря підбуджувача; ОЗ – обмотка збудження на статорі; ОГ2 – розподілена первинна обмотка;
ВБ – випрямляч; Го, Гр – геркони; РН – регулятор напруги;
ОП – операційний підсилювач; Wh – лічильник електроенергії

Обмотка якоря збуджуючого пристрою та перша обмотка генератора (ОГ1) замкнені між собою з перехресуванням фаз (інверсні обмотки). Крім збуджуючого пристрою та генератора в машині є також підбуджувач П з постійними магнітами на роторі та обмоткою якоря ОЯП (обмотка якоря підбуджуючого при-

строю на статорі, яка через випрямляючий блок ВБ та регулятор напруги РН живить обмотку збудження на статорі ОЗ постійним струмом).

Важливе значення має використання енергії вітру спільно з іншими джерелами енергії, зокрема з традиційним паливом, з джерелами, які використовують енергію сонячного випромінювання, енергію, яка одержується за рахунок різниці температур і т. ін.

Оскільки в більшості місць вітер є поривчастим, то для безперервного отримання енергії від автономно працюючої установки необхідно акумулювати її на тривалі періоди – 10 днів і більше. Вартість необхідного акумулюючого обладнання може бути знижена при комбінуванні інших джерел енергії. Наприклад, у тих місцях, де вітер часто дме в той час, коли не світить сонце, і навпаки, доцільно використовувати комбіновані системи для перетворення енергії вітру і сонця. В таких випадках потрібна менша ємність акумулюючих пристроїв, на відміну від систем, які використовують тільки один з цих типів приймачів енергії.

Одним з основних критеріїв ефективності роботи вітроустановки є її потужність, яка залежить від моменту обертання, який задається ротору повітряним потоком, та від кутової швидкості обертання ротора. В свою чергу, момент обертання при заданих конструктивних параметрах установки визначається відносною швидкістю повітряного потоку, тобто його швидкістю відносно ротора, який обертається.

Для забезпечення максимальної потужності вітроустановки повинна виконуватись умова $U = \frac{V}{3}$, де V – абсолютна швидкість вітру; U – лінійна швидкість центру тиску лопаті ротора. Центром тиску є точка прикладання рівнодіючої розподілених сил тиску повітряного потоку на лопать.

Для автоматичної підтримки роботи вітроустановки в режимі досягнення максимальної потужності при змінних швидкостях повітряного можна використовувати таку систему управління. На валу робочого ротора вітроустановки на одному радіальному підшипнику насаджений датчиковий ротор (анемометр), який під дією повітряного потоку вільно обертається. Датчиковий ротор має такий же діаметр, що і робочий, з такою ж кількістю і конфігурацією лопатей. Висота датчикового ротора підбирається з умови, при якій

без підключення вітроустановки до редуктора та генератора, робочий і датчиковий ротори обертались з однаковою кутовою швидкістю, долаючи тільки тертя в підшипниках. Моменти обертання роторів залежать від опорів підшипників кожного ротора відповідно. Внаслідок невеликого тертя в підшипнику кільцева швидкість центра тиску лопаті датчикового ротора майже не відрізняється від абсолютної швидкості вітру, тобто датчиковий ротор виконує роль вимірювача швидкості вітру. Для підключеної до генератора вітроустановки необхідне виконання умови $\omega_o = 3\omega_p$, де ω_o та ω_p – кутові швидкості обертання датчикового та робочого роторів відповідно. Ця умова рівносильна умові $n_o = 3n_p$, де n_o та n_p – кількість обертів роторів датчика та вітроустановки відповідно.

Для збереження приведеного співвідношення можна використовувати лічильники і порівнювати кількість імпульсів. На ободі роторів установлюються постійні магніти, а на нерухомому статорі, на рівні цих магнітів, закріплені герконові датчики. При проходженні магніту повз геркон, контакти останнього замикаються. Якщо на роторі установлений один магніт, то кожному імпульсу геркона відповідає одне обертання ротора. Якщо ж установлено три магніти, то одному обертанню відповідають три імпульси.

Порівнювальну систему, виконану на операційному підсилювачі, показано на рис. 2.19. Один із входів підключається через інтегруючий елемент до геркону Γ_o датчикового ротора, другий, через такий же інтегруючий елемент підключається до геркону Γ_p робочого ротора.

Якщо, наприклад, здійснилось підсилення повітряного потоку, робочий і датчиковий ротори почнуть обертатися швидше, так, що $3n_p > n_o$. Щоб зберегти оптимальне співвідношення кутових швидкостей, потрібно збільшити момент на валу робочого ротора. Це досягається збільшенням навантаження генератора, що обертається ротором вітроустановки. Порівнювальна система управляє регулятором напруги РН. Регулятор напруги діє на обмотку збудження ОЗ і навантажує генератор в мережу, при цьому ротор уповільнюється. Зменшення частоти обертання ротора зменшує струм збудження, а це, в свою чергу, приводить до розвантажування генератора. При цьому відновлюється частота обертання ротора.

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

Системи з синхронним генератором використовують для перетворення механічної енергії ВЕУ в електричну енергію змінної напруги постійної частоти. Це забезпечує можливість працювати паралельно з мережею. При цьому потужність енергосистеми набагато більше потужності ВЕУ і електрогенератор знаходиться в режимі синхронізму з мережею в широкому діапазоні зміни потужності вітроподвигуна. Недоліком такої системи є те, що при деяких вітрових умовах синхронна машина може перейти в режим двигуна і споживати енергію від мережі, а при різких поривах вітру з'являється ймовірність її виходу із синхронізму. Як приклад, на рис. 2.20 приведений варіант синхронної тиристорної машини, яка складається із статора 1, з обмотками V , U , W , ротора 2, виконаного на постійному магніті, та індикатора 3 кутового положення ротора, який підключений до схеми 4 включення тиристорів.

Статорні обмотки машини підключені до джерела 7 постійного струму через трифазний тиристорний перетворювач 5 та згладжувачий дросель 6.

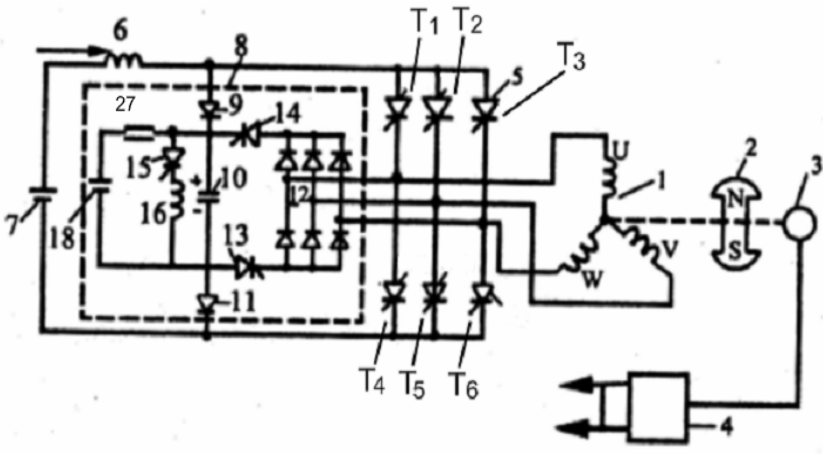


Рис. 2.20. Схема тиристорної синхронної машини

В блок керування введена схема 8 примусової комутації, яка складається із трифазного діодного моста 12, допоміжних тиристорів 13, 14, 15, джерела постійного струму 18, конденсатора 10, індуктивної котушки 16, резистора 27 і діодів 9, 11.

Схема включення 4 відкриває тиристор 13 одночасно з тиристорами T_1 , T_2 , T_3 перетворювача 5, тиристор 14 одночасно з тири-

торами Т4, Т5, Т6, а тиристор 15 включається при кожному включенні перетворювача 5.

В результаті такої комутації конденсатор 10 резонансного контуру з індуктивною котушкою 16 та допоміжним тиристором 15 підключається до того тиристора перетворювача 5, який повинен переходити в непровідний стан. В ці моменти конденсатор 10 заряджений до рівня напруги джерела постійного струму 18, яка прикладається до силових електродів відповідного тиристора в зворотному напрямку.

Принципову схему генератора з постійними магнітами та перетворювачем показано на рис. 2.21. Якщо допустима прямокутна форма вихідної напруги на частоті 50 Гц, то можливий варіант перетворення на цій частоті. Це дає можливість застосування генератора в трифазному виконанні, який в порівнянні з однофазним має менші розміри та більш високий ККД. В якості перетворювача можна використовувати напівмостовий інвертор або інвертор типу «Мак-Морі», який добре комутує при інвертуванні та забезпечує можливість регулювання напруги на виході. Постійний струм можна отримати за допомогою трифазного випрямляча, виконаного відповідно до схеми Ларіонова.

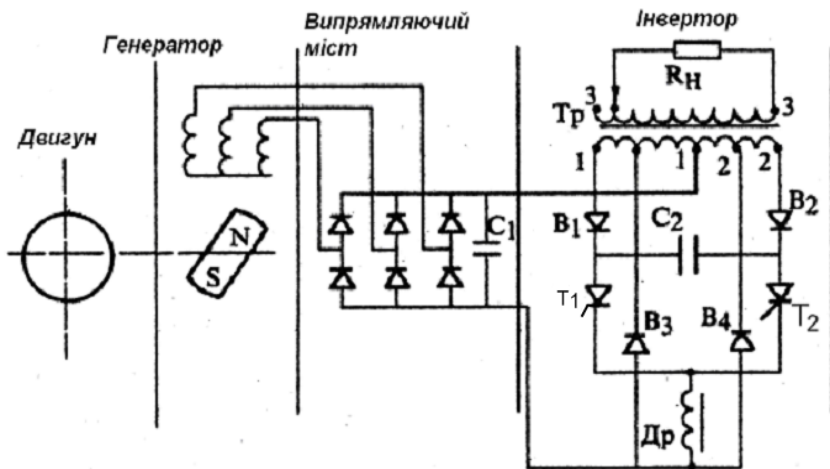


Рис. 2.21. Принципова схема синхронного генератора з постійними магнітами та інвертором

Інвертор працює наступним чином. Постійна напруга із випрямляча подається на обмотку трансформатора з середньою точкою (1.2), тиристри Т1 і Т2 позмінно відкриваються імпульсами від схеми управління. Наприклад, при відкриванні тиристора Т1 конденсатор С2 розряджається і закриває тиристор Т2, а через половину періоду відкривається тиристор Т2 і конденсатор С2 перезаряджається та закриває тиристор Т1. При цьому у вихідній обмотці трансформатора Тр індуктується змінна напруга.

Схему з асинхронним генератором (АГ) показано на рис. 2.22. Переваги АГ широко відомі. Це простота конструкції, висока надійність у використанні, а це дуже важливо для ВЕУ, достатньо прості схеми підключення на паралельну роботу з мережею та іншими джерелами електроенергії. Звичайні асинхронні двигуни можуть працювати як генератори. Це також важливо для їх використання в ВЕУ.

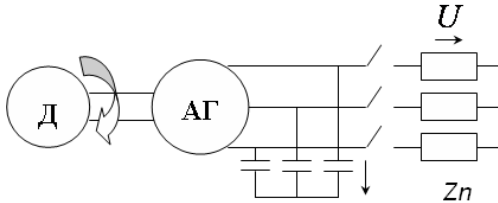


Рис. 2.22. Принципова схема асинхронного генератора з конденсаторним збудженням

Як відомо, асинхронна машина, яка підключена до трифазної мережі змінного струму при частоті обертання $n_2 > n_1$ (n_2 – частота обертання ротора, n_1 – частота обертання магнітного поля статора), автоматично переходить в генераторний режим. При цьому реактивну потужність, яка потрібна для створення обертаючого магнітного поля, машина отримує від мережі.

Можна обумовити роботу асинхронної машини як автономного генератора, якщо в обмотку статора подавати реактивну потужність від батареї конденсаторів (див. рис. 2.22). При цьому до виходу АГ, який обертається за допомогою вітрогенератора, паралельно до навантаження z_n в кожен фазу підключають конденсатор C . При активному навантаженні реактивна потужність Q_c , яка поступає від конденсатора C , повинна дорівнювати потужності Q_r генератора,

яка необхідна для створення магнітного потоку. При активно-індуктивному навантаженні потужність Q_c повинна покривати також реактивну потужність Q_n навантаження.

Самозбудження АГ можливе при наявності потоку залишкового намагнічування $\Phi_{\text{зал}}$ в феромагнітній частині магнітного кола, яке при обертанні ротора АГ наводить в обмотці статора електрорушійну силу залишкового поля $E_{\text{зал}}$. Як правило, в шихтованому роторі $E_{\text{зал}} = (0,02 \dots 0,03)U_{\text{ном}}$, то під впливом $E_{\text{зал}}$ в колі з ємністю з'являється ємнісний (випереджаючий) струм, який і підмагнічує машину.

Головна перевага асинхронного генератора в тому, що напруга на його виході має постійну частоту при змінюванні частоти обертання ротора в деяких межах і йому присутня більша стійкість при роботі на мережу, ніж у синхронної машини. Остання умова дуже важлива в зв'язку з тим, що ВЕУ становляться все більш потужними.

Недоліком цієї схеми є те, що при одному і тому ж електронному режимі вона виробляє менше енергії, ніж синхронна машина. Це пов'язано з меншим коефіцієнтом потужності, який обумовлюється великими струмами намагнічування, які приблизно пропорційні квадрату напруги. Слід також зазначити, що останній недолік компенсується пониженням втрат у механізмі системи регулювання, оскільки у випадку використання асинхронного генератора допускається менш точна підтримка частоти обертання вітроколеса.

Схему з колекторним генератором змінного струму показано на рис. 2.23. Позитивним у цій схемі є те, що частота напруги на виході генератора дорівнює частоті напруги збудження незалежно від частоти обертання ротора.

У цьому відношенні колекторна машина змінного струму подібна до машини постійного струму. Якщо збудження машини здійснюється струмом з частотою 50 Гц, то машина буде генерувати змінну напругу тієї ж частоти.

Конструктивно ця машина відносно проста, її якір подібний до якоря машини постійного струму. Вартість колекторного генератора змінного струму близька до вартості генератора постійного струму. Схему асинхронного генератора з ротором, який живиться від мережі показано на рис. 2.24.

Такий генератор подібний до асинхронного генератора з фазним ротором і з контактними кільцями. Завдяки цьому можливе жив-

лення обмоток ротора від додаткового генератора, який виробляє напругу з частотою обертання. При цьому як величина, так і фаза вказаної напруги можуть змінюватись, а це дозволяє підвищити коефіцієнт потужності генератора і, як наслідок, економічність цієї схеми в цілому.

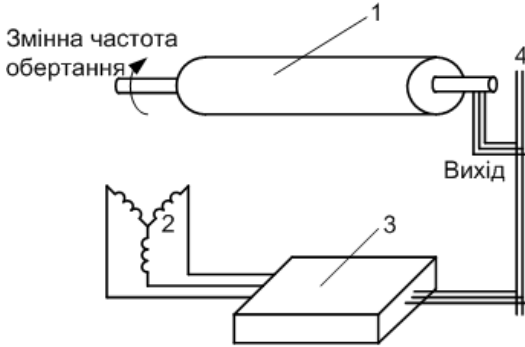


Рис. 2.23. Конструктивна схема колекторного генератора змінного струму:
 1 – ротор генератора; 2 – обмотка збудження; 3 – блок управління;
 4 – мережа

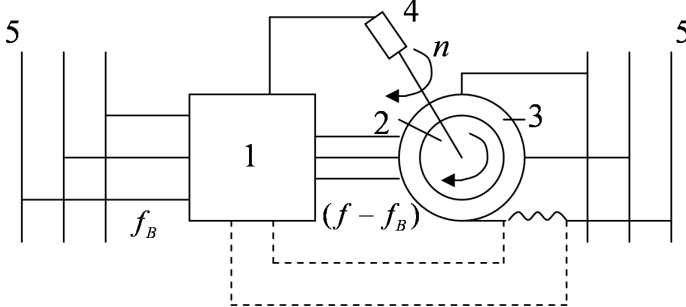


Рис. 2.24. Схема асинхронного генератора з ротором, який живиться від мережі: 1 – генератор, який виробляє напругу з частотою обертання;
 2,3 – ротор і статор АГ; 4 – датчик частоти обертання; 5 – мережа

Переваги такого генератора в тому, що напруга на його виході має незмінну частоту при змінюванні частоти обертання ротора в заданих межах. Цьому генератору присутня більша стійкість, ніж для синхронної машини. Останнє особливо важливо для ВЕУ великої потужності.

Схему асинхронного генератора з вентильним збудженням показано на рис. 2.25. Альтернативою конденсаторному збудженню АГ ВЕУ великої потужності є вентильне збудження генератора. При цьому використання автономного інвертора (АІН) дозволяє обмежитись для збудження АГ конденсаторами меншої ємності.

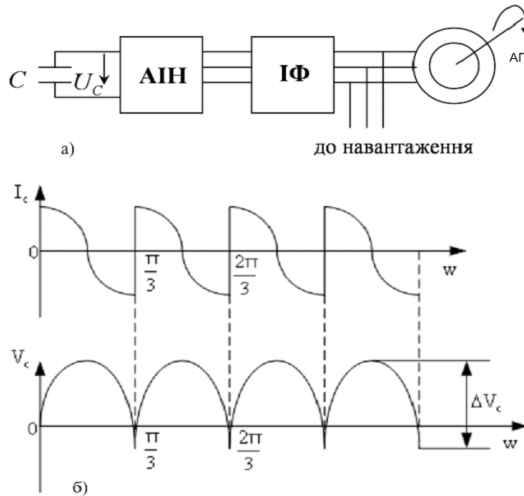


Рис. 2.25. Схема асинхронного генератора з вентильним збудженням (а) і форми кривих струму і напруги на конденсаторі (б)

Схему, в якій управляючі ключі АІН виконані на тиристорах, а інвертор забезпечує прямокутну форму вихідної напруги, показано на рис. 2.26. Коефіцієнт корисної дії такої схеми вище, ніж для конденсаторної, а це збільшує ресурс акумуляторної батареї (АБ), яка живить інвертор. Регулювання величини напруги проводиться шляхом зміни кута відкриття тиристорів.

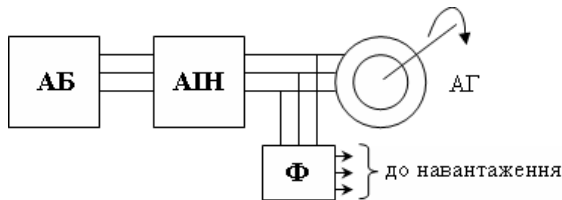


Рис. 2.26. Загальна схема генерування ВЕУ з асинхронним генератором і з вентильним збудженням: Ф – фільтр

Вибір ділянок. До вибору місця розташування ВЕУ необхідно проявляти особливу увагу у зв'язку з впливом дотичних напружень і тисненням горизонтального вітрового потоку, що проходить над поверхнею землі. Ці напруження виникають при малих швидкостях вітру поблизу поверхні, а не на висотах, де швидкість вільного потоку досить велика. Швидкість незбуреного вітрового потоку на досить великій висоті, де виключено вплив поверхневого тертя, як правило, значно більша, ніж біля поверхні або на стандартній висоті розташування анемометра, де зазвичай вимірюється швидкість вітру. Практично приймають, що швидкість вітру на висоті збільшується в степені $1/7$ по відношенню до швидкості біля поверхні землі.

Дотичні напруження вітрового потоку i , отже, можлива енергія вітру залежить від шорсткості поверхні землі в даному місці, в тому числі від споруд, дерев, вітродвигунів і інших перешкод.

Істотний вплив на роботу ВЕУ роблять тиснення і прискорення вітрового потоку, що проходить над височинами. Часто виявляється можливим збільшити середнє вироблення енергії, якщо при установці ВЕУ звертати увагу на збільшення середньої швидкості вітру в результаті явищ, подібних вищезгаданим.

Умови, що бажані для місця установки ВЕУ, наступні: велика середньорічна швидкість вітру; відсутність високих перешкод з підвітряного боку на відстані, яка визначається висотою перешкоди; плоска вершина; відкриті рівнини або узбережжя; гірська ущелина, що утворює протяговий тунель.

Будова вітродвигунів. Крильчатий вітродвигун складається з наступних основних частин: вітроколеса, головки, хвоста і вежі.

Вітроколесо перетворює енергію вітру в механічну роботу; як вже відзначалося, воно може мати одну або багато лопатей, які встановлюються під деяким кутом до площини обертання вітроколеса. Крило складається з лопаті і маха, що закріплюється на валу вітроколеса, як правило, перпендикулярно осі вала.

Головка являє собою опору, на якій монтують вал вітроколеса і верхній передаточний механізм.

Форма голівки визначається системою передаточного механізму, конструкція і кількість ступенів якого залежать від призначення і потужності вітродвигуна, а також числа обертів вітроколеса і

робочої машини. Головка може вільно повертатися навколо вертикальної осі в опорах вежі.

Хвіст, який закріплюється позаду головки, призначається для установалення вітроколеса за напрямком вітру і працює подібно флюгеру.

Вежа служить для установалення вітроколеса на висоті, на якій мало позначається вплив перешкод, що порушують прямолінійну течію повітряного потоку. В залежності від рельєфу місцевості і діаметра вітроколеса висоту вежі приймають рівною 6...20 м. Підвищення потужності не є єдиною вимогою при виборі висоти башти. Необхідно враховувати також вагу, вартість, умови монтажу, ремонту і обслуговування вітродвигуна. Висота вежі повинна бути вибрана з таким розрахунком, щоб було зручно експлуатувати вітродвигун, але вона не повинна бути нижче перешкод. Наприклад, у степових районах з частими бурями висота веж вітродвигунів малої потужності може бути прийнята не більше 4...6 м, а в лісових – не менше 15 м.

Редуктор, який призначається для передачі крутного моменту робочим машинам монтують біля основи башти.

Механізм регулювання служить для обмеження кількості обертів і крутного моменту вітроколеса, а також для запобігання поломок вітродвигуна при значних швидкостях вітру.

Розрахунок вітроколеса. Використання енергії вітру пов'язано з певними труднощами, зумовленими непостійністю швидкості і напрямку вітру, а також малою концентрацією повітряного потоку на одиницю площі. Щільність повітря невелика, і тому діаметр лопатей робочого колеса вітродвигуна повинен бути більшим – він повинен перевищувати в сотні разів діаметр колеса гідротурбіни такої ж потужності, оскільки щільність атмосферного повітря приблизно в 800 разів менше щільності води.

Позначимо через m масу повітря, що протікає за одиницю часу через поперечний переріз площею S зі швидкістю v . Очевидно, що

$$m = \rho S v ,$$

де ρ – щільність повітря, кг/м^3 .

Кінетична енергія вітру дорівнює $W = \frac{mv^2}{2}$. Потужність P вітроколеса визначається добутком сили F вітру на його швидкість v . На тіло довільної форми діє сила:

$$F = \frac{C_x \rho v^2 S}{2},$$

де C_x – аеродинамічний коефіцієнт; S – площа міделевого перерізу.

Якщо позначити через v швидкість переміщення поверхні лопа-тей вітроколеса, то відносна швидкість набігаючого потоку буде v_u , а сила F дорівнюватиме:

$$F = \frac{C_x \rho (v - v_u)^2 S}{2},$$

звідки можна визначити потужність:

$$P = F v_u = \frac{C_x \rho S (v - v_u)^2 v_u}{2}.$$

Відношення роботи, яка розвивається рухомою поверхнею пло-щиною перетину S , до енергії вітрового потоку визначає значення коефіцієнта використання вітру:

$$\varepsilon = \frac{\frac{C_x \rho S (v - v_u)^2 v_u}{2}}{\frac{\rho S v^3}{2}} = \frac{C_x \left(1 - \frac{v_u}{v}\right)^2 v_u}{v}.$$

У такому випадку потужність

$$P = \frac{\rho S v^3 \varepsilon}{2}.$$

Для повітря в нормальних умовах (при температурі $t_n = 15^\circ \text{C}$ і тиску $p = 1,013 \cdot 10^5 \text{ Па}$) потужність вітродвигуна дорівнює, кВт

$$P = 0,506 D^2 v^3 \varepsilon \cdot 10^{-3},$$

звідки діаметр вітроколеса знаходиться із співвідношення

$$D = \sqrt{\frac{1975 P}{v^3 \varepsilon}}.$$

Для інших значень t_n і тиску p_1 потужність дорівнює

$$P_x = \frac{Pp(273^\circ + 15^\circ)}{p_1(273^\circ + t_n)},$$

де $p = 1,013 \cdot 10^5$ Па – тиск за температури повітря $t_n = 15^\circ$ С;
 p_1 – значення тиску, в залежності від різних умов; P_x – потужність вітродвигуна (кВт) за різних значень тиску та температури.

Діаметр вітроколеса:

$$D = \sqrt{\frac{1975P \cdot Pp_1(273^\circ + t_n)}{v^3 \varepsilon p(273^\circ + 15^\circ)}}.$$

Швидкість вітру, за якої вітроколесо має розвивати задану потужність, приймають рівною 8 ... 14 м / с, а швидкохідність вітродвигуна визначається як:

$$z = \frac{2\pi NR}{v},$$

де N – частота обертання вітроколеса; R – радіус.

Оскільки для певної місцевості середня швидкість відносно постійна, то потужність вітроустановки можна підвищити, збільшивши площу S перерізу, через який проходить вітровий потік.

Гіроскопічний момент. Істотним недоліком встановлення вітроколеса за напрямком вітру за допомогою хвостового оперення є велика кутова швидкість повороту головки відносно вертикальної осі.

Поворот головки з вітроколесом, яке обертається навколо горизонтальної осі з деякою кутовою швидкістю викликає на лопаті гіроскопічні сили, які створюють момент, що вигинає махи крил і вал вітроколеса. Цей момент називають гіроскопічним [Н·м]. Величина його змінюється прямо пропорційно кутовим швидкостями ω і ω_1 ,

Найбільший момент, що вигинає мах, виникає при вертикальному його положенні

$$M_2 = 2J\omega\omega_1,$$

а значення моменту, який знімає вал, дорівнює

$$M_2' = 2J_{\text{БК}}\omega\omega_1,$$

де J – момент інерції крила відносно осі обертання вітроколеса [$\text{кг}\cdot\text{м}^2$]; $J_{\text{вк}}$ – момент інерції вітроколеса відносно тієї ж осі.

Момент інерції являє собою суму добутків маси окремих частинок лопатей на квадрати їх відстаней від осі обертання:

$$J = m_1 r_1^2 + m_2 r_2^2 + \dots + m_n r_n^2 = \sum m r^2,$$

У вітроколеса маси поперечних перерізів лопаті розташовані по його радіусу. Зосередимо умовно в одній точці лопаті всю її масу так, щоб добуток цієї маси на квадрат відстані умовної точки від осі обертання дорівнював моменту інерції всієї лопаті відносно цієї ж осі. Відстань R_i цієї точки від осі обертання називають радіусом інерції. Тоді

$$J = \sum m r^2 = R_i^2 \sum m = \frac{Q}{g} R_i^2,$$

де Q – вага лопаті; g – прискорення сили тяжіння.

Дослідами встановлено, що радіус інерції вітроколеса (наприклад, з регулюванням стабілізаторами) дорівнює приблизно $0,44R$. Отже, наближено момент інерції лопатей вітроколеса дорівнює:

$$J \approx \frac{Q}{g} R_i^2 = \frac{Q}{9,81} (0,44R)^2 = 0,02QR^2.$$

Більш точно момент інерції може бути визначений експериментально в кожному окремому випадку.

Визначивши моменти інерції та кутові швидкості, можна знайти гіроскопічні моменти.

Розрахунок і конструювання механічної трансмісії ВЕУ. Під час проектування приводу будь-якого типу необхідно враховувати особливості роботи агрегату, викликані поривами вітру, змінами енергії потоку і частоти обертання вітроколеса. Механічний привід застосовують, як правило, в агрегатах з поршневыми і гвинтовими насосами при висоті 25...30 м і в деяких універсальних установках потужністю до 10 кВт, у яких обладнання (генератори та робочі машини) розташоване в нижній частині башти. Для елементів механічного приводу характерна наявність довгих і тонких валів, великих початкових моментів опорів, пристроїв для демпфування перевантажувальних моментів і, в ряді випадків, значних махових

мас ведених ланок, момент інерції яких сумірний з моментом інерції ведучої ланки, тобто вітроколеса, або більше його. Останнє має місце при використанні інерційних акумуляторів. Поряд з аперіодичними змінами обертаючого моменту, що викликані змінами швидкості і частково напрямку вітру, мають місце постійні пульсації моменту, які виникають від похибок виготовлення шестерень, нерівноваженості колеса і відображають особливості навантаження. В агрегатах з механічним приводом при деяких режимах виникають крутильні коливання валів, але коефіцієнти перевантаження рідко перевищують 2. При повільному згасанні коливач може мати місце накладання коливач від двох послідовних імпульсів. У швидкохідних агрегатах з синхронними генераторами при включенні короткозамкнених асинхронних двигунів момент, який передається головним валом і шестернями, може короткочасно зрости в 2,3–2,5 рази, а при короткому замиканні миттєве значення коефіцієнта перенавантаження досягає 6,2. Це необхідно брати до уваги при динамічних розрахунках. При механічному приводі штангових насосів, що здійснюють зворотно-поступальний рух, нерівномірність діючих зусиль, як правило, найбільша. Максимальні зусилля в елементах трансмісії часто визначаються перевантаженнями вітроколеса. Якщо параметри, зокрема момент інерції рухомих частин водопідійомника, відомі, то можна розрахувати перевантаження в редукторах, валах і інших елементах, користуючись відомими рівняннями динаміки та теоремою Карно про рівність запасів кінетичної енергії системи.

Довжина вертикального вала визначається висотою башти. У перехідних режимах, викликаних поривом вітру або включенням навантаження, можуть виникати крутильні коливання вала, коли потенційна енергія сил пружності переходить у кінетичну енергію обертання його елементів. Якщо опори вала розташовані на великій відстані один від одного, крутильні коливання супроводжуються коливаннями поперечними. Тому довжину вала між опорами зазвичай беруть не більше 2,5 м. Робота двигуна з поршневим насосом обумовлює виникнення динамічних навантажень, особливо значних в кривошипно-шатунному механізмі і штанзі приводу насоса. Недостатнє знання цих навантажень і неточності застосовуваних методів розрахунку можуть позначитися на надійності агрегатів. Зазвичай при їх використанні на неглибоких водоймищах

балансирні урівноваження насоса і штанг не застосовуються. Тому при ході поршня вгору момент вітроколеса витрачається на подолання сил тертя в передачах і насосі, ваги штанг і стовпа води в просторі над поршнем і в напірній трубі.

З метою спрощення часто приймають, що момент сил тертя в передачах мало залежить від положення поршня. Тоді навантаження на елементи двигуна будуть визначатися зусиллями, що передаються від насоса. Великі інерційні навантаження характерні і для агрегатів з механічним приводом насосів вібраційного типу. Вони обумовлені використанням принципом підйому води і особливостями роботи двигуна. Великі напруженості в матеріалі віброуючих труб іноді призводили до руйнування останніх. Можна представити наступну схему сил, що діють в перетинах труби: розтягуючі зусилля від власної ваги труби і стовпа води, яка знаходиться в ній; вигин і розтягування при поперечних коливаннях; розтягування-стиск від інерційних сил, що виникають внаслідок зміни за синусоїдальним законом швидкості зворотно-поступального руху.

Розглянемо вплив інерційних навантажень, викликаних перехідними процесами при змінах швидкості вітру. В деяких агрегатах вплив таких навантажень посилюється через відносно малий момент інерції колеса і пов'язаних з ним рухомих деталей. Хоча для підвищення вироблення енергії і поліпшення умов роботи вигідно розташовувати колесо на більшій висоті, однак це часто призводить до збільшення питомих витрат. Тому висоту опори визначають з урахуванням сукупності діючих чинників, проводячи варіантні оптимізаційні розрахунки. На стадії проектних досліджень висотою зазвичай задаються виходячи з вимог техніки безпеки і зручності обслуговування.

Акумуляторна батарея. В кислотних батареях встановлюють пластини із свинцю, а електролітом служить сірчана кислота, розведена дистильованою водою. Лужні батареї мають залізонікелеві пластини, а електролітом у них є водний розчин їдкого калію або їдкого натру. Елемент акумуляторної батареї складається з посудини з електролітом і двох опущених в нього пластин. Напруга елемента, зазвичай, становить 2 В. Батарею набирають з декількох елементів, рис. 2.27.

Основною величиною, що характеризує батарею, є її ємність, тобто кількість ампер·годин електроенергії, яку батарея може від-

дати споживачеві при нормальному розрядному струмі. Ємність акумуляторної батареї, що заряджається вітродвигуном, залежить від розподілу штильових періодів в даному районі. У відповідних таблицях наводяться значення тривалості періодів затишшя та їх повторюваності протягом року для деяких районів із середньорічною швидкістю вітру 4,3 м / с. З таких таблиць видно, що акумуляторна батарея ємністю, що відповідає запасу електроенергії на 2 доби, забезпечує близько 80 % штильових періодів, а на 4 доби – близько 96 %. Звідси знаходимо, що для підвищення забезпеченості тільки на 16 % ємність батареї необхідно збільшити вдвічі. Економічно більш доцільно використовувати батареї ємністю, достатньою для живлення споживачів протягом 2 діб з забезпеченістю 80 %.

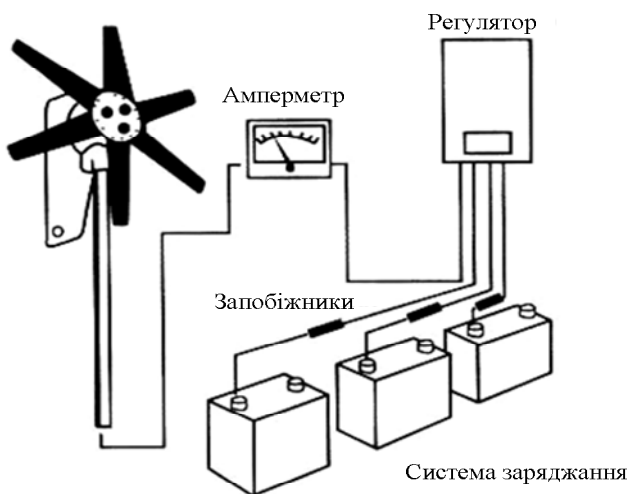


Рис. 2.27. Система зарядки акумуляторної батареї

Розміщення генератора і мультиплікатора. У горизонтально-осьових ВЕУ, як правило, кутову передачу не вводять, а розміщують обладнання в обертовій гондолі. У зв'язку з цим підвищуються вимоги до умов експлуатації, а також організації підйому обладнання та його експлуатації у верхньому положенні. Чимало труднощів викликає і передача електроенергії від генератора, що обертається разом з гондолою.

Для того, щоб уникнути скручування силової шини, необхідно обмежувати поворот гондоли, вводити колекторну передачу або від'єднувати і розкручувати шину. У всіх цих випадках в конструкцію вітроустановки вводяться додаткові пристрої, що ускладнюють її.

Необхідно відзначити, що передача крутного моменту на рівень фундаменту пов'язана з введенням довгого трансмісійного вала, однак обумовлене цим ускладнення конструкції цілком компенсується перевагами нижнього розміщення обладнання, навіть в тому випадку, якщо вал буде післяредукторним, тобто швидкохідним. При доредукторному (тихохідному) виконанні конструкції довгий вал особливих конструктивних ускладнень не вносить.

Вітроенергетичні агрегати малої потужності постійного та змінного струму. Вітроенергетичні агрегати постійного струму, що працюють для зарядки акумуляторних батарей, дозволяють найбільш просто перетворювати пульсуючу енергію вітру в електроенергію, придатну для практичного використання.

Установки потужністю до 1 кВт складаються з вітродвигуна, генератора, акумуляторної батареї, реле зворотного струму і щитка з приладами.

Дволопатеві і трилопатеві вітроколеса мають швидкохідність $Z = 5-8$. Оскільки агрегат працює для зарядки акумуляторних батарей, то кількість обертів вітродвигуна при регулюванні обмежують значенням, яке допустиме для генератора. Якщо використовується шунтовий генератор постійного струму, то обмотку збудження підключають паралельно щіткам. Застосовують також генератори, що мають, крім основних, додаткову щітку, у якій один кінець шунтової обмотки збудження приєднують на неповну напругу (так звані трищіткові генератори). Такий пристрій дозволяє автоматично підтримувати постійною величину зарядного струму при зміні кількості обертів генератора.

Реле зворотного струму застосовують для захисту акумуляторної батареї від розрядки на генератор, якщо напруга батареї виявиться вищою за напругу генератора. Це можливо при падінні швидкості вітру, коли кутова швидкість обертання вітроколеса, а отже і генератора, виявиться недостатньою.

Принципову схему найпростішого реле зворотного струму показано на рис 2.28. Шунтову обмотку якоря реле з більшою кількістю витків підключають до генератора при повній напрузі, а обмотку з малою кількістю витків з товстого проводу приєднують в розріз

одного з проводів, що йде від генератора. Весь робочий струм генератора протікає по товстому проводу. Якщо напруга генератора вище напруги акумуляторної батареї, то напрям магнітного потоку, який створюється навколо послідовної обмотки 6, збігається за напрямком з потоком, що виникає навколо паралельної обмотки 1, внаслідок чого притягання якоря 2 посилюється.

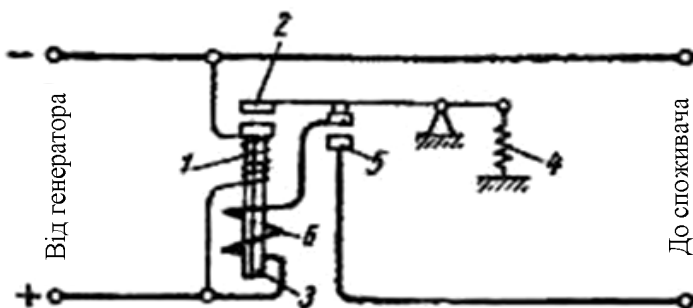


Рис. 2.28. Схема реле зворотного струму

Як тільки напруга генератора стане нижче напруги акумуляторної батареї, напрям струму зміниться і напрямок потоку, що виникає навколо обмотки 6, буде протилежним по відношенню до напрямку потоку, який створюється навколо обмотки 1. В результаті загальний магнітний потік зменшиться, а разом з цим зменшиться і сила притягання якоря 2. У цей момент пружина 4 відтягне якорь 2 від осердя 3 електромагніта реле і розірве контакт 5.

Для переходу від постійного струму до змінного використовують перетворювачі напруги. Основну ідею перетворення розглянемо за допомогою простої схеми перетворювача напруги, рис. 2.29.

Транзистори T_1 і T_2 з'єднані паралельно і встановлюються, як правило, на тепловідвідних радіаторах.

Трансформатор має три обмотки, а частоту перетворювача (800 – 1000 Гц) можна регулювати резисторами R_2 і R_3 .

Акумулятора ємністю 75 А·год без зарядки вистачає на 24 години роботи перетворювача, параметри якого вказані на рис. 2.29.

У технічному відношенні більш високий рівень вирішення проблеми досягається застосуванням генератора змінного струму – трифазного або однофазного.

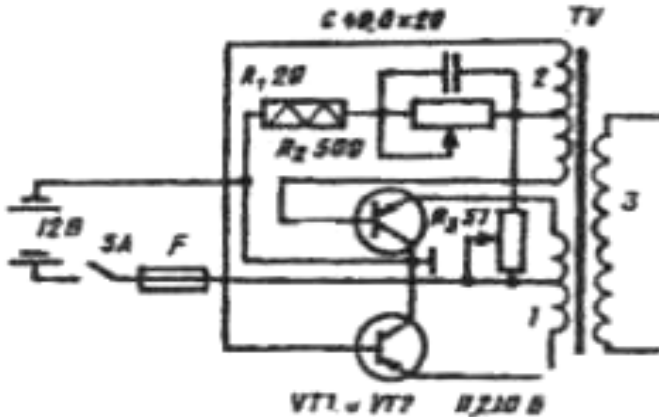


Рис. 2.29. Схема перетворювача напруги

Вітроколесо. Основною частиною вітроустановки, є вітроколесо, за допомогою якого кінетична енергія вітру перетворюється в енергію механічну.

Потужність і оберти, що розвиваються вітродвигуном, залежать від діаметра вітроколеса.

Вітроколесо може мати одну або багато лопатей, які встановлюються під деяким кутом до площини обертання вітроколеса. Вітроколесо може бути швидкохідним або тихохідним. Залежно від діаметру та кількості лопатей оберти вітроколеса у разі однакової швидкості вітру будуть різні. Як відомо, цей показник називається швидкохідністю вітроколеса і визначається відношенням колової швидкості кінця лопаті до швидкості вітру

$$Z = \frac{LN}{60v},$$

де N – частота обертання вітроколеса, об / хв; v – швидкість вітру; L – довжина кола, яке умовно описує вітроколесо; Z – швидкохідність конструкції вітроколеса.

Під час розрахунку лопаті необхідно визначити ширину хорди і кут встановлення лопаті β в декількох перерізах уздовж лопаті (рис. 2.30). У кожному перерізі необхідно визначити таку форму лопаті, щоб отримати краще зусилля (піднімальну силу) від кожної порції вітру.

Процес обчислення найкращого навантаження і відповідно йому найкращого профілю відомий як метод кінцевих елементів. В цьому випадку лопать розглядається, як сукупність окремих елементів.

Елемент лопаті що знаходиться на відстані r від центру працює у вузькому кільці умовної області і виконує роботу з максимумом ефективності згідно критерію Бетца, рис. 2.31.

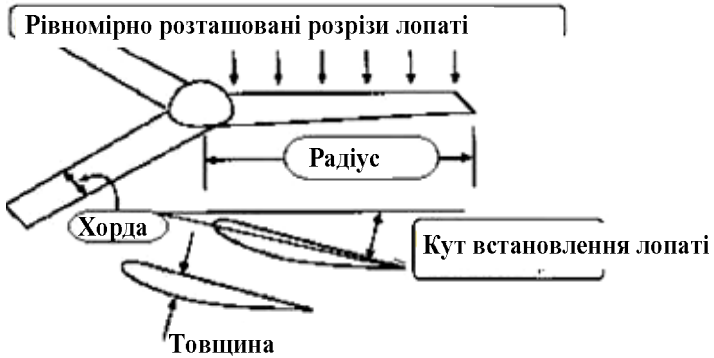


Рис. 2.30. Розміри лопаті

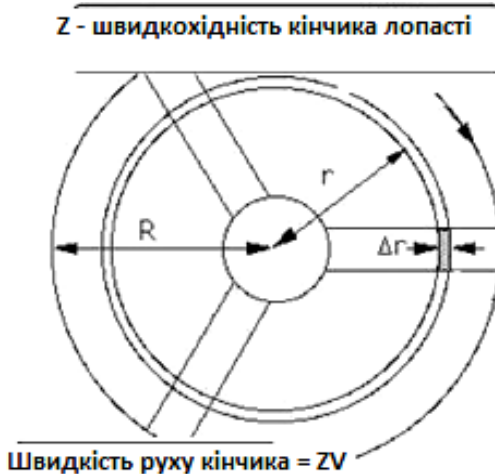


Рис. 2.31. До розрахунку швидкості кінчика лопаті

Колова швидкість елемента на відстані r буде $\frac{r}{R}Zv$, (див. рис. 2.31). Дійсно

$$v = \omega r = \left| N = \frac{\omega}{2\pi} \rightarrow \omega = 2\pi N \right| = 2\pi N r = \frac{2\pi R N r}{R}$$

$$= \frac{r}{R} NL = \left| Z = \frac{LN}{v} \right| = \frac{NL}{v} \frac{r}{R} v = \frac{r}{R} Z v,$$

де Z – обране значення швидкохідності кінчика лопаті; v – швидкість вітру.

Швидкість набігання потоку, яку лопать «відчуває», будемо називати швидкістю істинного вітру. Її значення визначається швидкістю (величиною і напрямом) зустрічі лопаті з молекулами повітря. Істинний вітер створює піднімальну силу.

Щоб отримати швидкість набігання потоку, необхідно колову швидкість лопаті додати до швидкості вітру. Колова швидкість обумовлює силу, діючу на лопать в площині обертання, сила натиску спрямована проти руху лопаті, піднімальна сила допомагає руху лопаті (рис. 2.32).

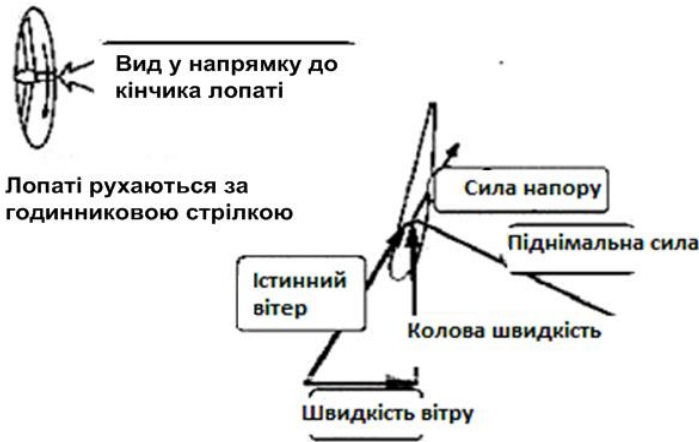


Рис. 2.32. Векторна діаграма основних сил

Як відомо з курсу аеродинаміки, піднімальна сила Y та сила натиску X розраховуються із співвідношень

$$Y = C_y \frac{\rho S}{2} v^2, \quad X = C_x \frac{\rho S}{2} v^2,$$

де ρ – щільність повітря (1,29 кг / м³ при 0° С на рівні моря);
 S – площа лопаті; v – швидкість набігання потоку.

Піднімальна сила і сила лобового опору залежать від коефіцієнтів піднімальної сили C_y і коефіцієнта лобового опору C_x , які в свою чергу залежать від застосованого в лопаті профілю та кута атаки α , під яким потік набігає на лопать, рис. 2.33.

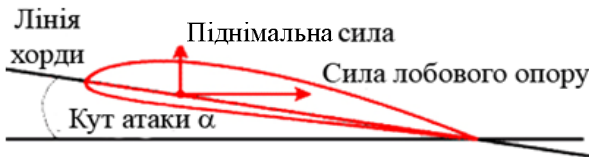


Рис. 2.33. Розподіл сил, які діють на лопать

Лінія хорди найдовша лінія в перерізі профілю і з'єднує носик і задню кромку. Кут атаки α – це кут між вектором набігання потоку і хордою лопаті.

Коефіцієнти піднімальної сили та лобового опору вимірюються експериментально в аеродинамічних трубах і заносяться в атласи профілів.

Типовий графік коефіцієнта піднімальної сили C_y , в залежності від кута атаки α , показано на рис. 2.34.

У разі збільшення кута атаки піднімальна сила теж збільшується, поки не досягне точки зриву потоку повітря, який відривається від поверхні профілю, а в задній частині крила піднімальна сила падає, а сила лобового опору швидко збільшується.

Більшість плоских тіл мають подібний вид графіка $C_y(\alpha)$. Але вигнуті профілі дадуть більше відношення $\frac{C_y}{C_x}$.

Під час проектування ротора повітряної турбіни кут α залежатиме від кута істинного вітру ψ , і, отже, від кута встановлення лопаті β .

Таким чином, зміна кута α приводить до зміни піднімальної сили і сили лобового опору лопаті.

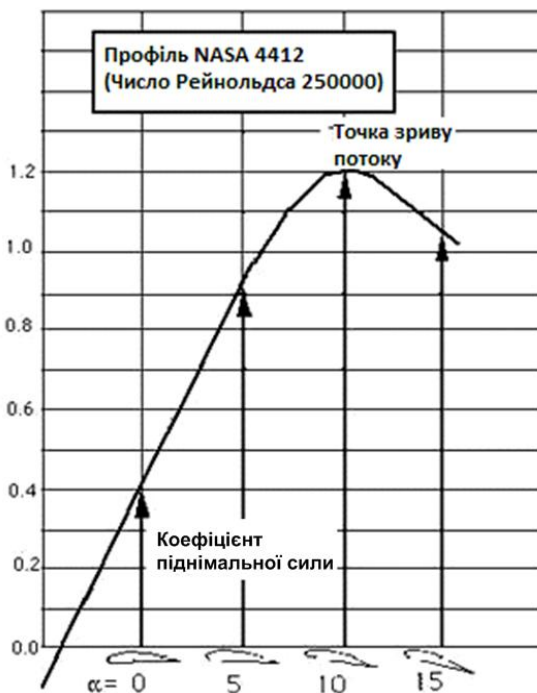


Рис. 2.34. Залежність коефіцієнта піднімальної сили від кута атаки

Необхідно оптимізувати піднімальну силу, при цьому сила лобового опору має бути мінімізована для ефективної роботи лопаті.

Для кожного профілю необхідно визначити такий кут атаки, для якого відношення $\frac{C_y}{C_x}$, яке в аеродинаміці називається аеродинамічною якістю, буде найвищим.

Знаходження точного значення оптимального кута досить складна задача, оскільки піднімальна сила і сила лобового опору залежать від перерізу і від числа Рейнольдса, яке в свою чергу залежить від розміру хорди і швидкості обертання лопаті. Число Рейнольдса визначається із співвідношення

$$Re = 68500bZv$$

де b – довжина хорди.

Наприклад, якщо $b = 0,07$ м, $Z = 5$, $v = 5$ м/с, $Re \approx 120\,000$.

Графіки профіля *NACA 4412*, які отримані для різних чисел Рейнольдса: лівий графік показує залежність $C_y(\alpha)$, а правий графік показує залежність $C_y(C_x)$, показані на рис. 2.35.

Тангенс кута нахилу прямої, яка проведена через початок координат, дорівнює аеродинамічній якості $\frac{C_y}{C_x}$.

Якщо провести дотичну до кривої, що відповідає якому-небудь числу Рейнольдса, точка дотику покаже максимально можливе значення аеродинамічної якості для даного значення Re .

Наприклад, для профілю *NACA 4412* ця точка дотику відповідає C_y , яке приблизно дорівнює 1 і $\alpha \approx 6^\circ$ (див. рис. 2.34).

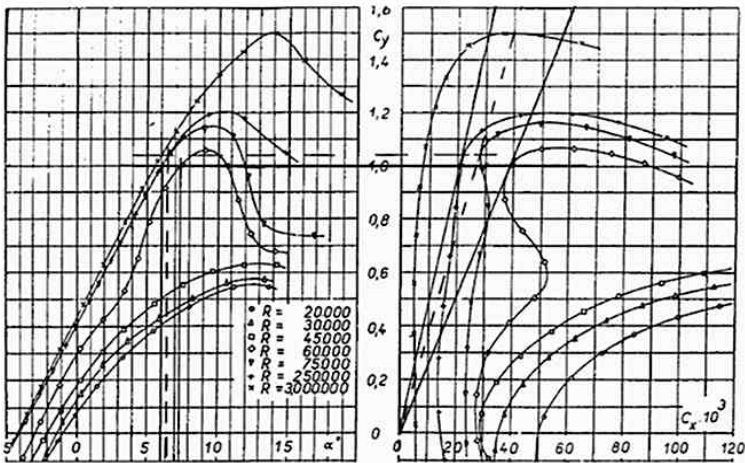


Рис. 2.35. Графіки залежностей $C_y(\alpha)$ та $\frac{C_y}{C_x}$

Треба зауважити, що низькі числа Re призводять до малих значень C_y і низького значення аеродинамічної якості, що пояснює проблеми, які виникають для вузьких лопатей при слабких вітрах.

Практично всі профілі мають найвищу аеродинамічну якість при куті атаки $\alpha = 5^\circ$. Якщо характеристики профілю невідомі, можна вважати, що кут встановлення лопаті обчислюється як (рис. 2.36):

$$\beta = \psi - 5.$$

Тобто, для обчислення кута встановлення β необхідно знати кут набігання потоку ψ , під яким істинний вітер набігає на площину вітроколеса. Якщо розглядати лопать з боку її кінчика (рис. 2.37, *a*) то колова швидкість більша біля кінчика лопаті ($r = R$), чим у маточини, тому кут ψ змінюється. Це означає, що ідеальна лопать повинна мати так зване скручування (рис. 2.37, *б*).

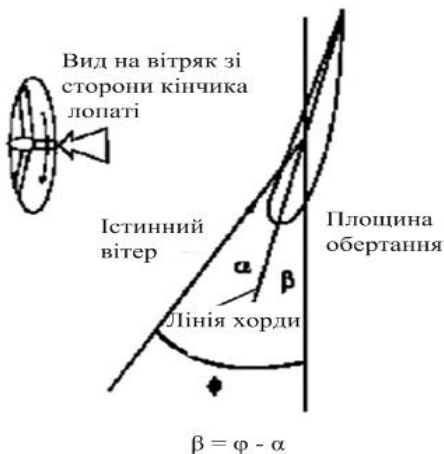


Рис. 2.36. Обчислення кута встановлення лопаті

У відповідності до рис. 2.37, *б* кут встановлення лопаті β можна визначити таким чином. Оскільки:

$$\operatorname{tg} \psi = \frac{\frac{2}{3} v}{\frac{r}{R} Z v} = \frac{2}{3} \frac{R}{Z r},$$

а значення кута α приблизно дорівнює 5° ($\alpha \approx 0,09$ рад), то кут встановлення лопаті дорівнює

$$\beta = \operatorname{arctg} \frac{2R}{3rZ} - \alpha.$$

На практиці користуються графіком, показаним на рис. 2.38, для визначення кута встановлення лопатей.

Далі обчислимо ширину хорди лопаті b .

Кожен елемент лопаті взаємодіє з певним кільцем вітру, рис. 2.39. Оскільки радіус r біля центру стає менше, то і площа кільця стає менше і дорівнює $S = 2\pi r \Delta r$.

Очевидно, що зовнішні частини лопаті виробляють більше енергії, тому центральні частини лопаті відрізняються за формою від її кінцевих частин.

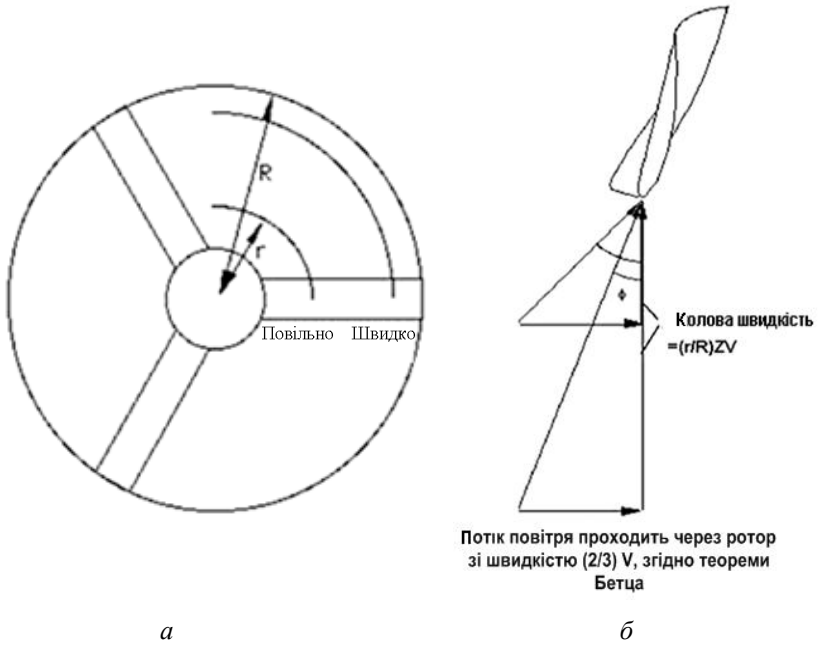


Рис. 2.37. Кут скручування лопаті



Рис. 2.38. Залежність кута встановлення лопаті від швидкохідності

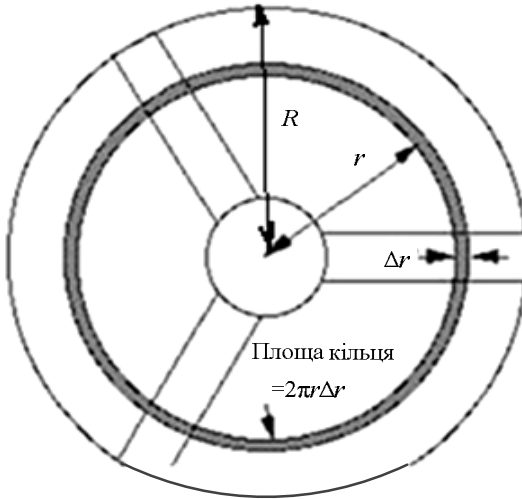


Рис. 2.39. Розрахунок площі кільця

Швидкість вітру після вітроколеса сповільнюється до 1/3 порівняно з початковою. Це уповільнення відбувається від дії осьової сили, яка тісно пов'язана з піднімальною силою.

Нехтуючи силою лобового опору (через малу помилку), знаходимо осьову силу F як:

$$F = Y \cos \psi ,$$

де Y – значення підйомної сили. Тоді (рис. 2.40):

$$F = C_y \frac{\rho}{2} S v^2 \cos \psi = C_y \frac{\rho}{2} i b \Delta r \left(\frac{Z v \frac{r}{R}}{\cos \psi} \right)^2 \cos \psi ,$$

де i – кількість лопатей.

За критерієм Бетца осьова сила дорівнює

$$F = \frac{4}{9} \rho S v^2 = \frac{4}{9} \rho 2\pi r \Delta r v^2 .$$

Якщо прирівняти обидва вирази, то можна знайти співвідношення для ширини хорди b

$$\frac{4}{9} 2\pi r \rho \Delta r v^2 = C_y \frac{\rho}{2} i b \Delta r \left(\frac{Zv \frac{r}{R}}{\cos \psi} \right)^2 \cos \psi,$$

звідки $b = \frac{16\pi \frac{R}{r} R}{9Z^2 i} \frac{\cos \psi}{C_y}$.

Якщо прийняти для простоти обчислень, що $\cos \psi \approx 1$, $C_y \approx 1$, то

$$b = \frac{16\pi R}{9Z^2 i} \cdot \frac{R}{r}.$$

Якщо i – кількість лопатей, C_v – коефіцієнт піднімальної сили, b – ширина хорди в перетині r , v – швидкість вітру, то добуток $i b \Delta r$ дорівнює сумарній площі лопаті, яка виробляє піднімальну силу в кільці Δr .

Отже, чим менша кількість лопатей і чим менше значення швидкохідності, тим більша ширина лопаті.

Діаметр ротора ВЕУ залежить від значення потужності, яку необхідно отримати від установки. Необхідні залежності наведено в табл. 2.3.

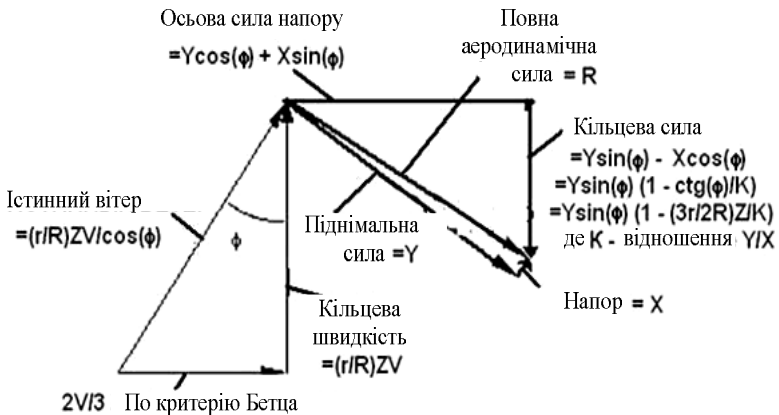


Рис. 2.40. Розподіл сил, що діють на лопать

Таблиця 2.3

Залежність потужності від діаметру вітроколеса

Діаметр D , м	Потужність P , Вт
1	50 ... 100
2	250 ... 500
3	500 ... 1000
4	1000 ... 2000
5	2000 ... 3000

Наприклад, якщо $D = 4$ м, $Z = 7$, $i = 3$, то ширина хорди на кінці лопаті буде дорівнювати, м

$$b = \frac{16\pi R}{9Z^2 i} \cdot \frac{R}{r} = \frac{8\pi D}{9Z^2 i} \approx 0,08.$$

Хоча кінцева частина лопоті є найважливішою, але внутрішня частина повинна бути зроблена ширше, щоб створювати великий стартовий обертаючий момент, тобто лопаті повинні звужуватися до кінця й мати відповідне скручування.

Далі розглянемо фактори, що впливають на коефіцієнт використання енергії вітру. Як вже відзначалося, максимальний коефіцієнт використання поточного вітрового потоку досягає 0,593. Щоб отримати таке значення необхідно загальмувати потік до 1/3 початкової швидкості вітру, рис. 2.41, *а*. Втрата потужності вітрового потоку відбувається також в так званому обертовому циліндрі відхідного повітря, рис. 2.41, *б*. Доведено, що втрати потужності на обертання відхідного повітря будуть найбільшими у тихохідних ВЕУ. В установках, у яких ротор має невелику кількість лопатей, виникають підвищені навантаження. В цьому випадку втрати енергії вітрового потоку пов'язані з тим, що вітер проходить повз кінчики лопатей. Це, так звані, кінцеві втрати, рис. 2.41, *в*.

Падіння рушійної сили, яка залежить від аеродинамічної якості, також приводить до втрати потужності. Це сильніше позначається для швидкохідних установок, де вектор піднімальної сили відхиля-

ється найбільше від напрямку руху лопаті. Рушійна сила G (див. рис. 2.40) визначається як

$$G = Y \sin \varphi - X \cos \varphi = Y \sin \varphi \left[1 - \frac{X \operatorname{ctg} \varphi}{Y} \right]$$

$$= Y \sin \varphi \left[1 - \frac{\operatorname{ctg} \varphi}{K} \right] = Y \sin \varphi \left[1 - \frac{3rZ}{2RK} \right],$$

де $K = \frac{Y}{X} = \frac{C_y}{C_x}$ – аеродинамічна якість.

Таким чином, аеродинамічна якість має бути більшою, якщо потрібно отримати велику швидкості установки.

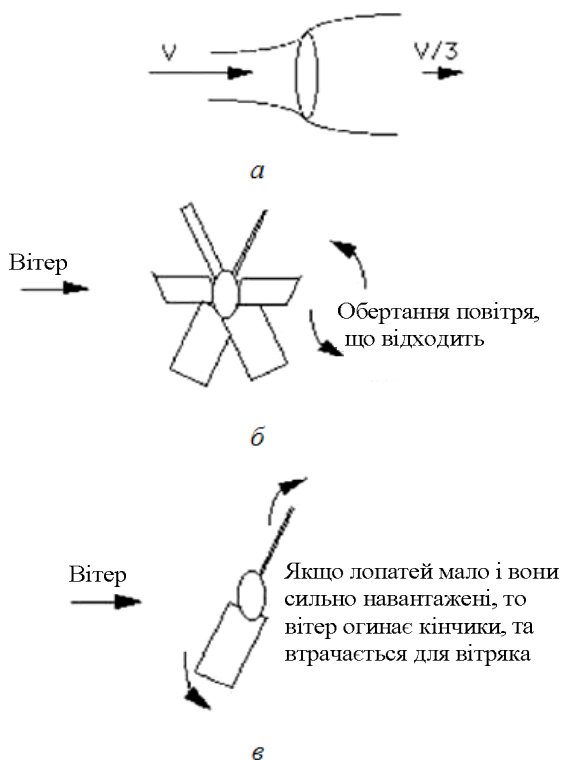


Рис. 2.41. Втрата потужності вітроколесом

Залежність коефіцієнта використання енергії вітру від швидкості Z для різних K показана на рис. 2.42.

Із графіка видно, що значення швидкості близьке до 5 є оптимальним, а кількість лопатей має бути максимально можливою.

Труднощі із застосуванням великої кількості лопатей полягають у тому, що вони повинні бути дуже вузькими або бути дуже тихохідними (або обидві умови разом), щоб задовольнити умові Бетца.

Досконалий (ідеальний) ротор вітрогенератора повинен мати нескінченну кількість нескінченно вузьких лопатей.

На практиці цей підхід рідко використовується, тому що таке вітроколесо занадто тихохідне. Трилопатеве колесо, яке має більшу швидкості, працює краще, незважаючи на втрати.

Одна з можливих форм лопаті показана на рис. 2.43.

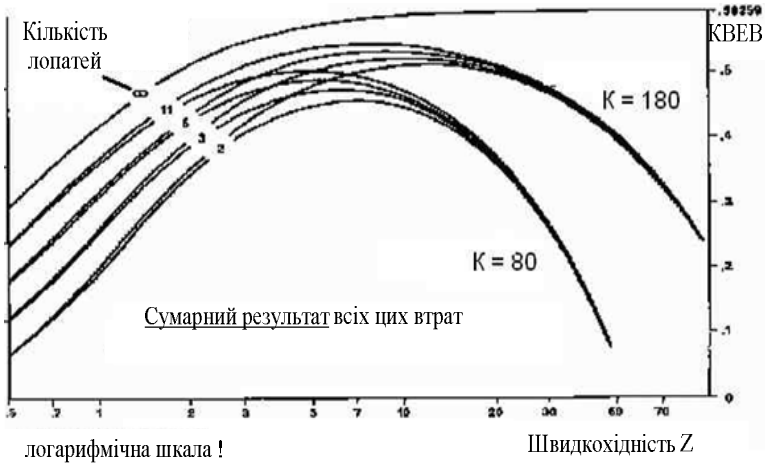


Рис. 2.42. Залежність коефіцієнта використання енергії вітру від швидкості

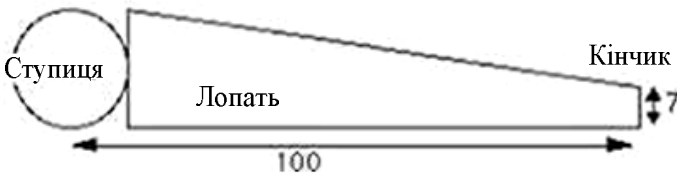


Рис. 2.43. Розміри та форма лопаті

Оскільки $b = \frac{16\pi \frac{R}{r}}{9Z^2 i}$, то $i = \frac{16\pi R \frac{R}{r}}{9Z^2 b}$.

Якщо ширина кінчика (див. рис. 2.43) $b = \frac{7}{100} R$, то $i = \frac{80}{Z^2}$.

Це правило годиться тільки для лопаті з хордою на кінчику, ширина якої дорівнює 3,5 % від діаметра вітроколеса.

Якщо вибрати таку форму лопаті, то кількість лопатей буде продиктована швидкохідністю Z , рис. 2.44.

Залежності швидкості обертання вітроколеса та його потужності від діаметра ротора, для значень швидкохідності $Z = 5$ та швидкості вітру $v = 5$ м / с, показані на рис. 2.45. Потужності розраховані із умови, що коефіцієнт використання енергії вітру дорівнює 0,25.

Стартовий обертальний момент можна розрахувати за формулою:

$$M = \frac{v^2 R^3}{Z^2}.$$

Наприклад, для ротора ВЕУ діаметром 4 м із швидкохідністю $Z = 5$ і за швидкості вітру $v = 5$ м / с стартовий момент дорівнює, Н·м

$$M = \frac{5^2 2^3}{25} = 8.$$

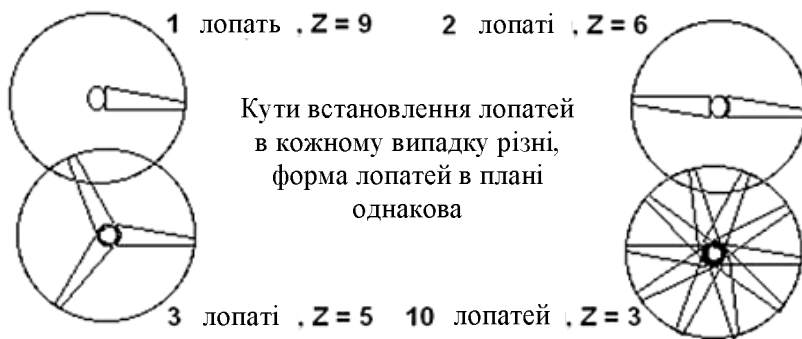


Рис. 2.44. Залежність між кількістю лопатей і швидкохідністю

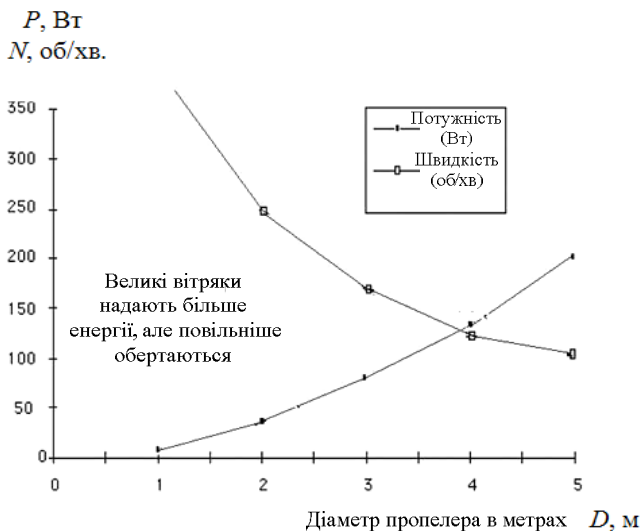


Рис. 2.45. Вибір діаметра ротора в залежності від необхідної потужності

Як вже відзначалося, вибір швидкохідності Z залежить від багатьох факторів. Висока швидкохідність забезпечує високу частоту обертання вала, необхідну для ефективного виробництва електроенергії. На практиці ця перевага перевищує ряд недоліків, таких як:

- більш високий рівень шуму лопатей;
- поява вібрацій у випадку одно- або дволопатевого вітроколеса;
- зниження ефективності ротора через зростання лобового опору і кінцевих втрат;
- зниження обертового моменту, що ускладнює самозапуск ВЕУ.

Кінчики лопаті, які рухаються зі швидкістю понад 80 м/с схильні до ерозії, яка викликана дрібними частинками, що рухаються з вітром. Для зменшення ерозії використовують спеціальні покриття.

Наприклад ротор діаметром 5 м зі швидкохідністю $Z = 7$ за швидкості вітру $v = 12$ м / с буде робити 350 об / хв і буде схильний до ерозії. У загальному випадку високошвидкісні ротори мають вузькі лопаті, кінчики яких загострюють для зменшення шуму, а основу лопатей роблять більш широкою для полегшення старту, рис. 2.46.

Основні геометричні характеристики лопаті отримують із аеродинамічних розрахунків. До таких характеристик належать – радіус

лопаті R (діаметр вітроколеса D), подовження лопаті $\lambda = \frac{l^2}{S}$, звуження лопаті $\eta = \frac{b_{\text{кор}}}{b_{\text{пер}}}$, де l – довжина лопаті; S – площа лопаті; b – відносна хорда перерізу, де індекс «пер» – означає периферійне, а «кор» – кореневе.

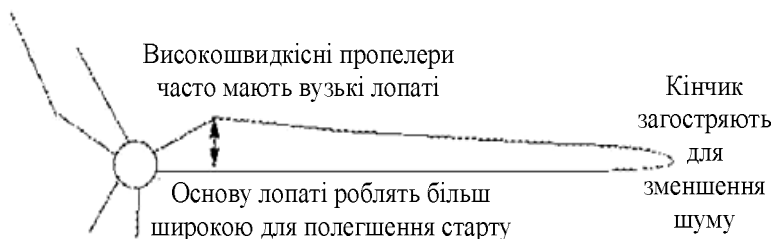


Рис. 2.46. Профіль лопаті

Під час проходження повітря через лопаті, залишається збурений слід, який гальмує обертання вітроколеса. Очевидно, чим лопатей більше, тим швидкохідність стає меншою (табл. 2.4). Для орієнтовного розрахунку обертів вітроколеса, як правило за основу беруть швидкохідність Z , значення якої отримано експериментальним шляхом для вітроколес з різною кількістю лопатей: для однолопатевого вітроколеса $Z = 9$; для дволопатевого – $7,0$; для трилопатевого – $5,0$; для шестилопатевого – $3,0$ і для дванадцятилопатевого – $1,2$.

Оберти вітроколеса (об / хв) розраховуються із співвідношення:

$$N = \frac{Zv}{2\pi R} 60,$$

де R – діаметр вітроколеса.

Результати розрахунку кількості обертів вітроколеса діаметром 2 м для різних значень Z та v наведено в табл. 2.4.

Максимальна піднімальна сила лопаті за однакової швидкості повітря буде у разі розташування її під кутом 45° до набігаючого потоку. У міру зменшення або збільшення установки кута, буде зменшуватися і піднімальна сила, а опір потоку буде відповідно

зменшуватися або збільшуватися. Але чим далі від осі обертання знаходиться елемент лопаті, тим менший кут встановлення цього елемента, рис. 2.47.

Таблиця 2.4

Швидкість обертання вітроколеса

	Кількість лопатей				
	1	2	3	6	12
Z Швидкість вітру, м / с	9	7	5	3	11,2
1	86	67	48	29	11
2	172	134	96	57	23
3	258	201	143	86	34
4	344	268	191	115	46
5	430	334	239	143	57
6	516	401	287	172	69
7	602	468	334	201	80
8	688	535	382	229	92
9	774	602	430	258	103
10	860	669	478	287	115
11	946	736	525	315	126
12	1032	803	573	344	138

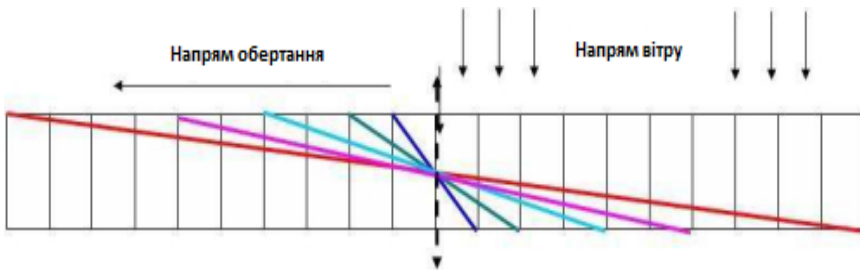


Рис. 2.47. Кут крутки лопаті

Установка лопатей. За рахунок кутової швидкості перерізи на різних радіусах лопаті для проходження свого шляху в об'ємі повітря з однаковою ефективністю і не створюючи гальмування повинні мати різний кут встановлення.

Одним з показників для розрахунку лопаті є крок гвинта. Крок для одного із поперечних перерізів лопаті, віддаленого від осі гвинта на відстань R , показано на рис. 2.48.

Іншими словами, крок даного перерізу – це відстань, на яку переміститься маса повітря за один оберт, якщо представити її у вигляді гайки діаметром $2R$, у якій кут підйому різьби дорівнює куту між хордою взятого перетину і площиною обертання гвинта. Крок гвинта визначається за рівнянням

$$H = 2\pi R \operatorname{tg}\alpha,$$

де H – крок виділеного перетину; R – радіус перерізу; α – кут встановлення перерізу (град).

Тоді кут встановлення перерізу лопатей вітроколеса дорівнює:

$$\alpha = \operatorname{arctg} \frac{H}{2\pi R},$$

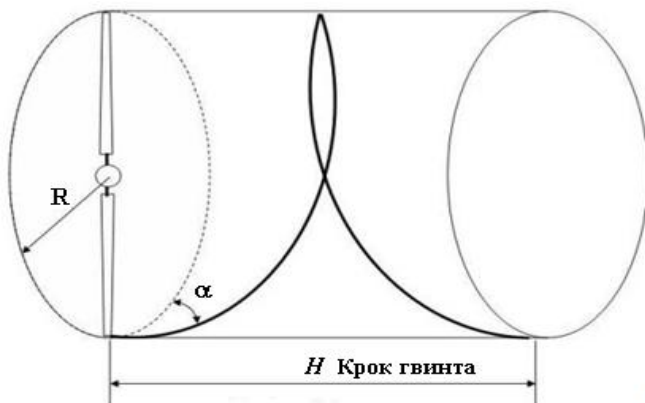


Рис. 2.48. Крок гвинта

Результати розрахунку кута встановлення лопаті вітроколеса діаметром 3,1 м з кроком $H = 1$ м наведено в табл. 2.5.

Таблиця 2.5

Розрахунок крутки лопаті

Відстань до перерізу від осі обертання, см	Кут встановлення перерізу, град
10	57,9
20	38,5
30	28,0
40	21,7
50	17,7
60	14,9
70	12,8
80	11,3
90	10,0
100	9,0
110	8,2
120	7,6
130	7,0
140	6,5
150	6,1

Якщо не враховувати опір однолопатевого вітроколеса, то за швидкості вітру 3 м / с воно має зробити 166 обертів, оскільки

$$N = \frac{Zv}{2\pi R} 60 = \frac{9 \cdot 3}{6,28 \cdot 1,55} \cdot 60 \approx 166,$$

де N – оберти вітроколеса, об / хв.

Але на швидкість обертання вітроколеса впливають турбулентність потоку від попередньої лопаті (для багато лопатевого вітроколеса), тертя, що створюється самими лопатями, реакція генератора в залежності від прикладеного електричного навантаження. Все це необхідно приймати до уваги при розрахунку вітрогенераторів.

Потужність вітрового потоку, який проходить через умовну площу вітроколеса, обчислюють за загально прийнятою методикою:

$$P = 0,5\rho Sv^3,$$

де ρ – щільність повітря ($1,29 \text{ кг / м}^3$); S – умовна площа вітроколеса; v – швидкість вітру.

Для того, щоб врахувати втрати енергії під час її перетворення, вводять поняття коефіцієнта використання енергії вітру.

Максимальне теоретичне значення коефіцієнта використання енергії вітру в ідеальних швидкохідних крильчастих вітроколісах задається критерієм Бетца і дорівнює $0,593$. Для кращих зразків швидкохідних вітроколісах з аеродинамічним профілем цей показник становить від $0,42$ до $0,46$. Для багатолопатевого тихохідних вітроколісах цей показник коливається від $0,27$ до $0,35$ в залежності від якості виконання. Позначимо коефіцієнт символом C_e . Для узгодження обертів тихохідного вітроколеса і генератора необхідно використовувати підвищувальний редуктор, ККД якого C_b коливається від $0,7$ до $0,9$ в залежності від коефіцієнта передачі та виконання.

Під час перетворення механічної енергії в електричну, також знаємо втрат, відображаючи їх в ККД генератора C_r від $0,6$ до $0,8$ (для генераторів зі збудженням від постійних магнітів):

$$P = 0,5C_e C_b C_r \rho Sv^3,$$

Наприклад, для шестилопатевого вітроколеса діаметром 3 м ($C_e = 0,35$) з генератором на постійних магнітах ($C_r = 0,8$) і редуктором, що має коефіцієнт корисної дії $C_b = 0,9$ можна отримати потужність при середній швидкості вітру 5 м / с , яка дорівнює:

$$P = 0,5 \cdot 1,29 \cdot \pi \cdot 1,5^2 \cdot 5^3 \cdot 0,35 \cdot 0,8 \cdot 0,9 \approx 144,$$

де P – потужність, Вт.

При цьому кількість обертів (для $Z = 3$) буде дорівнювати:

$$N = \frac{Zv}{2\pi R} 60 = \frac{3 \cdot 5}{3,14 \cdot 3} \cdot 60 \approx 96.$$

Тепер можна підібрати передаточне число редуктора залежно від обертів генератора.

2.4 Вітроенергетичні установки з вертикальною віссю обертання

Вітротурбіни з вертикальною віссю обертання не набули широкого промислового застосування через недостатнє вивчення такого типу вітрогенераторів. Протягом багатьох років вважалося, що вітрогенератори типу ротора Дар'є, які працюють за рахунок піднімальної сили, мають низьку швидкохідність та проблеми із самозапуском. Вітрогенератори типу ротора Савоніуса, які працюють за рахунок сили супроти потоку (так звані драг машини), мають маленький коефіцієнт використання енергії вітру та працюють у невеликому діапазоні швидкостей вітру.

Але вітроенергетичні установки з вертикальною віссю обертання мають і низку переваг перед установками з горизонтальною віссю, які полягають насамперед у тому, що зникає необхідність у пристроях для орієнтації на вітер, спрощується конструкція та знижуються гіроскопічні навантаження, які зумовлюють додаткову напругу в лопатях, системі передачі та інших елементах установки.

Безперечно значною перевагою вертикально-осьових ВЕУ є можливість розміщення генератора і мультиплікатора на фундаменті установки, без кутової передачі крутного моменту. Це дозволяє спростити вимоги до монтажу устаткування (практично немає обмежень по габаритам і масі) і до умов експлуатації (відсутність поштовхів і вібрацій). При розміщенні обладнання на фундаменті значно спрощується передача вироблюваної електроенергії.

За рахунок невеликої швидкості обертання шуми даних вітрогенераторів не перевищують 20 дБ, що дає змогу використовувати такі установки у близькості від житла та в міських умовах, на дахах будівель.

Вітрогенератори мають ряд принципових недоліків:

- схильність елементів конструкції до втоми через виникнення в них автоколивальних процесів;
- пульсація крутного моменту, що призводить до небажаних пульсацій вихідних параметрів генератора;
- велика матеріаломісткість такого типу вітрогенераторів призводить до подорожчання конструкції та збільшення маси всієї установки.

За останній час з'явилась велика розмаїтість конструкцій з вертикальною віссю обертання в яких відсутні деякі недоліки, властиві

таким вітрогенераторам. Використання нових типів матеріалів, у яких майже відсутня утомленість, та нових видів генераторів, так званих низькооберткових зі збудженням від постійних магнітів, призводить до збільшення зацікавленості в таких установках та дає новий поштовх до вивчення та розробки вітрогенераторів даного типу.

2.4.1 Структура та класифікація вітроенергетичних установок з вертикальною віссю обертання

Вертикально-осьові вітрогенератори ще називають віндроторними або ортогональними, в англійському варіанті VAWT (Vertical Axis Wind Turbine).

Ортогональні вітрогенератори можна розділити на три основних типи. Перший тип це такі, що працюють за рахунок сили опору, наприклад, ротор Савоніуса. До другого типу відносяться такі, що працюють за рахунок аеродинамічної піднімальної сили, ротор Дар'є та його різновиди. Третій тип представляє комбіновані вітрогенератори, які поєднують вітрогенератори першого та другого типів. Найбільш поширені типи вертикально-осьових вітрогенераторів показано на рис. 2.49.

Чашковий ротор (анемометр). Вітроколесо цього типу обертається за рахунок сили опору. Форма чашкоподібної лопаті забезпечує практично лінійну залежність частоти обертання колеса від швидкості вітру.

Ротор Савоніуса. Це колесо також обертається силою опору. Його лопаті виконані з тонких вигнутих листів прямокутної форми, тобто відрізняються простотою і дешевизною. Обертальний момент створюється завдяки різному опору, що чиниться повітряному потоку увігнутою і вигнутою щодо нього лопатями ротора. Через велику частку геометричного заповнення це вітроколесо має великий крутний момент і часто використовується для перекачування води.

Ротор Дар'є. Обертальний момент створюється піднімальною силою, що виникає на двох або трьох тонких вигнутих несучих поверхнях, які мають аеродинамічний профіль. Піднімальна сила максимальна в той момент, коли лопать з великою швидкістю перетинає набігаючий повітряний потік. Ротор Дар'є використовується у вітроелектрогенераторах. Розкручуватися самостійно ротор, як правило, не може, тому для його запуску зазвичай використовується генератор, що працює в режимі двигуна.

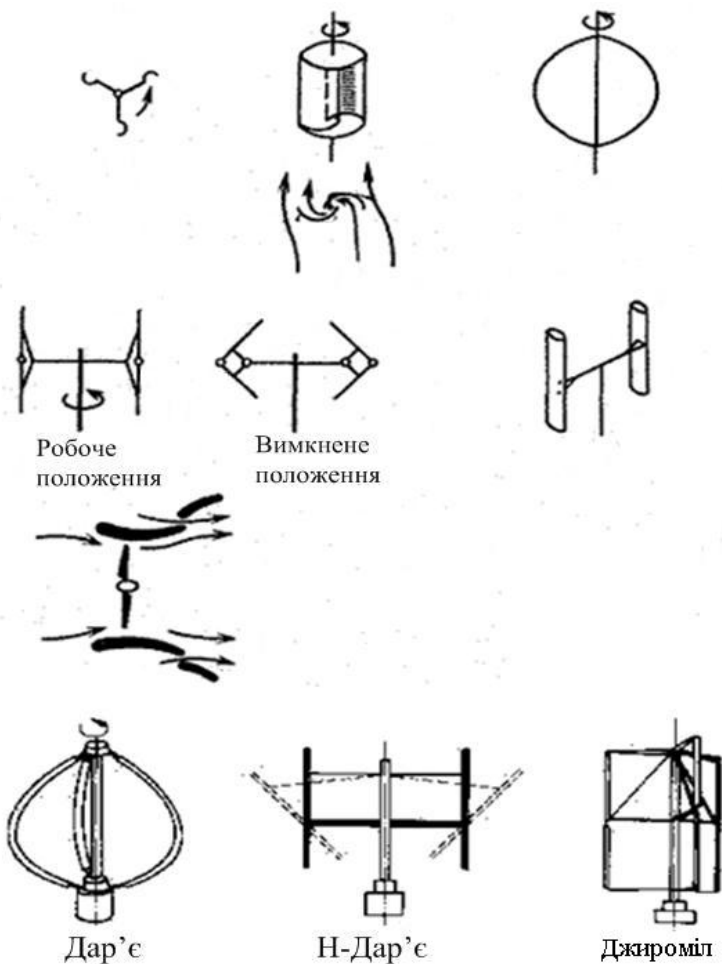


Рис. 2.49. Основні типи вертикально-осьових вітрогенераторів

Ротор Масгрува. Лопаті цього вітроколеса в робочому стані розташовані вертикально, але мають можливість обертатися або складатися навколо горизонтальної осі при відключенні (див. рис. 2.49). Існують різні варіанти роторів Масгрува, але всі вони відключаються при сильному вітрі.

Ротор Еванса. Лопаті цього ротора в аварійній ситуації і при управлінні повертаються навколо вертикальної осі.

Концентратори. Потужність вітроенергоустановки залежить від ефективності використання енергії повітряного потоку. Одним із способів її підвищення є використання спеціальних концентраторів (підсилювачів) повітряного потоку. Для вертикально-осьових вітроелектрогенераторів розроблені та запропоновані різні варіанти таких концентраторів, які направляють на вітроколесо повітряний потік з площі, що більша за площу, яка омітається ротором, і деякі інші пристрої. Широкого поширення в промислових установках концентратори поки не отримали.

2.4.2 Комплекс технічних засобів вітроенергетичних установок з вертикальною віссю обертання

Найбільш простим типом вітроколеса у таких ВЕУ є ротор Савоніуса. Обертальний момент виникає при обтіканні ротора потоком повітря за рахунок різного опору опуклої і увігнутої частин ротора (рис. 2.50). Колесо відрізняється простотою, але має дуже низький коефіцієнт використання енергії вітру – всього 0,1–0,15.

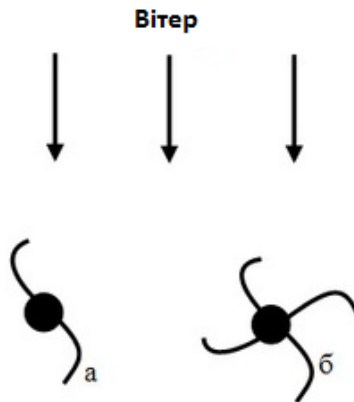


Рис. 2.50. Ротор Савоніуса: *а* – дволопатевий; *б* – чотирилопатевий

За останні роки в ряді зарубіжних країн, особливо в Канаді, почали займатися розробкою вітродвигуна з ротором Дар'є, запропонованим у Франції ще в 1920 р. Цей ротор має вертикальну вісь обертання і складається із двох або чотирьох вигнутих лопатей (рис. 2.51, *а*). Лопаті утворюють просторову конструкцію, яка обертається під дією піднімальних сил, що виникають на лопатях від

вітрового потоку. У роторі Дар'є коефіцієнт використання енергії вітру досягає значень 0,30 ... 0,35. Останнім часом проводяться розробки роторного двигуна Дар'є з прямими лопатями (рис. 2.51, б, в). Головною перевагою вітроустановок Дар'є є те, що вони не потребують механізму орієнтації на вітер. Крім того, генератор і інші механізми розміщуються на незначній висоті біля основи. Все це істотно спрощує конструкцію. Однак серйозним недоліком цих вітродвигунів є значна зміна умов обтікання крила потоком за один оберт ротора, яка циклічно повторюється при роботі. Це може викликати утомні явища, які призводять до руйнування елементів ротора і серйозних аварій, що повинно враховуватися при конструюванні ротора (особливо при великих потужностях ВЕУ). Крім того, для початку роботи їх потрібно розкрутити.

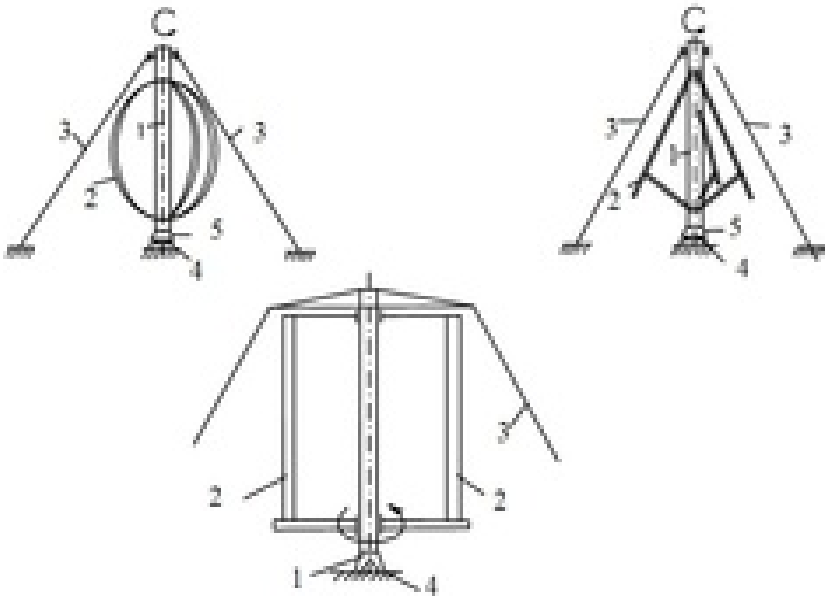


Рис. 2.51. Вітроенергетичні установки (Дар'є) з вертикальним ротором
a – Ф-подібний; *б* – D-подібний; *в* – з прямими лопатями.
 1 – вежа; 2 – ротор; 3 – розтяжки; 4 – опора (фундамент); 5 – генератор

До техніко-експлуатаційних переваг сучасних вертикальних вітрогенераторів можна віднести наступні:

- низька стартова швидкість ($0,5 \text{ м / с}$), незалежно від напрямку вітру;
- економія на обслуговуванні (в конструкції вітрогенератора немає систем орієнтації на вітер, редукторів і щіток);
- низьке шумове навантаження (до 20 дБ);
- самостійний запуск системи;
- абсолютна безпека для людини і навколишньої природи;
- можливість встановлення на будь-якій місцевості, поблизу з житловими об'єктами;
- висока стійкість до сильних вітрів;
- мала площа для розміщення;
- легкість і простота конструкції спрощує транспортування та монтажні роботи.

Загальну схему вертикально-осьової вітрової установки (за принципом Дар'є) показано на рис. 2.52.

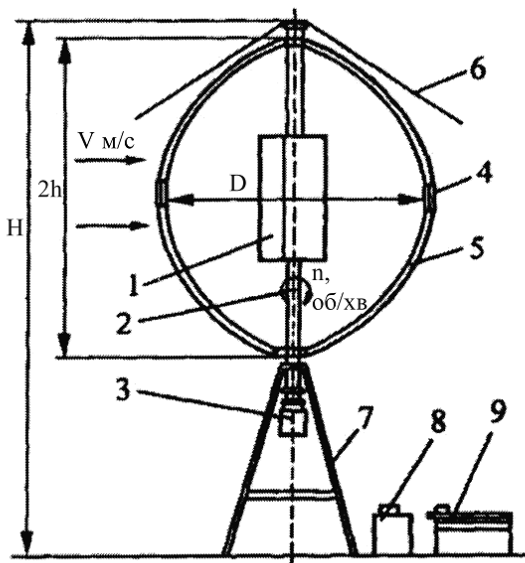


Рис. 2.52. Вертикально-осьова вітрова установка (за принципом Дар'є):
 1 – стартер (Савоніуса); 2 – вал; 3 – електрогенератор; 4 – гальмуючий пристрій; 5 – робоча лопать; 6 – розтяжки; 7 – рама;
 8 – перетворювач напруги; 9 – акумулятор

Порівняно з горизонтальними вітровими електростанціями вертикальні вітрогенератори можуть коштувати менше за рахунок більш простої конструкції турбіни. Однак будь-яка вертикально орієнтована конструкція вітрогенератора неминуче призводить до втрат енергії при обертанні лопатей проти рухомого потоку повітря, тому продуктивність таких установок нижча, ніж у горизонтальних вітрових електростанцій.

2.4.3 Показники ефективності вертикально-осьових установок

Ефективність роботи вертикально осьових ВЕУ принципово не залежить від напрямку вітру, у зв'язку з чим відпадає необхідність в механізмах і системах орієнтації на вітер. Нерівність характеристик вітрового потоку по висоті призводить лише до деякого вирівнювання моментів повороту, що знімаються з лопатей.

Теоретично доведено, що коефіцієнт використання енергії вітру ідеального вітроколеса як горизонтальних так і вертикально-осьових установок дорівнює 0,593. Це пояснюється тим, що ротори ВЕУ обох типів використовують один і той же ефект піднімальної сили, що виникає при обтіканні вітровим потоком профільованої лопаті. Досягнутий на горизонтально-осьових ВЕУ коефіцієнт використання енергії вітру на сьогодні складає 0,4. Проведені експериментальні дослідження вертикально-осьових установок показали, що значення 0,4–0,45 цілком реальні (рис. 2.53).

Таким чином коефіцієнти використання енергії вітру горизонтально-осьових пропелерних і вертикально-осьових ВЕУ майже однакові.

Розроблено вітроротори (наприклад ротор Н–Дар'є), які самозапускаються при швидкості вітру 3,5–4 м / с залежно від потужності вітротурбіни. Момент рушання цих вітроустановок набагато більший за нуль, а для запуску досить лише невеликого пориву вітру.

Тим не менш, великі вітроенергетичні установки, зазвичай, оснащують додатковими турбінами (типу Савоніуса) для гарантованого старту.

Ускладнення конструкції ВЕУ призводить до зниження надійності, а введення додаткових аеродинамічних пристроїв – до зниження потужності вітрової турбіни, що гірше, ніж наявність додаткового джерела потужності для запуску. Це повинно враховуватися

при проектуванні нових конструкцій ВЕУ. Можна виконати лопаті ротора з фіксованим кроком, розрахованим на найбільш ефективну роботу в номінальному діапазоні швидкостей вітру, а для запуску використовувати такий прийом: короткочасне перемикання генератора на рушійний режим і розгін ротора, як робиться у вертикально-осьових ВЕУ.

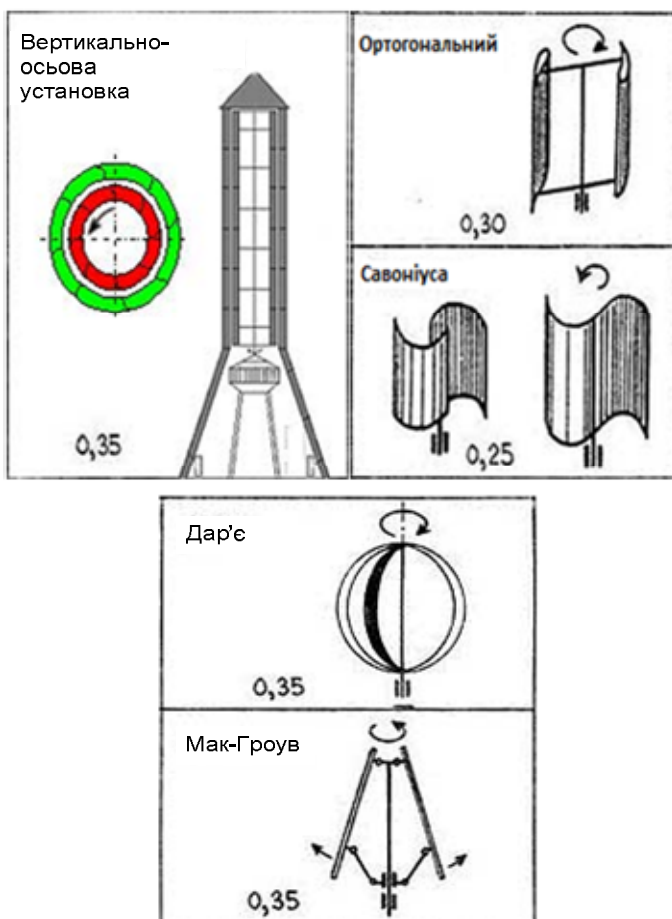


Рис. 2.53. Коефіцієнти використання вітру для вертикально-осьових ВЕУ

Поворот лопатей вертикально-осьової турбіни може бути ефективним не тільки для гальмування, а й для підтримки оптимального

кута атаки при всіх положеннях лопаті на колі обертання. Але установки з таким принципом роботи в даний час майже не застосовують, оскільки масивна лопать за час одного оберту навколо осі може зробити кілька хитань, зорієнтованих на напрямок вітру і отже, установка стає залежною від напрямку вітру, а її конструкція буде значно ускладнена. Для вертикально-осьової ВЕУ ця поверхня визначається як площа прямокутника із сторонами, рівними довжині лопаті і діаметру вітротурбіни (вітроротора).

Таким чином умовна поверхня вертикально-осьової ВЕУ може змінюватися не тільки за рахунок зміни довжини лопатей, але і за рахунок діаметра їх обертання, що розширює тактичні можливості варіювання параметрами вітротурбіни під час її проектування.

Значення енергії, що знімається з вітроколеса, незначно змінюється по довжині лопаті, причому ця зміна залежить тільки від зміни якості енергії вітрового потоку: наявності поривів вітру, нестійкості швидкості вітру по висоті. Є і інші причини втрат отриманої енергії – неоптимальні кути атаки, в різних положеннях лопаті на колі обертання, падіння моментів обертання вітротурбіни в положеннях, коли лопать рухається вздовж потоку, та зниження моментів обертання від лопаті, яка проходить аеродинамічну тінь вежі. На практиці вважається, що ефективність знімання енергії вітру лопатями установок обох типів буде приблизно однакова.

Що стосується швидкості, то у всіх відомих експериментах, у тому числі і в тих, які були спрямовані на пошук засобів досягнення максимально можливого коефіцієнта використання енергії вітру, швидкохідність не перевищувала 2,5 ... 2,8. Однак зниження швидкохідності може означати поліпшення умов експлуатації механізмів завдяки зниженню рівня динамічності, спрощення вимог до опорно-трансмісійних елементів, відсутності механізмів і систем, які забезпечують сталість швидкості обертання. Зниження швидкохідності дозволяє працювати з оптимальним коефіцієнтом використання енергії вітру при всіх значеннях швидкості вітру, що входять у робочий діапазон, тобто підвищити ефективність ВЕУ при досить простій конструктивній схемі лопаті. Робочий діапазон швидкостей вітру на тихохідних вітроустановках розширюється до 20 ... 25 м / с. Однак необхідно мати на увазі, що в цьому випадку підвищуються крутні моменти, що призводить до збільшення мате-

ріаломісткості лопатей вітротурбіни в цілому за рахунок довгих траверс, габаритної маточини і масивних трансмісій. Необхідно також враховувати, що змінність частоти обертання вітротурбіни припускає введення в електричну схему перетворювачів в цілях підвищення якості вироблюваної електроенергії.

Принципово вертикально-осьова ВЕУ з прямими лопатями може бути швидкохідною, обмеженням є міцність лопатей поперечні інерційні і вібраційні навантаження. Тенденція розробки все більш міцних, легких і дешевих композиційних матеріалів відкриває перспективи створення швидкохідних прямолопатевоїх вітроподвигунів типу Дар'є.

Як вже відзначалося, робочий діапазон швидкостей вітру для тихохідних вертикально-осьових ВЕУ підвищується до 20 ... 25 м/с, у зв'язку з чим в районах з високим вітровим потенціалом вертикально-осьові ВЕУ можуть знайти застосування без всіляких обмежень.

2.4.4 Розрахунок вітроенергетичних установок з вертикальною віссю обертання

Найбільш перспективними для практичного застосування із вертикально-осьових вітрогенераторів є ротори типу Дар'є. Існує декілька варіантів даних роторів (рис. 2.54).

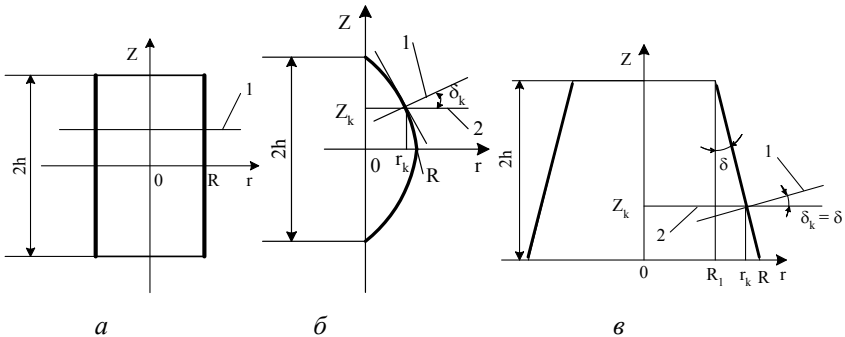


Рис. 2.54. Типи роторів Дар'є: *а* – прямі вертикальні; *б* – лопаті вигнуті по параболі; *в* – нахилені лопаті.
 1 – площа профілю; 2 – горизонтальна площина

Робочі лопаті вітротурбіни можуть бути прямими вертикальними, прямими нахиленими під заданим кутом до осі обертання вітроколеса, вигнутими по дузі, наприклад по дузі параболи. В якості

профілю лопатей зазвичай вибирається симетричний аеродинамічний профіль типу ЦАГІ, НАСА або який-небудь профіль з відомими аеродинамічними характеристиками. Метою розрахунку є побудова енергетичних характеристик вітротурбіни, таких як залежності коефіцієнтів потужності і моменту від коефіцієнта швидкохідності.

Розрахунок енергетичних характеристик заснований на представленні сили, що діє на вітроколесо в напрямку вітру, двома методами. Перший метод заснований на імпульсній теорії ідеального вітроколеса в поєднанні з законом Бернуллі для умовної трубки струму, що охоплює дане вітроколесо. Другий метод заснований на представленні сили, що діє на вітроколесо в напрямку вітру, як проекції на напрям вітру реакції від сумарного впливу на кожну елементарну лопать піднімальної сили і сили аеродинамічного опору профілю. Коефіцієнти C_{y_a} та C_{x_a} піднімальної сили і сили опору в залежності від кута атаки α в швидкісній системі координат задаються у вигляді вихідних даних за відповідними атласами для обраного типу профілю. В результаті сила, спрямована по потоку, може бути виражена через подвійний інтеграл за наступними змінними: по азимутальному куту θ положення елементарної лопаті при обертанні і висоті її положення Z . Прирівнюючи праві частини виразів цих методів, отримаємо диференціальне рівняння, яке може бути розв'язане чисельними методами. У результаті цього отримуємо залежності коефіцієнтів потужності і моменту від коефіцієнта швидкохідності.

Відносний крок у разі чисельного інтегрування по висоті лопаті дорівнює:

$$\bar{z}z = \frac{1}{n_z}, \quad (2.1)$$

де n_z – кількість кроків.

Відносна висота частини лопаті для вигнутих по параболі та прямих вертикальних лопатей:

$$\bar{z}_k \equiv \frac{z_k}{h} = k \cdot \bar{z}z, \quad (2.2)$$

де $k = 0, 1, \dots, n_z$; h – половина висоти лопаті (див. рис. 2.41).

Для нахилених прямих лопатей:

$$\bar{z}_k \equiv \frac{z_k}{H} = k \cdot \bar{z}, \quad (2.3)$$

де $k = 0, 1, \dots, n_z$; H – вся висота лопаті.

Рівняння форми лопаті:

– вигнуті по параболі

$$\bar{r}_k \equiv \frac{r_k}{R} = 1 - \bar{z}_k^2, \quad (2.4)$$

де \bar{z}_k витікає із рівняння (2.2).

– прямі вертикальні лопаті

$$\bar{r}_k \equiv \frac{r_k}{R} = 1; \quad (2.5)$$

– нахилені прямі лопаті

$$\bar{r}_k \equiv \frac{r_k}{R} = 1 - \bar{z}_k(1 - \bar{R}_1), \quad (2.6)$$

де

$$\bar{R}_1 = \frac{R_1}{R} = 1 - \bar{H} \cdot \text{tg} \delta, \quad (2.7)$$

де $\bar{H} = \frac{H}{R}$; \bar{z}_k – витікає із рівняння (2.3).

Площа міделевого перерізу ротора:

– вигнуті по параболі лопаті

$$S = \frac{8}{3} R \cdot h = \frac{8}{3} R^2 \cdot \bar{h} = \frac{2}{3} D^2 \cdot \bar{h}, \quad (2.8)$$

де $\bar{h} = \frac{h}{R}$;

– прямі вертикальні лопаті

$$S = 4R \cdot h = 4R^2 \cdot \bar{h}; \quad (2.9)$$

– нахилені прямі лопаті

$$S = H(R_1 + R) = H \cdot R(1 + \bar{R}_1), \quad (2.10)$$

де $\bar{R}_1 = R_1/R = 1 - \bar{H} \cdot \text{tg} \delta$.

Підкреслимо, що тут, на відмінну від рівнянь (2.8) та (2.9), H означає всю висоту, а не її половину. У разі $R_1 = R$ цей варіант переходить у варіант прямих вертикальних лопатей і $S = 2 H \cdot R$, що співпадає з (2.9), враховуючи, що H – вся висота, тобто для прямих вертикальних лопатей $H = 2 \cdot h$.

Кут δ_k нахилу площини проміжного профілю до горизонтальної площини:

– вигнуті по параболі

$$\text{tg} \delta_k = \frac{2 \cdot \bar{Z}_k}{\bar{h}}, \quad (2.11)$$

де $\bar{Z}_k = \frac{Z_k}{h}$ витікає із рівняння (2.2); \bar{h} – відносна величина половини висоти вітроколеса в долях радіуса.

– прямі вертикальні лопаті

$$\delta_k = 0; \quad (2.12)$$

– нахилені прямі лопаті, кут δ_k задається у вихідних даних,

$$\delta_k = \text{const}. \quad (2.13)$$

Максимальне за модулем значення кута атаки обчислюється наступним чином:

$$\left| \alpha_{\max_k} \right| = \left| \arctg \left(\frac{\cos \delta_k}{\sqrt{(Z_b \cdot \bar{r}_k)^2 - 1}} \right) \right|, \quad (2.14)$$

де δ_k визначається за одним із рівнянь (2.11) – (2.13); \bar{z}_k – за однією із формул (2.4) – (2.6) в залежності від форми лопатей; Z_b – коефіцієнт допоміжної швидкохідності, дорівнює відношенню колової швидкості ротора $U = \omega \cdot R$ на радіусі R до швидкості вітру V_1 в міделевому перетині:

$$Z_b = \frac{\omega \cdot R}{V_1},$$

і задається у вигляді деякої послідовності чисел, більших за одиницю.

Проміжні значення Z_b :

$$Z_b(KK) = Z_{bH} + (Z_{b_k} - Z_{bH}) \cdot \frac{KK - 1}{n_{\text{доп}} - 1},$$

де $KK = 1, 2, \dots, n_{\text{доп}}$.

Із співвідношення (2.14) видно, що для $\bar{r}_k = \frac{1}{Z_b}$ знаменник стає рівним нулю. Для того, щоб уникнути особливостей під час розрахунку, визначається деяка величина \bar{r}_{\min} , меншою за яку \bar{z}_k не може бути:

$$\bar{r}_{\min} = \frac{1}{Z_{bH}} + \varepsilon \quad (2.15)$$

$$\bar{r}_k > \bar{r}_{\min}, \quad (2.16)$$

де ε – мале позитивне число, що задається.

Із рівняння (2.14) також видно, що чим менше, залишаючись при цьому більшим за одиницю, число Z_b , тим ближче до $\pi/2$ величина $|\alpha_{\max_k}|$.

Величини двох азимутальних кутів, які відповідають максимальному по модулю куту атаки θ_{k_1} і θ_{k_2} обчислюються таким чином:

$$\theta_{k_1} = \arccos\left(-\frac{1}{Z_b \cdot \bar{r}_k}\right), \quad \theta_{k_2} = -\arccos\left(-\frac{1}{Z_b \cdot \bar{r}_k}\right) + 360^\circ.$$

Кількість кроків у разі чисельного інтегрування по висоті лопаті з урахуванням усунення крайових особливостей:

$$n = \begin{cases} n_z - 1, & \text{якщо всі } \bar{r}_k > \bar{r}_{\min}; \\ m - 1, & \text{якщо, починаючи з номера } m, \bar{r}_k < \bar{r}_{\min}. \end{cases}$$

Таким чином, відкидаються ті кроки, починаючи з яких $\bar{r}_k < \bar{r}_{\min}$.

Визначення значень азимутального кута θ_i і ряду параметрів, що відповідають цьому куту.

Змінний азимутальний кут розташування профілю (див. рис. 2.55)

$$\theta_i = i \cdot H_\theta,$$

де $i = 0, 1, 2, \dots, n_\theta$ (задається); $H_\theta = 2\pi/n_\theta$ – крок по куту; n_θ – кількість кроків при чисельному інтегруванні по куту.

Тангенс кута атаки проекції відносної швидкості на площину профілю для i -го кроку по куту відповідно до рис. 2.55 для прямих вертикальних лопатей і з урахуванням уточнень для нахилоного профілю:

$$\operatorname{tg} \alpha_i = \frac{-\sin \theta_i \cdot \cos \delta_k}{Z_b \cdot \bar{r}_k + \cos \theta_i} \quad (2.17)$$

де δ_k визначається за одним із рівнянь (2.10) – (2.12); \bar{r}_k – за одним із рівнянь (2.4) – (2.6) в залежності від форми лопаті; $Z_b = \frac{U}{V_1}$ – коефіцієнт допоміжної швидкохідності, що задається; $Z_b > 1$; V_1 – швидкість у міделевому перерізі ротора.

Знаменник дробу у рівнянні (2.17) не буде дорівнювати нулю за будь-яких θ_i , оскільки $|\cos \theta_i| \leq 1$, а $Z_b \cdot \bar{r}_k > 1$ згідно співвідношень (2.15) та (2.16).

Із таблиці аеродинамічних характеристик відповідного профілю знайдемо відповідні коефіцієнти піднімальної сили C_{y_a} та сили профільного опору C_{x_a} .

Квадрат проекції відносної швидкості вітру на площину профілю $W_{\text{проф}}^2$, поділений на квадрат швидкості вітру V_1^2 у міделевому перетині, дорівнює:

$$Z_{bb_i}^2 \equiv \left(\frac{W_{\text{проф}}^2}{V_1^2} \right)_i = (Z_b \bar{r}_k + \cos \theta_i)^2 + \sin^2 \theta_i \cos^2 \delta_k. \quad (2.18)$$

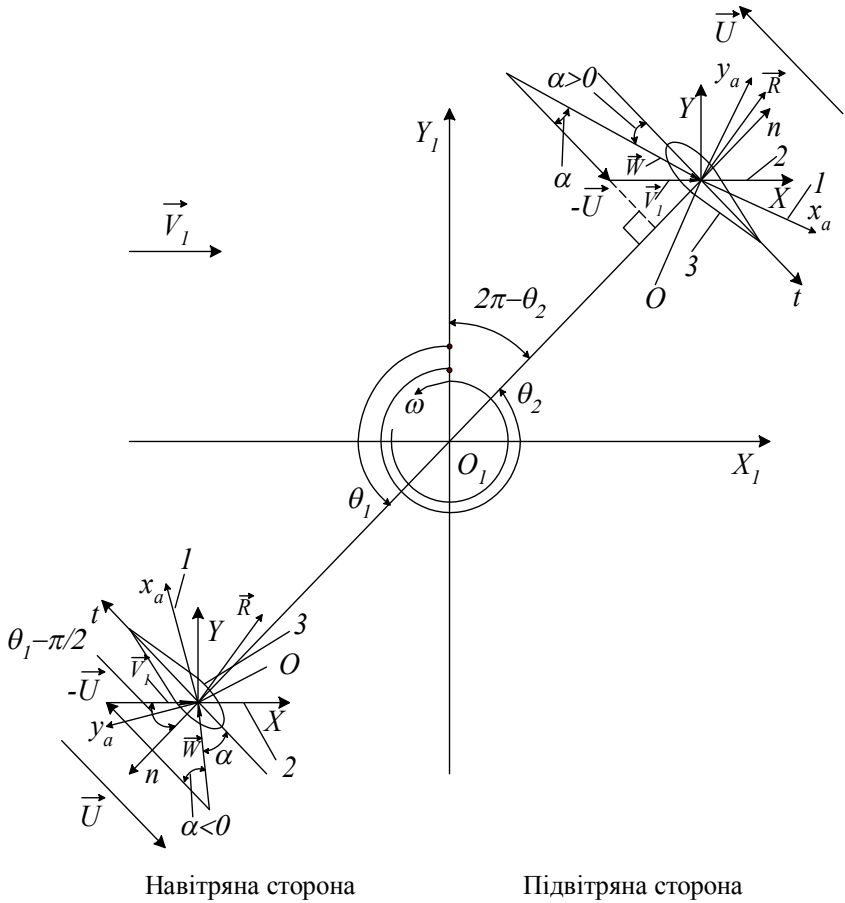


Рис. 2.55. План швидкостей і сили реакції в площині поперечного перерізу лопаті для вітроколеса з прямими вертикальними лопатями:
 1 – швидкісна вісь; 2 – поздовжня вісь; 3 – низ профілю

Коефіцієнти компонент аеродинамічних сил, діючих на профіль в напрямку профілю хорди та нормалі до неї (у площині профілю), такі:

$$C_{t_i} = -C_{y_{ai}} \cdot \sin \alpha_i + C_{x_{ai}} \cdot \cos \alpha_i ;$$

$$C_{n_i} = C_{y_{ai}} \cdot \cos \alpha_i + C_{x_{ai}} \cdot \sin \alpha_i .$$

Коефіцієнти компонент аеродинамічних сил, що діють на профіль і спроектованих на горизонтальну площину, дорівнюють:

$$C_{t_i \text{ гориз}} = C_{t_i} ;$$

$$C_{n_i \text{ гориз}} = C_{n_i} \cos \delta_k .$$

Коефіцієнт проекції сили на поздовжню вісь OX :

$$C_{x_i} = -C_{n_i} \cdot \cos \delta_k \cdot \sin \theta_i + C_{t_i} \cdot \cos \theta_i .$$

Проекція елементарної сили на поздовжню вісь OX :

$$dF_i = \left(\frac{\rho \cdot W_{\text{проф}}^2}{2} \right)_i \cdot b \cdot dL_k \cdot C_{x_i} , \quad (2.19)$$

де b – незмінна по довжині лопаті хорда профілю; $q_i = \left(\frac{\rho W_{\text{проф}}^2}{2} \right)_i$ – швидкісний натиск у площині профілю на i -му кроці за азимутальним кутом θ ; dL_k – елементарна довжина лопаті на її k -й ділянці

$$dL_k = \frac{dZ_k}{\cos \delta_k} . \quad (2.20)$$

Проекція елементарної сили на поздовжню вісь OX з урахуванням рівнянь (2.20) та (2.19):

$$dF_i = q_i \cdot b \cdot \frac{dZ_k}{\cos \delta_k} \cdot \left(-C_{n_i} \cdot \cos \delta_k \cdot \sin \theta_i + C_{t_i} \cdot \cos \theta_i \right) ,$$

або

$$dF_i = q_i \cdot b \cdot dZ_k \cdot \left(-C_{n_i} \cdot \sin \theta_i + C_{t_i} \cdot \frac{\cos \theta_i}{\cos \delta_k} \right)$$

Повна сила, що діє на ротор у напрямку поздовжньої осі OX для варіанту вигнутих по дузі і прямих вертикальних лопатей:

$$F = \frac{i_n b}{2\pi} \int_{-h}^h dZ \int_0^{2\pi} d\theta q \left(-C_n \sin \theta + C_t \frac{\cos \theta}{\cos \delta} \right) , \text{ де } i_n - \text{кількість лопатей.}$$

Повна осьова сила для варіанту нахилених прямих лопатей

$$F = \frac{i_{\text{л}} \cdot b}{2\pi} \int_0^H dZ \int_0^{2\pi} d\theta q \left(-C_n \sin \theta + C_t \frac{\cos \theta}{\cos \delta} \right). \quad (2.21)$$

Для перетворення виразів повної осьової сили до безрозмірної величини введемо такі позначення: $\bar{Z} = \frac{Z}{h}$ – для вигнутих, прямих вертикальних, нахилених прямих лопатей, замінюючи інтегрування по Z у межах $-h, h$ інтегруванням по \bar{Z} у межах $-1, 1$ в інтегралі по Z (2.21):

$$F = \frac{i_{\text{л}} \cdot b \cdot h}{2\pi} \int_{-1}^1 d\bar{Z} \int_0^{2\pi} d\theta \cdot q \cdot \left(-C_n \cdot \sin \theta + C_t \cdot \frac{\cos \theta}{\cos \delta} \right),$$

або, враховуючи парність підінтегральної функції щодо Z , замінімо інтеграл у межах $-1, 1$ подвоєною величиною інтеграла від 0 до 1:

$$F = \frac{2 \cdot i_{\text{л}} \cdot b \cdot h}{2\pi} \int_0^1 d\bar{Z} \int_0^{2\pi} d\theta \cdot q \cdot \left(-C_n \cdot \sin \theta + C_t \cdot \frac{\cos \theta}{\cos \delta} \right), \quad (2.22)$$

де

$$q = \frac{\rho W_{\text{проф}}^2}{2} \quad (2.23)$$

швидкісний натиск в площині профілю.

Для нахилених прямих лопатей (із рівняння (2.21))

$$F = \frac{i_{\text{л}} \cdot b \cdot H}{2\pi} \int_0^1 d\bar{Z} \int_0^{2\pi} d\theta \cdot q \cdot \left(-C_n \cdot \sin \theta + C_t \cdot \frac{\cos \theta}{\cos \delta} \right), \quad (2.24)$$

де q визначено із рівняння (2.23).

Залежність для осьової сили за імпульсною теорією з однією трубкою струму для ідеального вітроколеса.

З імпульсної теорії з однією трубкою струму випливає:

$$F = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot (V_0^2 - V_2^2) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_0^2 \cdot (1 - \bar{V}_2^2),$$

де S – міделевий переріз; V_0 – швидкість незбуреного потоку; V_2 – швидкість нижнього потоку,

$$\bar{V}_2 = \frac{V_2}{V_0}.$$

Приймається, що швидкість в міделевому перерізі V_1 дорівнює половині суми швидкостей V_0 та V_2 :

$$V_1 = \frac{V_0 + V_2}{2} = V_0 \cdot \frac{1 + \bar{V}_2}{2}. \quad (2.25)$$

Враховуючи співвідношення (2.25), для F за імпульсною теорією з однією трубною струму маємо:

$$F = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_1^2 \cdot \frac{4 \cdot (1 - \bar{V}_2^2)}{(1 + \bar{V}_2)^2},$$

або

$$F = 2 \cdot \rho \cdot S \cdot V_1^2 \cdot \frac{1 - \bar{V}_2^2}{1 + \bar{V}_2}. \quad (2.26)$$

Прирівнюючи праві частини виразів осьової сили F , отриманих двома методами із рівнянь (2.22) і (2.26), маємо:

$$2\rho \cdot S \cdot V_1^2 \cdot \frac{1 - \bar{V}_2}{1 + \bar{V}_2} = \frac{2i_n \cdot b \cdot h}{2\pi} \int_0^1 dZ \int_0^{2\pi} q \cdot \left(-C_n \cdot \sin\theta + C_t \cdot \frac{\cos\theta}{\cos\delta} \right) d\theta,$$

або, позначивши комплекс

$$G = \frac{1 - \bar{V}_2}{1 + \bar{V}_2}, \quad (2.27)$$

та замінюючи q із виразу (2.23), отримаємо:

$$\begin{aligned} G &\equiv \frac{1 - \bar{V}_2}{1 + \bar{V}_2} = \\ &= \frac{2 \cdot i_n \cdot b \cdot h}{2 \cdot \rho \cdot S \cdot V_1^2 \cdot 2\pi} \cdot \int_0^1 dZ \int_0^{2\pi} \left(\frac{\rho \cdot W_{\text{проф}}^2}{2} \cdot \left(-C_n \cdot \sin\theta + C_t \cdot \frac{\cos\theta}{\cos\delta} \right) \right) d\theta \end{aligned}$$

Після скорочення чисельника і знаменника на ρ та внесення V_1^2 під знак внутрішнього інтеграла маємо:

$$G = \frac{i_{\text{л}} \cdot b \cdot h}{4\pi S} \int_0^1 d\bar{Z} \int_0^{2\pi} \frac{W_{\text{проф}}^2}{V_1^2} \cdot \left(-C_n \cdot \sin \theta + C_t \cdot \frac{\cos \theta}{\cos \delta} \right) d\theta.$$

Величина $W_{\text{проф}}^2 / V_1^2$ визначена із рівняння (2.18).

Для прямих вертикальних лопатей площа міделевого перетину за виразом (2.8) дорівнює:

$$S = S_{\text{прям.}} = 4 \cdot R \cdot h,$$

а для вигнутих по дузі параболи лопатей маємо:

$$S = S_{\text{вигн}} \frac{8}{3} R \cdot h.$$

Таким чином, для вигнутих лопатей:

$$G_{\text{вигн}} = \frac{i_{\text{л}} \bar{b}}{\frac{32}{3} \pi} \int_0^1 d\bar{Z} \int_0^{2\pi} \frac{W_{\text{проф}}^2}{V_1^2} \cdot \left(-C_n \cdot \sin \theta + C_t \cdot \frac{\cos \theta}{\cos \delta} \right) d\theta, \quad (2.28)$$

де $\bar{b} = b / R$ – відносна хорда профілю.

Для прямих вертикальних лопатей:

$$G_{\text{прям}} = \frac{i_{\text{л}} \bar{b}}{16\pi} \int_0^1 d\bar{Z} \int_0^{2\pi} \left(\frac{W_{\text{проф}}^2}{V_1^2} \cdot (-C_n \cdot \sin \theta + C_t) \right) d\theta. \quad (2.29)$$

Для нахилених прямих лопатей із співвідношення (2.10) отримуємо:

$$S_{\text{нахил}} = (R + R_1) \cdot H = R \cdot H \cdot (1 + \bar{R}_1),$$

де $\bar{R}_1 = R_1 / R = 1 - \bar{H} \operatorname{tg} \delta$ – відносний радіус.

Порівнюючи праві частини рівнянь (2.26) та (2.24), знаходимо комплекс G :

$$G_{\text{нахил}} = \frac{1 - \bar{V}_2}{1 + \bar{V}_2},$$

замінивши швидкісний натиск q у відповідності з (2.23):

$$G_{\text{нахил}} = \frac{i_{\text{л}} b H}{2\pi \cdot 2\rho S V_1^2} \times \int_0^1 d\bar{Z} \int_0^{2\pi} \left(\frac{\rho W_{\text{проф}}^2}{2} \left(-C_n \sin \theta + C_t \frac{\cos \theta}{\cos \delta} \right) \right) d\theta,$$

або, скорочуючи на ρ , вносячи \bar{V}_1 під знак внутрішнього інтеграла та враховуючи, що $S = R \cdot H \cdot (1 + \bar{R}_1)$, маємо:

$$G_{\text{нахил}} = \frac{i_{\text{л}} \bar{b}}{8\pi(1 + \bar{R}_1)} \int_0^1 d\bar{Z} \int_0^{2\pi} \left(\frac{W_{\text{проф}}^2}{V_1^2} \left(-C_n \sin \theta + C_t \frac{\cos \theta}{\cos \delta} \right) \right) d\theta, \quad (2.30)$$

де \bar{R}_1 визначено із рівняння (2.7), а саме:

$$\bar{R}_1 = \frac{R_1}{R} = 1 - \bar{H} \operatorname{tg} \delta.$$

Отримані вирази для G відрізняються тільки постійним множником перед подвійним інтегралом.

Для розрахунку інтегралів наближеним методом позначимо внутрішній інтеграл через $\dot{I}(\bar{Z})$, а підінтегральну функцію внутрішнього інтеграла – через $f(\theta, \bar{Z})$:

$$\dot{I}(\bar{Z}) = \int_0^{2\pi} f(\theta, \bar{Z}) d\theta.$$

Визначимо приблизне значення внутрішнього інтеграла $\dot{I}(\bar{Z})$ за методом трапецій:

$$\dot{I}(\bar{Z}) \approx \frac{H_\theta}{2} \left(f(0, \bar{Z}) + f(2\pi, \bar{Z}) + 2 \sum_{i=1}^{n_\theta-1} f(\theta_i, \bar{Z}) \right), \quad (2.31)$$

де $H_\theta = 2\pi/n_\theta$ – крок по азимутальному куту θ ; n_θ – кількість кроків по куту.

Позначимо зовнішній інтеграл через \dot{I}_1 :

$$\dot{I}_1 = \int_0^1 \dot{I}(\bar{Z}) d\bar{Z}. \quad (2.32)$$

Для вигнутих по параболі та нахилених прямих лопатей можливі особливості при деяких значеннях \bar{Z} . Тому вводимо мале позитивне число ε_1 :

$$\dot{I}_1 = \int_0^{1-\varepsilon_1} \dot{I}(\bar{Z}) d\bar{Z},$$

так, щоб виключити особливості на правому кінці інтервалу інтегрування.

При чисельному інтегруванні зменшення інтервалу інтегрування в області його правого кінця на ε_1 здійснюється зменшенням кількості кроків інтегрування. А саме: якщо для всіх \bar{r}_k виконується умова $\bar{r}_k > \bar{r}_{\min}$, то у разі розбиття відносної висоти на n_Z кроків, кількість кроків задаємо на одиницю менше, тобто $n_{\text{числ.}\bar{Z}} = n_Z - 1$; якщо, починаючи з номера m , $\bar{r}_k < \bar{r}_{\min}$, то кількість кроків дорівнює $n_{\text{числ.}\bar{Z}} = m - 1$.

Отже, для вигнутих і нахилених лопатей алгоритм чисельного інтегрування по \bar{Z} із застосуванням методу трапецій можна представити у вигляді:

$$\dot{I}_1 = \frac{\bar{Z}\bar{Z}}{2} \left(I(0) + I(\bar{Z}_{n_Z-1}) + 2 \sum_{k=1}^{n_Z-2} I(\bar{Z}_k) \right), \quad (2.33)$$

якщо всі $\bar{r}_k > \bar{r}_{\min}$, та

$$\dot{I}_1 = \frac{\bar{Z}\bar{Z}}{2} \left(I(0) + I(\bar{Z}_{m-1}) + 2 \sum_{k=1}^{m-2} I(\bar{Z}_k) \right), \quad (2.34)$$

якщо починаючи з деякого номера m , $\bar{r}_k < \bar{r}_{\min}$; $\bar{Z}\bar{Z}$ – крок по відносній висоті відповідно (2.1); $\dot{I}(\bar{Z}_k)$ – наближено по (2.31) обчислений внутрішній інтеграл для конкретного значення \bar{Z}_k .

Для прямих вертикальних лопатей $\bar{r} = 1$, $\delta = 0$, $\cos \delta = 1$ по всій висоті лопаті, отже, внутрішній інтеграл не залежить від \bar{Z} ,

тобто $\dot{I}(\bar{Z}_k) = \dot{I}$, де \dot{I} – число, яке дорівнює внутрішньому інтегралу, визначеному по (2.31).

Таким чином, для прямих вертикальних лопатей інтегрування по \bar{Z} в відповідності з (2.32) отримуємо:

$$\dot{I}_{\text{прям}} = \int_0^1 \dot{I} d\bar{Z} = \dot{I}, \quad (2.35)$$

де \dot{I} визначено із (2.31).

Переходимо до функції G .

Для прямих вертикальних лопатей у відповідності до (2.29):

$$G_{\text{прям}} = \frac{i_l \cdot \bar{b}}{16\pi} \cdot \dot{I}_1, \text{ де } \dot{I}_1 \text{ визначено із (2.35) та (2.31).}$$

Для вигнутих по параболі лопатей в відповідності з (2.28) маємо:

$$G_{\text{виг}} = \frac{i_l \cdot \bar{b}}{\frac{32}{3} \cdot \pi} \cdot \dot{I}_1,$$

де \dot{I}_1 обчислено із (2.33), (2.34), (2.31).

Для нахилених прямих лопатей в відповідності з (2.30):

$$G_{\text{нахил}} = \frac{i_l \cdot \bar{b}}{8\pi \cdot (1 + R)} \cdot \dot{I}_1,$$

де \dot{I}_1 також розраховано із (2.33), (2.34), (2.31).

Для визначення коефіцієнту швидкохідності перетворимо формулу для Z :

$$Z = \frac{\omega \cdot R}{V_0} = \frac{\omega \cdot R}{V_1} \cdot \frac{V_1}{V_0}.$$

Використовуючи (2.35) та означення допоміжної швидкохідності маємо:

$$Z = Z_b \cdot \frac{1 + \bar{V}_2}{2}. \quad (2.36)$$

Враховуючи зв'язок \bar{V}_2 та G із (2.27), тобто:

$$\bar{V}_2 = \frac{1-G}{1+G},$$

отримуємо:

$$Z = Z_b / (1+G).$$

Елементарний крутний момент, діючий на лопать і створюваний аеродинамічною силою відносно осі обертання вітроколеса:

$$dM = \frac{q \cdot b \cdot (-C_t) \cdot r \cdot dZ}{\cos \delta}.$$

Крутний момент, який створює вітроколесо може бути розрахований наступним чином:

– для вигнутих та прямих вертикальних лопатей

$$M = \frac{i_n \cdot b}{2\pi} \cdot \int_{-h}^h dZ \int_0^{2\pi} \left(-q \cdot \frac{r \cdot C_t}{\cos \delta} \right) d\theta;$$

– для нахилених прямих лопатей

$$M = \frac{i_n \cdot b}{2\pi} \cdot \int_0^H dZ \int_0^{2\pi} \left(-q \cdot \frac{r \cdot C_t}{\cos \delta} \right) d\theta.$$

Потужність, створювана вітроколесом, дорівнює добутку крутного моменту на частоту обертання вітроколеса:

– для вигнутих та прямих вертикальних лопатей

$$N = M \cdot \omega = \frac{i_n \cdot b}{2\pi} \cdot \int_{-h}^h dZ \int_0^{2\pi} \left(-q \cdot \frac{r \cdot \omega \cdot C_t}{\cos \delta} \right) d\theta;$$

– для нахилених прямих лопатей

$$N = M \cdot \omega = \frac{i_n \cdot b}{2\pi} \cdot \int_0^H dZ \int_0^{2\pi} \left(-q \cdot \frac{r \cdot \omega \cdot C_t}{\cos \delta} \right) d\theta,$$

де q – швидкісний натиск в площині профілю, $q = \frac{\rho \cdot W_{\text{проф}}^2}{2}$.

Перетворимо вираз для швидкісного натиску:

$$q = \frac{\rho W_{\text{проф}}^2}{2} = \frac{\rho}{2} \left((r\omega + V_1 \cos \theta)^2 + V_1^2 \sin^2 \theta \cos^2 \delta \right) \quad (2.37)$$

$$= \frac{\rho}{2} V_1^2 \left(\left(\frac{r\omega}{V_1} + \cos \theta \right)^2 + \sin^2 \theta \cos^2 \delta \right),$$

або, використовуючи співвідношення $\frac{r \cdot \omega}{V_1} = \frac{R \cdot \omega}{V_1} \cdot \bar{r} = Z_b \cdot \bar{r}$, маємо:

$$q = \frac{\rho}{2} \cdot V_1^2 \left((Z_b \cdot \bar{r} + \cos \theta)^2 + \sin^2 \theta \cdot \cos^2 \delta \right), \quad (2.38)$$

де Z_b – коефіцієнт допоміжної швидкохідності.

Із визначення коефіцієнт потужності $C_P = \frac{2 \cdot N}{\rho \cdot V_0^3 \cdot S}$ для вигнутих та прямих вертикальних лопатей отримуємо:

$$C_P = \frac{N}{\frac{\rho}{2} \cdot V_0^3 \cdot S} = \frac{i_{\text{л}} \cdot b}{2\pi \cdot S} \int_{-h}^h dZ \int_0^{2\pi} \left(-\frac{W_{\text{проф}}^2}{V_0^3} \cdot \frac{r \cdot \omega \cdot C_t}{\cos \delta} \right) d\theta. \quad (2.39)$$

Виразимо V_0 через V_1 згідно виразу (2.25) $V_0 = \frac{2 \cdot V_1}{1 + \bar{V}_2}$,

підставивши значення V_0 у рівняння (2.39) отримуємо

$$C_P = \frac{i_{\text{л}} b}{2\pi S} \int_{-h}^h dZ \int_0^{2\pi} \left(-\frac{W_{\text{проф}}^2}{V_1^2} \frac{r\omega}{V_1} \frac{C_t}{\cos \delta} \frac{(1 + \bar{V}_2)^3}{8} \right) d\theta \quad (2.40)$$

$$= \frac{i_{\text{л}} b (1 + \bar{V}_2)^3}{16\pi S} \int_{-h}^h dZ \int_0^{2\pi} \left(-\frac{W_{\text{проф}}^2}{V_1^2} \bar{r} \frac{C_t}{\cos \delta} \right) d\theta,$$

де

$$\frac{W_{\text{проф}}^2}{V_1^2} = (Z_b \bar{r} + \cos \theta)^2 + \sin^2 \theta \cos^2 \delta. \quad (2.41)$$

Зробивши заміну змінної $Z = \bar{Z} h$ та враховуючи парність підінтегральної функції, перетворимо вираз (2.40):

$$C_P = \frac{i_{\text{л}} b (1 + \bar{V}_2)^3 Z_b \cdot 2h^1}{16\pi S} \int_0^1 d\bar{Z} \int_0^{2\pi} \left(-\frac{W_{\text{проф}}^2}{V_1^2} \bar{r} \frac{C_t}{\cos \delta} \right) d\theta. \quad (2.42)$$

Для нахилених прямих лопатей отримаємо:

$$C_{P_{\text{нахил}}} = \frac{i_{\text{л}} b (1 + \bar{V}_2)^3 Z_b H^1}{16\pi S} \int_0^1 d\bar{Z} \int_0^{2\pi} \left(-\frac{W_{\text{проф}}^2}{V_1^2} \bar{r} \frac{C_t}{\cos \delta} \right) d\theta, \quad (2.43)$$

де $\frac{W_{\text{проф}}^2}{V_1^2}$ визначено із виразу (2.41).

Далі зробимо спрощення виразів для коефіцієнта потужності.

Для вигнутих по параболі лопатей $S = \frac{8}{3} Rh$ та у відповідності до виразу (2.42):

$$C_{P_{\text{виг}}} = \frac{i_{\text{л}} \bar{b} (1 + \bar{V}_2)^3 Z_b}{\frac{64}{3} \pi} \int_0^1 d\bar{Z} \int_0^{2\pi} \left(-\frac{W_{\text{проф}}^2}{V_1^2} \bar{r} \frac{C_t}{\cos \delta} \right) d\theta. \quad (2.44)$$

Для прямих вертикальних лопатей всі параметри в площині $\bar{Z} = \text{const}$ не залежать від \bar{Z} , тому внутрішній інтеграл також не залежить від \bar{Z} – це деяке число.

Із виразу (2.42) маємо:

$$C_{P_{\text{прям}}} = \frac{i_{\text{л}} b (1 + \bar{V}_2)^3 Z_b 2h}{16\pi S} \cdot \int_0^{2\pi} \left(-\frac{W_{\text{проф}}^2}{V_1^2} \bar{r} \frac{C_t}{\cos \delta} \right) d\theta.$$

Оскільки для прямих вертикальних лопатей $S = 4 \cdot R \cdot h$ та $\cos \delta = 1$, то

$$C_{P_{\text{прям}}} = \frac{i_{\text{л}} \cdot \bar{b} \cdot (1 + \bar{V}_2)^3 \cdot Z_b}{32\pi} \cdot \int_0^{2\pi} \left(-\frac{W_{\text{проф}}^2}{V_1^2} \cdot \bar{r} \cdot C_t \right) d\theta. \quad (2.45)$$

Для нахилених прямих лопатей $S = R \cdot H \cdot (1 + \bar{R}_1)$ та із (2.43) маємо:

$$C_{P_{\text{нахил}}} = \frac{i_{\text{л}} \cdot \bar{b} \cdot (1 + \bar{V}_2)^3 \cdot Z_b}{16\pi \cdot (1 + \bar{R}_1)} \cdot \int_0^1 d\bar{Z} \int_0^{2\pi} \left(-\frac{W_{\text{проф}}^2}{V_1^2} \cdot \bar{r} \cdot \frac{C_t}{\cos \delta} \right) d\theta. \quad (2.46)$$

Методом трапецій знайдемо інтеграли, які входять у вирази (2.44), (2.45), (2.46). Границі інтегрування – ті ж самі, що і для функції G .

Позначимо внутрішній інтеграл $\dot{I}_c(\bar{Z})$:

$$\dot{I}_c(\bar{Z}) = \frac{H_0}{2} \cdot \left(f_c(0, \bar{Z}) + f_c(2\pi, \bar{Z}) + 2 \sum_{i=1}^{n_0-1} f_c(\theta_i, \bar{Z}) \right), \quad (2.47)$$

де $f_c(\theta_i, \bar{Z})$ – підінтегральна функція; H_0 – крок по азимутальному куту θ (див. (2.23)); n_0 – кількість кроків при інтегруванні по куту θ .

Зовнішній інтеграл для вигнутих та нахилених прямих лопатей позначимо $\dot{I}_{c_1}(\bar{Z}) = \int_0^{1-\varepsilon_1} d\bar{Z} \dot{I}_c(\bar{Z})$, де ε_1 – визначено вище.

Тоді при чисельному інтегруванні кількість кроків така ж як і в (2.33) та (2.34):

$$\dot{I}_{c_1} = \frac{\bar{Z}\bar{Z}}{2} \left(\dot{I}_c(0) + \dot{I}_c(\bar{Z}_{n_z-1}) + 2 \sum_{k=0}^{n_z-2} \dot{I}_c(\bar{Z}_k) \right),$$

якщо всі $\bar{r}_k > \bar{r}_{\min}$, та

$$\dot{I}_{c_1} = \frac{\bar{Z}\bar{Z}}{2} \left(\dot{I}_c(0) + \dot{I}_c(\bar{Z}_{m-1}) + 2 \sum_{k=1}^{m-2} \dot{I}_c(\bar{Z}_k) \right), \quad (2.48)$$

якщо, починаючи з деякого номера m , $\bar{r}_k < \bar{r}_{\min}$; $\bar{Z}\bar{Z}$ – крок по відносній висоті; $\dot{I}_c(\bar{Z})$ визначається із виразу (2.47).

Остаточні вирази для коефіцієнта потужності:
– вигнуті по параболі лопаті

$$C_{P_{\text{виг}}} = \frac{i_{\text{л}} \cdot \bar{b} \cdot (1 + \bar{V}_2)^3 \cdot Z_b}{\frac{64}{3} \cdot \pi} \cdot \dot{I}_{c_1}, \quad (2.49)$$

де \dot{I}_{c_1} визначено із рівняння (2.48);

– нахилені прямі лопаті

$$C_{P_{\text{нахил}}} = \frac{i_{\text{л}} \bar{b} (1 + \bar{V}_2)^3 Z_b}{16\pi(1 + \bar{R}_1)} \dot{I}_{c_1}, \quad (2.50)$$

де \dot{I}_{c_1} визначено із рівняння (2.48);

– прямі вертикальні лопаті

$$C_{P_{\text{прям}}} = \frac{i_{\text{л}} \cdot \bar{b} \cdot (1 + \bar{V}_2)^3 \cdot Z_b}{32\pi} \cdot \dot{I}_{c_1}, \quad (2.51)$$

де в цьому випадку $\dot{I}_{c_1} = \dot{I}_c$ та визначено із рівняння (2.47).

Коефіцієнт моменту виражається через коефіцієнт потужності як

$$C_M = \frac{C_P}{Z}. \quad (2.52)$$

Для побудови залежностей коефіцієнта потужності $C_P(Z)$ і коефіцієнта моменту $C_M(Z)$ від коефіцієнта швидкохідності Z необхідно представити у вигляді таблиці залежно від форми лопаті.

Визначення робочої точки характеристики потужності.

Визначаємо точку перетину точкової кривої $C_P(Z)$ з віссю абсцис (якщо остання точка лежить вище осі абсцис, то екстраполюємо останню ділянку кривої за допомогою прямої). Назвемо абсцису точки перетину Z_{max} :

$$Z_{\text{max}} = Z_{n-1} - C_{P_{n-1}} \cdot \frac{(Z_n - Z_{n-1})}{(C_{P_n} - C_{P_{n-1}})},$$

де (n) та $(n - 1)$ – номери останньої та передостанньої точок кривої $C_P = C_P(Z)$. Вважаючи, що абсциса робочої точки лежить в інтервалі $(Z_{\text{opt}}, Z_{\text{max}})$, де Z_{opt} – абсциса максимальної точки кривої $C_P(Z)$, задаємося деяким позитивним числом K_z , меншим за одиницю, і визначаємо:

$$Z_{p.m} = Z_{\text{opt}} + (Z_{\text{max}} - Z_{\text{opt}}) \cdot K_z,$$

де K_z обирають в межах 0,15 ... 0,3. Визначаються номери точок кривої $C_p(Z)$, абсиси яких утворюють інтервал, який містить $Z_{p.m}$.

Нехай це будуть номери $k - 1$ і k . Тоді за допомогою лінійної інтерполяції ордината робочої точки дорівнюватиме:

$$C_{p.p.m} = C_{P_{k-1}} + (C_{P_k} - C_{P_{k-1}}) \cdot \frac{(Z_{p.m} - Z_{k-1})}{(Z_k - Z_{k-1})}.$$

Визначення геометричних параметрів вітротурбіни. За заданими значеннями потужності і швидкості вітру визначаємо діаметр вітроколеса:

$$C_p = \frac{N}{\frac{\rho \cdot V^3}{2} \cdot S \cdot \eta_{\text{заг}}},$$

де N – потужність, Вт; V – розрахункова швидкість вітру (позначення ввели замість V_y), м/с; ρ – щільність повітря, кг/м³; $\eta_{\text{заг}}$ – загальний ККД, що задається; S – площа міделевого перетину колеса, м², яка визначається у трьох випадках виконання лопатей за формулами (2.8) – (2.10).

Зокрема, для лопатей, вигнутих по параболі, за (2.8) маємо:

$$S_{\text{виг}} = \frac{8}{3} R \cdot h = \frac{8}{3} R^2 \cdot \bar{h} = \frac{2}{3} D^2 \cdot \bar{h},$$

де $\bar{h} = \frac{h}{R}$ – відносна висота вітроколеса, що задається.

Для прямих вертикальних лопатей за виразом (2.9) отримаємо:

$$S_{\text{прям}} = 4Rh = 4R^2\bar{h} = D^2\bar{h}, \quad \text{де } \bar{h} = \frac{h}{R}.$$

Отже, для вигнутих по параболі лопатей:

$$C_{p_{\text{виг}}} = \frac{N}{\rho \frac{V^3}{2} \frac{2}{3} D^2 \bar{h} \eta_{\text{заг}}} = \frac{N}{\rho \frac{V^3}{3} D^2 \bar{h} \eta_{\text{заг}}},$$

звідки

$$D_{\text{виг}} = \sqrt{\frac{N}{C_{P_{\text{виг}}} \cdot \frac{\rho \cdot V^3}{3} \cdot \bar{h} \cdot \eta_{\text{заг}}}}$$

Для прямих вертикальних лопатей:

$$C_{P_{\text{прям}}} = \frac{N}{\frac{\rho \cdot V^3}{2} \cdot D_{\text{прям}}^2 \cdot \bar{h} \cdot \eta_{\text{заг}}},$$

звідки $D_{\text{прям}} = \sqrt{\frac{N}{C_{P_{\text{прям}}} \cdot \frac{\rho \cdot V^3}{2} \cdot \bar{h} \cdot \eta_{\text{заг}}}}$.

Зазначимо, що для випадку з горизонтальною віссю $S = \pi D^2/4$, так що:

$$D_{\text{гориз.вісь}} = \sqrt{\frac{N}{C_p \cdot \frac{\rho \cdot V^3}{2} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \eta_{\text{заг}}}}$$

Частота обертання вітроколеса, об / хв:

$$n_{\text{об}} = \frac{60 \cdot Z_{p,m} \cdot V}{D \cdot \pi}$$

Хорда профілю лопаті постійна по висоті лопаті. Задають відносну хорду в частках радіуса колеса (для вигнутих лопатей – в частках максимального радіуса R):

$$b = \bar{b} \cdot R.$$

Профіль лопаті будується наступним чином. Безрозмірні координати профілю різних типів задають за таблицею профілів.

Врахування впливу числа Рейнольдса на енергетичні характеристики вітротурбіни. Як відомо, при досить малих числах Рейнольдса Re обтікання вітроколеса здійснюється на докритичних режимах, які характеризуються стрибкоподібною зміною аеродинамічних коефіцієнтів C_{y_a} та C_{x_a} . Вплив змінених (порівняно

з класичними) аеродинамічних характеристик симетричних профілів НАСА на характеристики потужності вітротурбіни можна врахувати за допомогою експериментальної кривої $C_{P_{\max}}(Re)$.

Апроксимація цієї кривої може бути записана у вигляді такої залежності:

$$C_{P_{\max}} = 0,348 - 0,11614e^{-0,68496Re \cdot 10^{-5}}, \quad (2.53)$$

де число Re обчислюється за швидкістю набігаючого потоку V_0 , хордою b та коефіцієнтом кінематичної в'язкості ν :

$$Re = \frac{V_0 b}{\nu}.$$

Поділивши ліву і праву частини співвідношення (2.53) на число 0,348, тобто на максимальну величину коефіцієнта, отриманого при апроксимації $C_{P_{\max}}$, маємо коригуючий коефіцієнт за числом Re для визначення C_P :

$$K_{Re} = 1 - 0,3337e^{-0,68496Re \cdot 10^{-5}}.$$

Таким чином, знайдені коефіцієнти потужності C_P слід помножити на коригувальний множник K_{Re} .



Питання до глави 2

1. Дати класифікацію вітроенергетичних установок.
2. Назвати основні характеристики вітроагрегатів.
3. Які існують типи вітроенергетичних станцій?
4. Наведіть переваги і недоліки вітроенергетичних установок з горизонтальною віссю обертання.

5. Дати структурну схему вітрогенератора і вказати основні характеристики його елементів.
6. Принцип роботи асинхронного генератора у вітроустановці.
7. Принцип роботи синхронного генератора у вітроустановці.
8. Показники ефективності горизонтально-осьових вітроустановок.
9. Як розраховується потужність вітроколеса?
10. Як розраховується діаметр вітроколеса?
11. Як визначається ємність акумуляторної батареї, що заряджається вітродвигуном?
12. Поясніть призначення інвертора та принцип його функціонування.
13. Що визначає швидкохідність вітроколеса?
14. Як обчислюється кут встановлення вітроколеса?
15. Наведіть діаграму розподілу сил, що діють на лопать вітроколеса.
16. Наведіть переваги і недоліки вітроенергетичних установок з вертикальною віссю обертання.
17. Навести приклади найбільш поширених типів вертикально-осьових вітрогенераторів.
18. Наведіть показники ефективності вертикально-осьових установок.
19. Поясніть етапи розрахунку вітроенергетичних установок з вертикальною віссю обертання.



3 ЕНЕРГЕТИЧНІ УСТАНОВКИ 3 ВИКОРИСТАННЯМ ЕНЕРГІЇ СОНЦЯ

3.1 Структура енергетичних установок з використанням енергії сонця

Енергетичні установки цього типу використовують сонячне випромінювання для отримання електричної енергії.

Потік сонячного випромінювання, що проходить через площину в 1 м^2 , розташовану перпендикулярно потоку випромінювання на відстані однієї астрономічної одиниці від центру Сонця (на вході в атмосферу Землі), дорівнює $1367 \text{ Вт} / \text{ м}^2$ (сонячна стала). Через поглинання при проходженні атмосферної маси Землі, максимальний потік сонячного випромінювання на рівні моря (на Екваторі) – $1020 \text{ Вт} / \text{ м}^2$. Проте слід враховувати, що середньодобове значення потоку сонячного випромінювання через одиничну горизонтальну площадку як мінімум в три рази менше (через зміни дня і ночі і зміни кута сонця над горизонтом). Взимку в помірних широтах це значення в два рази менше, рис. 3.1.

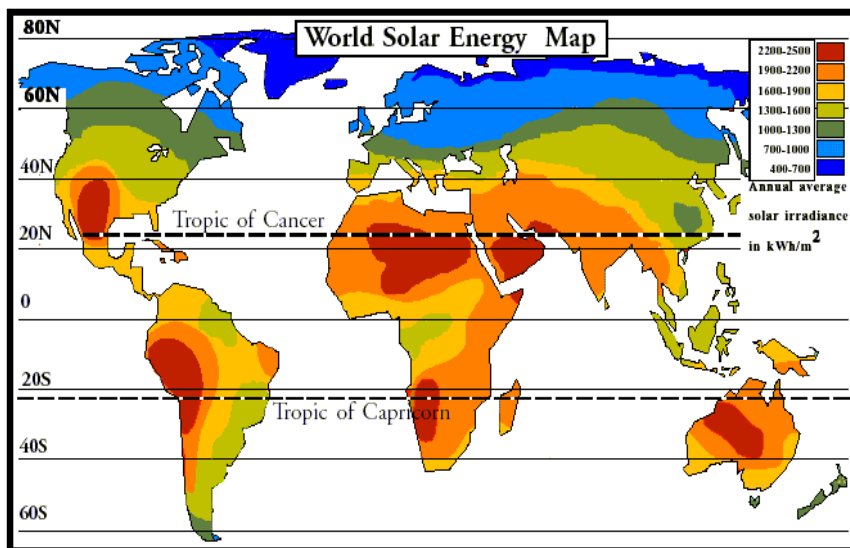


Рис. 3.1. Карта сонячного випромінювання землі

Існують декілька способів отримання електричної і теплової енергії з сонячного випромінювання, від яких залежать структури сонячних електростанцій (СЕС):

- отримання електроенергії шляхом нагрівання поверхні, що поглинає сонячні промені, і подальший розподіл та використання тепла (геліотермальна енергетика), наприклад, в парових електрогенераторах. В геліотермальній енергетиці прийнято виділяти сонячні системи концентруючого типу (CSP – Concentrated solar power). У цих установках енергія сонячних променів за допомогою системи лінз і дзеркал фокусується в концентрований промінь, який використовується в якості джерела теплової енергії для нагрівання робочої рідини, що витрачається для електрогенерації (аналогічно звичайним ТЕЦ) або накопичується для збереження енергії. Перетворення сонячної енергії в електричну здійснюється за допомогою теплових машин:

- парові машини (поршневі або турбінні), що використовують водяну пару, вуглекислий газ, пропан-бутан, фреони;

- термopовітряні електростанції, які перетворюють сонячну енергію в енергію повітряного потоку, що направляється на турбогенератор;

- двигун Стірлінга (теплова машина, в якій рідке або газоподібне робоче тіло рухається в замкнутому об'ємі, різновид двигуна зовнішнього згорання). Заснований на періодичному нагріванні й охолодженні робочого тіла з витягом енергії під час зміни об'єму робочого тіла. Може працювати не тільки від спалювання палива, але і від будь-якого джерела тепла.

Особливостями двигуна із рідким робочим тілом є малі розміри, висока питома потужність і великі робочі тиски. Двигун має наступні переваги:

- як і усі двигуни зовнішнього згорання (зовнішнього підводу тепла), двигун Стірлінга може працювати від майже будь-якого перепаду температур: наприклад, між різними шарами води в океані, від сонця і т. ін.

- конструкція двигуна дуже проста, він не вимагає додаткових систем, таких як газорозподільний механізм; він запускається самостійно і йому не потрібен стартер, а його характеристики дозволяють позбутися від коробки передач; відсутність багатьох високо-

технологічних агрегатів дозволяє забезпечити робочий ресурс у сотні тисяч годин безперервної роботи;

- рівень його шуму набагато менший, ніж у поршневих двигунах внутрішнього згорання, оскільки у нього немає вихлопу відпрацьованих газів;
- екологічність двигуна – він не має яких-небудь частин або процесів, які можуть сприяти забрудненню навколишнього середовища.

Екологічність двигуна обумовлена перед усім екологічністю джерела тепла.

Двигун Стірлінга застосовують у випадках, коли необхідно мати компактний перетворювач теплової енергії, або коли ефективність інших теплових двигунів є нижчою.

До недоліків двигуна відносяться:

- велика матеріалоемність двигуна, яка пов'язана з тим, що робоче тіло необхідно охолоджувати, а це приводить до суттєвого збільшення габаритів силової установки за рахунок збільшення розмірів радіаторів;
- для отримання таких же характеристик, як і у двигунів внутрішнього згорання, необхідно застосовувати високі тиски (вище 100 атмосфер, тобто 10^4 кПа) та спеціальні види робочого тіла – водень та гелій;
- робота теплообмінника відбувається в тяжких умовах теплопередачі при дуже високих тисках, внаслідок того, що тепло не підводиться до робочого тіла безпосередньо, а тільки крізь стінки теплообмінника. Чим вища площа теплообміну, тим менші втрати тепла, але при цьому збільшується розмір теплообмінника і об'єм робочого тіла, який не приймає участі в роботі.

Оскільки джерело тепла розташовується ззовні, двигун повільно реагує на зміну теплового потоку, який підводиться до циліндра, і не зразу може видати потрібну потужність при запуску, але при стаціонарних умовах роботи це не дуже важливо;

- отримання електроенергії за допомогою фотоелементів.

Структуру найпростішої фотоелектричної електростанції, що використовує фоточутливі елементи для перетворення сонячного випромінювання в електричну енергію показано на рис. 3.2.

До складу будь-якої фотоелектричної системи входять:

- сонячні батареї;
- інвертори, які перетворюють постійний струм, що генерується сонячними панелями, в змінний;
- система моніторингу, що дозволяє спостерігати за параметрами роботи сонячної електростанції;
- акумуляторні батареї для накопичення електроенергії, яка вироблена сонячними панелями;
- контролер заряду акумуляторних батарей;
- споживачі електроенергії.

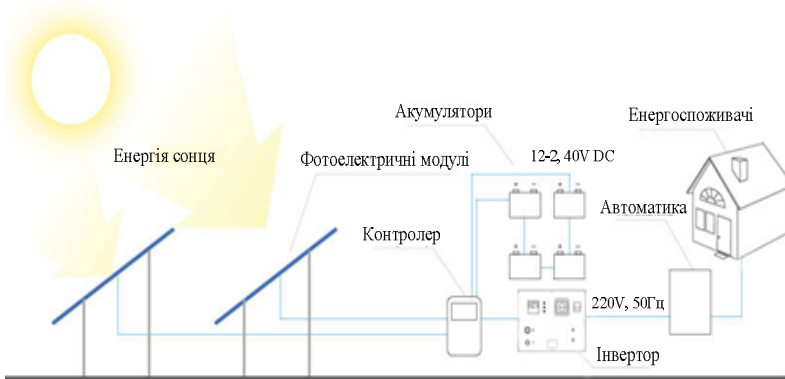


Рис. 3.2. Структурна схема фотоелектричної електростанції

3.2 Класифікація сонячних енергетичних установок

Всі сонячні електростанції (СЕС) підрозділяють на кілька типів, основні з яких:

- баштовий тип;
- тарілчастий тип;
- з використанням параболічних концентраторів;
- з використанням фотобатарей.

Розглянемо типи СЕС більш детально.

Сонячні електростанції баштового типу. Функціонування електростанції засновано на принципі отримання водяної пари з використанням сонячної радіації.

У центрі станції стоїть башта висотою від 18 до 24 метрів (в залежності від потужності і деяких інших параметрів висота може

бути більшою або меншою), на вершині якої знаходиться резервуар з водою (рис. 3.3). Цей резервуар пофарбований в чорний колір для поглинання теплового випромінювання. В башті знаходиться і насосна група, що доставляє пар на турбогенератор, який знаходиться поза нею. Навколо башти на деякій відстані розташовуються геліостати. Геліостат – дзеркало площею в кілька квадратних метрів, яка закріплюється на опорі і підключається до загальної системи позиціонування. В залежності від положення сонця дзеркало буде змінювати свою орієнтацію в просторі. Основне і найважче завдання – це позиціонування всіх дзеркал станції так, щоб у будь-який момент часу всі відбиті промені від них потрапили на поверхню резервуара. У ясну сонячну погоду температура в резервуарі може досягати 700 градусів. Такі температурні параметри використовуються на більшості традиційних теплових електростанцій, тому для отримання електричної енергії можна використовувати стандартні турбіни. Фактично на станціях такого типу можна отримати порівняно великий коефіцієнт корисної дії (ККД) (близько 20 %) і значні потужності. Схему роботи Кримської експериментальної сонячної електростанції показано на рис. 3.3 [2]. Зовнішній вигляд СЕС, яка розташована в м. Сельвія (Іспанія) показано на рис. 3.4.

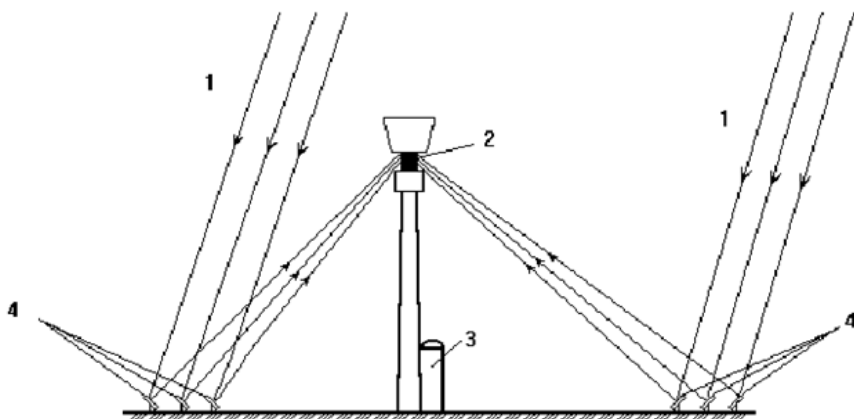


Рис. 3.3. Структурна схема СЕС баштового типу: 1 – сонячні промені; 2 – парогенератор–приймач; 3 – пароводяний акумулятор енергії місткістю 500м; 4 – геліостати з площею 25,5 м²



Рис. 3.4. Сонячна башта, Севілья, Іспанія. Побудована в 2007 році

Вартість геліостатів становить близько 80 % ціни станції, тому основна увага зосереджена на конструктивній розробці геліостатів з метою полегшення їх виготовлення при масовому виробництві. Управляти геліостатами можна двома способами: за допомогою оптичної системи і з використанням обчислених координат.

Прикладом даної установки може служити станція потужністю 10 МВт, що побудована в північно-західній частині Мексики, поблизу міста Ермосіле. Це засушливий регіон, де Сонце регулярно світить протягом 95 % світлового часу року, так що спостерігається висока щільність сонячної радіації, сонячний день триває від 10 до 13 годин. У якості робочого тіла для станції обрали повітря як найбільш дешевий і доступний теплоносій. Вартість 1 кВт встановленої потужності для такої станції становить 1800 дол., тоді як для звичайних паливних станцій 200...300 дол. Перевага станцій баштового типу полягає в тому, що не потрібно здійснювати транспортування робочої рідини на великі відстані від приймача до турбіни, проте в них система збору сонячної радіації виявляється дорогою і недостатньо ефективною. Внаслідок погрешностей під час стеження за Сонцем, які виникають при наявності великої кількості геліостатів, дійсний коефіцієнт концентрації у термоелектрогенератора часто становить $1/3$ від розрахункового

Як показує досвід, більш перспективними виявляються станції з розподіленим приймачем енергії. У цих станціях використовуються концентратори параболічні відбивачі, які обертаються навколо однієї осі і мають трубчасті приймачі, з'єднані з фокальною лінією.

Обертання по одній осі дозволяє істотно зменшити вартість концентратора при зменшенні кількості одержуваної енергії всього на 5 % в порівнянні зі станціями, які мають систему стеження, що використовує обертання навколо двох осей. Першою станцією даного типу, вартість електроенергії якої така ж, як і у теплових станціях, стала станція, побудована американською фірмою «Луз», у 1985 р. в каліфорнійській пустелі Мохаве. Станція займає площу в 340 га.

Ще на світанку комп'ютерна система починає орієнтувати 540000 параболо-циліндричних дзеркал, щоб вони могли вловлювати світло. Розташовані поряд дзеркала обертаються за сонцем зі сходу на захід. Вони фокусують сонячні промені і направляють їх на тонку трубу з нержавіючої сталі з чорним покриттям. По трубі протікає синтетичне масло, яке нагрівається до 390°C і надходить в теплообмінники, де віддає своє тепло воді, перетворюючи її в пар, який приводить в дію турбогенератор звичайного типу для вироблення електроенергії. Стеження проводиться по одній координаті уздовж осі, яка спрямована з півночі на південь за допомогою простої гідродинамічної системи. Сонячні електричні станції можуть використовувати в роботі природний газ для компенсації зміни інтенсивності сонячної радіації, тобто бути гібридними станціями. Концепція гібрида «сонячна енергія – природний газ» виявилася дуже вдалою. Перша з п'яти нових установок потужністю 80 МВт почала працювати в 1989 році. Нові установки коштують близько 1 млрд. доларів. Сонячні станції можуть забезпечувати додаткову електроенергію при пікових навантаженнях, особливо влітку, коли потреба в електриці велика.

Сонячні електростанції тарілчастого типу. Даний тип СЕС використовує принцип отримання електроенергії, схожий з баштовими СЕС, але є відмінності в конструкції самої станції, яка складається з окремих модулів, кожен з яких має приймач і відбивач, які закріплені на опорі. Приймач знаходиться на деякому віддаленні від відбивача і концентрує відбиті промені сонця. Відбивач складається з дзеркал у формі тарілок (звідси назва), радіально розташованих на фермі. Діаметри цих дзеркал досягають двох метрів, а кількість дзеркал – декількох десятків (в залежності від потужності модуля). Такі станції можуть складатися як з одного модуля (автономні), так і з декількох десятків (робота паралельно з мережею).

Натепер в розробці знаходяться двигуни Стірлінга і Брайтона. Кілька систем потужністю від 7 до 25 кВт працюють в Сполучених Штатах (рис. 3.6). Висока оптична ефективність і малі початкові витрати роблять системи дзеркал / двигунів найбільш ефективними з усіх геліотехнологій. Системі з двигуна Стірлінга і параболічного дзеркала належить рекорд по ефективності перетворення сонячної енергії в електричну (досягнуте значення ККД майже 30 %).

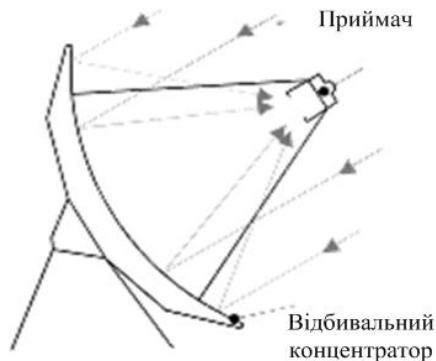


Рис. 3.5. Структурна схема СЕС тарілкового типу



Рис. 3.6. СЭС тарілкового типу, США

Завдяки модульному проектуванню, такі системи являють собою оптимальний варіант для задоволення потреби в електроенергії як автономних споживачів (у кіловатному діапазоні), так і гібридних (в мегаватному), з'єднаних з електромережами підприємств.

Ця технологія успішно реалізована в цілому ряді проектів. Один з них – проект STEP (Solar Total Energy Project) в американському штаті Джорджія. Це велика система параболічних дзеркал, кожне з яких має 7 метрів у діаметрі. Система виробляє пар високого тиску для отримання електричної енергії, пар середнього тиску для трикотажного виробництва, а також пар низького тиску для системи кондиціонування повітря на тій же трикотажній фабриці.

Спільним використанням параболічних дзеркал і двигунів Стірлінга зацікавилися й інші компанії. Так, фірми “Stirling Technology”, “Stirling Thermal Motors” і “Detroit Diesel” спільно з корпорацією “Science Applications International Corporation” створили спільне підприємство з капіталом 36 млн. доларів з метою розробки 25-кіловатної системи на базі двигуна Стірлінга.

3.3 Сонячні колектори

Сонячний колектор – пристрій для збору теплової енергії Сонця, яка переноситься світлом і ближнім інфрачервоним випромінюванням. На відміну від сонячних батарей, що виробляють безпосередньо електрику, сонячний колектор нагріває матеріал-теплоносії (рис. 3.7) і, як правило, застосовуються для потреб гарячого водопостачання та опалення приміщень.

В умовах України кількість енергії, яка отримується з 1 м^2 колектора, складає майже $1000 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{рік}}$. Точний розрахунок потужності,

ефективності та періоду окупності досить складний і повинен враховувати широту місцевості, кількість сонячних днів на рік, кут відхилення можливого місця встановлення від південного напрямку, наявність поблизу промислових підприємств з великим об'ємом викидів в атмосферу та інші фактори.

На практиці використовують середнє значення інтенсивності сонячної радіації в розрахунку на 1 м^2 поверхні. На більшій частині території України воно змінюється від 1,7 до $5,3 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{м}^2}$ в залеж-

ності від періоду року або $3,9 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{м}^2}$ у середньому за рік. У південних областях можна приймати такі значення: 2,6–6,6 та $5 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{м}^2}$ відповідно.

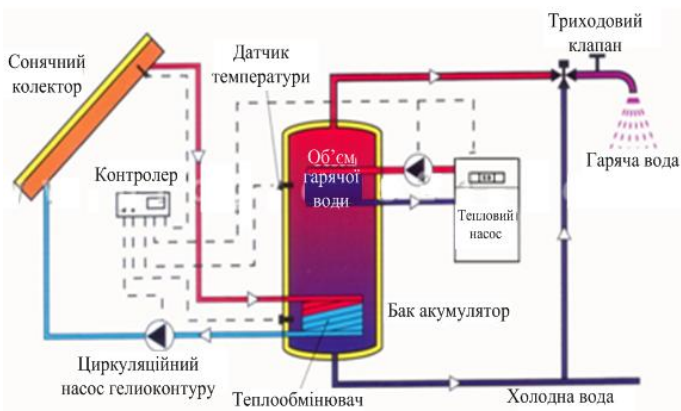


Рис 3.7. Структурна схема системи з використанням сонячного колектора

Отримання тепла шляхом прямої абсорбції сонячного випромінювання являється найбільш простим відносно технічної реалізації способом використання сонячної енергії. Таке тепло використовується для нагрівання води, обігрівання приміщень, сушіння матеріалів та продуктів сільськогосподарського виробництва. Велика практична зацікавленість щодо обігрівання приміщень та отримання гарячої води за рахунок сонячного випромінювання обумовлена тим, що в розвинутих країнах близько 30–40 % енергії, яка виробляється, використовується на так зване низькотемпературне нагрівання ($< 100^\circ \text{C}$).

Отримання такого низькотемпературного тепла можна здійснювати за допомогою плоских теплових колекторів, які працюють за принципом тепличного ефекту. При цьому сонячне випромінювання поступає на поверхню теплового колектора, який покритий прозорим для сонячних променів матеріалом, практично без втрат проходить в середину теплового колектора і нагріває теплоприймач, рис. 3.8.

Довжина хвилі, яка забезпечує максимальну потужність випромінювання, визначається відповідно до закону Віна:

$$\lambda_{\max} T = 2989,$$

де λ_{\max} – довжина хвилі (мкм), яка відповідає максимальній інтенсивності випромінювання; $T^{\circ}\text{K}$ – абсолютна температура нагрітого тіла в градусах Кельвіна.

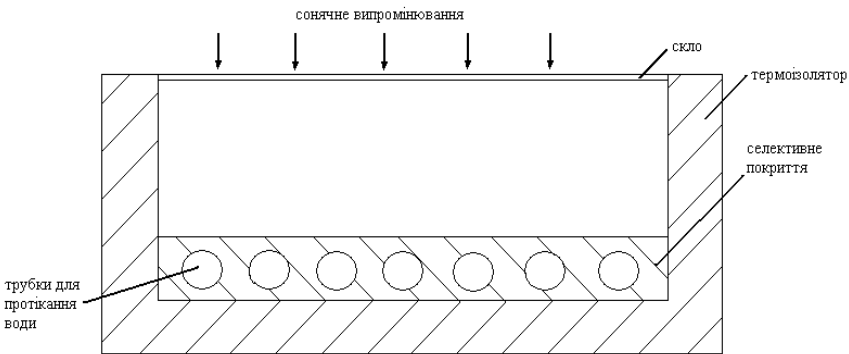


Рис. 3.8. Схема сонячного колектора

Для спектрального діапазону який відповідає інфрачервоному випромінюванню, скло має низький коефіцієнт пропускання. Це обумовлює тепличний ефект, який забезпечує накопичення енергії під склом та збільшує температуру теплоприймача до 160°C якщо перетворена енергія не виводиться із колектора теплоносієм.

Теплоносієм в колекторі може бути рідина або повітря – звідси розділення колекторів на повітряні і рідинні. Для оснащення приватних будинків використовуються тільки низькотемпературні рідинні колектори, але існують також середньо- та високотемпературні.

Розглянемо деякі типи сонячних колекторів.

Плоскі колектори. Плоский колектор складається з елемента, що поглинає сонячне випромінювання (абсорбер), прозорого покриття і термоізолюючого шару. Поглинаючий елемент пов'язаний з теплопровідною системою і покривається чорним кольором або спеціальним розчином для підвищення ефективності. В плоскому колекторі абсорбер – пластина, яка покрита з лицевого боку тонким

шаром нікелю, чорної міді або іншої хімічної сполуки з високим коефіцієнтом поглинання сонячної променевої енергії, але з низьким коефіцієнтом теплового випромінювання (звідси назва абсорбера – селективний). До абсорбера приварюють, припаюють або прижимають трубки, які є каналами для потоку теплоносія.

Інакше виконують проточні канали в абсорберах типу «сандвіч». Канали у таких абсорберах утворюються між двома металічними листами, які сформовані і зварені між собою по контуру і ще в декількох місцях. Рисунок проточних каналів може бути різної конфігурації, що дозволяє вибирати колектори з різними параметрами проточних каналів.

Абсорбер для зниження тепловтрат покривається шаром теплоізоляції (мінеральна вата або пінополіуретан) і потім розміщується в корпусі. Між кришкою і поверхнею абсорбера є зазор, який мінімізує теплові втрати з поверхні абсорбера. Щоб не було запотівання кришки і абсорбера в корпусі колектора є вентиляційні отвори.

Проточні канали в абсорбері розташовуються по різному. Абсорбер з вертикально розташованими каналами, які мають однаковий гідравлічний опір, найбільш підходять для різних варіантів побудови системи (з природною циркуляцією або з циркуляційним насосом). У колекторів з одним проточним каналом при таких же загальних потоках теплоносія, як і у багатоканальних, виникає турбулентний потік, який добре впливає на теплообмін і дещо підвищує енергетичну ефективність, але вони мають значно більший гідравлічний опір. Цю обставину необхідно враховувати при підборі циркуляційного насоса для систем із декількох колекторів. Варіанти абсорберів показані на рис. 3.9.

Прозорий елемент зазвичай виконується із загартованого скла із зниженим вмістом металів, або особливого рифленого полікарбонату. Задня частина панелі покрита теплоізоляційним матеріалом. Трубки, по яких поширюється вода, виготовляються зі зшитого поліетилену (PEX) або міді. Сама панель є повітронепроникною, для чого отвори в ній закладаються силіконовим герметиком. При відсутності споживання тепла плоскі колектори здатні нагрівати воду до 190...200° С.

Плоскі сонячні колектори є найбільш поширеним типом сонячних колекторів. Слід зазначити, що в результаті тривалого вдосконалення колектори даного типу практично досягли найбільш

оптимальних показників по ефективності, терміну експлуатації та вартості. Конструкція плоского сонячного колектора представлена на рис. 3.10.

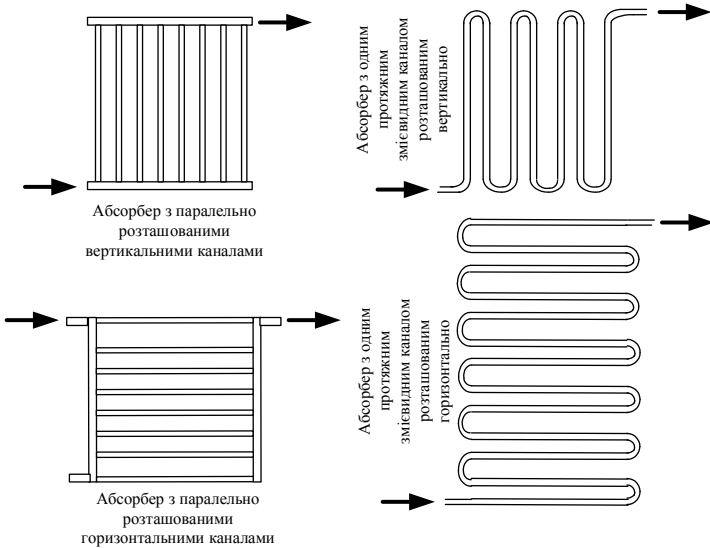


Рис. 3.9. Розташування проточних каналів в абсорбері

Плоскі сонячні колектори працюють на основі парникового ефекту, в результаті якого сонячне випромінювання, яке падає на поверхню сонячного колектора, практично повністю пропускається склом.

Оскільки основна інтенсивність сонячного випромінювання в наземних умовах знаходиться в спектральному інтервалі від 0,4 до 1,8 мкм (рис. 3.11), то в якості прозорого верхнього шару використовується звичайне або загартоване скло, що має коефіцієнт пропускання в цьому спектральному діапазоні до 95 %.

Розташоване в нижній частині колектора теплопоглинальне покриття має коефіцієнт поглинання сонячного випромінювання до 90 %. Нагріваючись, покриття випромінює теплову енергію, основна потужність якого знаходиться в інфрачервоному діапазоні. Тобто, даний спектр випромінювання вже практично не пропускається склом.

Таким чином, досягається акумуляція сонячної енергії всередині колектора. Передача теплоти до теплоносія здійснюється за допомогою конструктивних елементів, виконаних, як правило, з алюмінію або міді. Відведення теплоти здійснюється теплоносієм – водою або розчином незамерзаючої рідини.

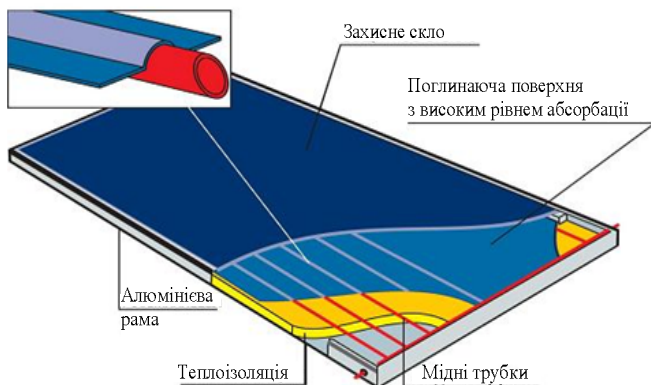


Рис. 3.10. Конструкція плоского сонячного колектора

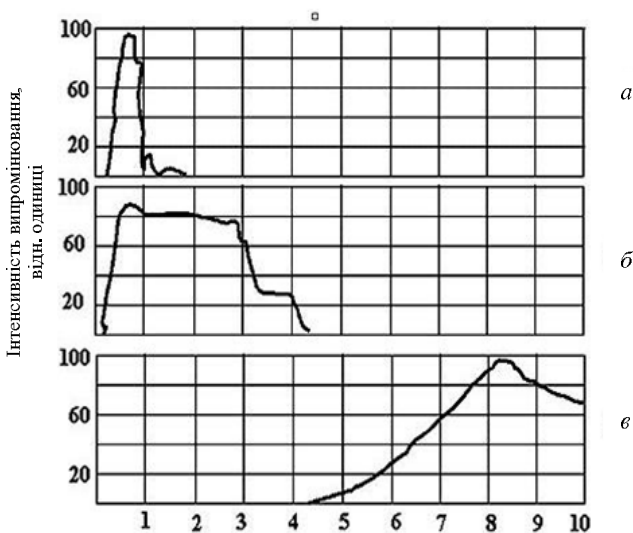


Рис. 3.11. Інтенсивність сонячного випромінювання

Крім звичайного скла, в плоских сонячних колекторах може використовуватися полікарбонат, скло з низьким вмістом заліза, яке добре пропускає сонячні промені, і ударостійке скло.

Схему парникового ефекту і втрат, що мають місце в плоскому колекторі, представлено на рис. 3.12.

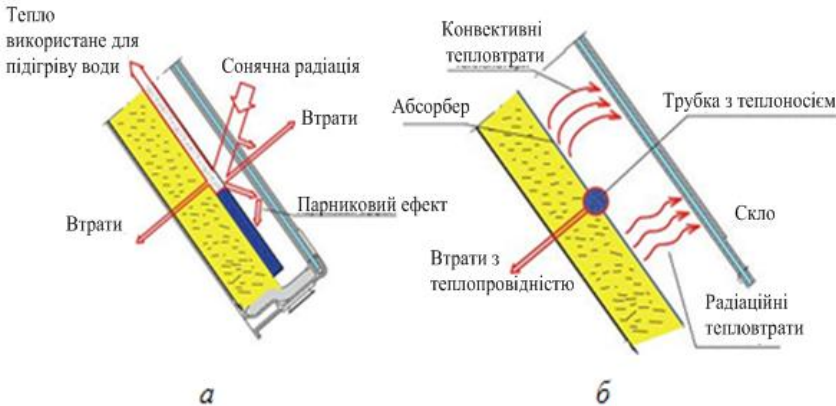


Рис. 3.12. Втрати в плоскому сонячному колекторі

Важливою характеристикою сонячних колекторів є виробництво гарячої води з 1 м^2 поверхні. Для України, в літній сонячний день продуктивність плоских колекторів може досягати 50 літрів води, нагрітої до $50\dots 60^\circ\text{C}$ з 1 м^2 за день.

До переваг плоских сонячних колекторів можна віднести високу ефективність, відносну простоту конструкції, надійність, можливість ефективної експлуатації протягом усього року, тривалий термін експлуатації

До недоліків можна віднести більш низький ККД у порівнянні з вакуумними колекторами в періоди з низьким рівнем сонячного випромінювання і в холодну пору року

Плоский сонячний колектор є технічно досить простим пристроєм. Найбільш високотехнологічним елементом в його конструкції є поглинаюче покриття. Очевидно, що для підвищення ефективності його роботи необхідно, щоб покриття поглинало можливо більшу частину енергії падаючих сонячних променів, а при нагріванні випромінювало якомога меншу частину поглиненої енергії в інфрачервоному спектрі.

Для оцінювання ефективності поглинаючих покриттів застосовуються наступні показники:

- коефіцієнт поглинання α , який представляє собою відношення поглиненої енергії до падаючої знаходиться в межах 0,8...0,98;
- коефіцієнт випромінювання (емісії) ε , який представляє собою відношення випромінювань енергії до поглиненої і знаходиться у межах 0,95...0,98 для різних типів покриттів;

- коефіцієнт селективності $\frac{\alpha}{z}$ застосовується для порівняння

характеристик різних видів поглинаючих поверхонь. Чим вище значення даного коефіцієнта, тим кращі характеристики.

Сучасні високоселективні покриття мають дуже високі значення коефіцієнта селективності, значно підвищуючи тим самим ККД сонячних колекторів. До того ж, практично лише сонячні колектори, які оснащені покриттями такого типу, можуть ефективно працювати в холодний період року внаслідок набагато меншої залежності ККД від різниці температур.

Чим більше падаючої енергії передається теплоносію, що протікає в колекторі, тим вище його ефективність. Підвищити її можна, застосовуючи спеціальні оптичні покриття, які не випромінюють тепло в інфрачервоному спектрі. Стандартним рішенням проблеми підвищення ефективності колектора стало застосування абсорбера з листової міді через її високу теплопровідність.

Вакуумні колектори. Підвищити температуру теплоносія до 250...300° С можна за рахунок зменшення теплових втрат в результаті використання багатощарового скляного покриття, герметизації або створення в колекторах вакууму

Фактично сонячна теплова труба має пристрій схожий з побутовими термосами. Тільки зовнішня частина труби прозора, а на внутрішній нанесено високо селективне покриття для вловлювання сонячної енергії. Між зовнішньою і внутрішньою частинами знаходиться вакуум. Саме вакуумний прошарок дає можливість зберегти близько 95 % уловлюваної теплової енергії.

Особливістю таких колекторів є використання в якості ефективного теплоізолятора вакууму. Вакуум підтримується між зовнішнім покриттям зі скла і теплопоглинальним шаром. Завдяки вакууму мінімізуються теплові втрати і різко знижується

залежність ККД колектора від різниці температур між колектором і зовнішнім повітрям. Конструктивно вакуумні колектори можуть виконуватися трубчастими, які виконуються з окремих герметичних труб, і плоскими, в яких вакуум підтримується за допомогою спеціальних насосів. Найбільш поширеними є трубчасті вакуумні колектори. Конструкцію трубчатого сонячного колектора представлено на рис. 3.13.

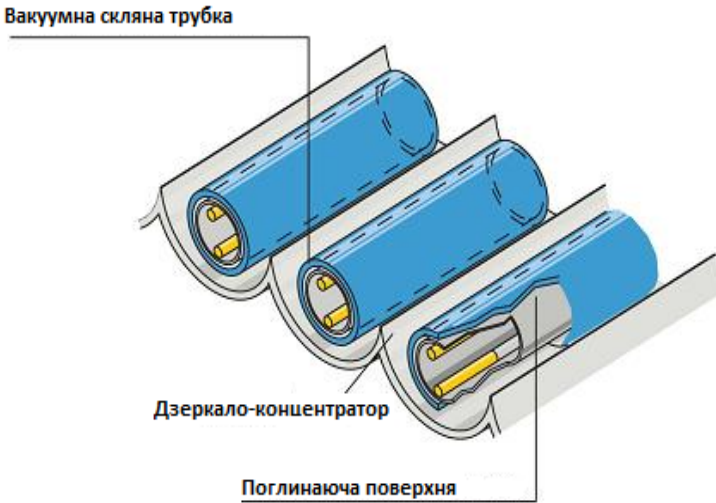


Рис. 3.13. Конструкція вакуумного сонячного колектора

Для даних колекторів характерний так званий дзеркальний ефект, завдяки якому зменшується залежність тепловіддачі колектора від висоти сонця. Це сприяє вирівнюванню теплової потужності колектора як протягом дня, так і протягом усього року, що є суттєвою перевагою такого типу колекторів.

До переваг вакуумних колекторів слід віднести високий ККД протягом всього року. До недоліків можна віднести більш високу вартість, більшу вагу і габаритні розміри в порівнянні з іншими типами колекторів, знижену ефективність роботи в зимовий період в кліматичних умовах України внаслідок можливого утворення інею і випадання снігу.

Вакуумні сонячні колектори є високотехнологічним і цікавим в технічному відношенні видом даної продукції. На жаль, кліматичні

умови нашої країни не завжди у повній мірі дозволяють реалізувати їхній потенціал. Це стосується негативного впливу снігу та інею. Тут слід мати на увазі, що внаслідок відмінних теплоізоляційних властивостей вакууму, як сніг так і іній можуть триматися на колекторах дуже довго, тривалий час після того як дах будівлі повністю очистилася.

Очевидно, що в ці періоди енерговіддача колекторів практично знижується до нуля. Що стосується вразливості трубчастих колекторів до граду, дана проблема має місце, в першу чергу, в вакуумних колекторах китайського виробництва, які не завжди мають належну якість. Те ж можна сказати і про втрату вакууму в трубках колекторів.

Багато європейських виробників мають в своєму модельному ряді вакуумні колектори з так званої тепловою трубкою. При використанні даної конструкції, на поглиначі встановлюється теплова труба, заповнена рідиною, що випаровується. Дана теплова труба приєднується до конденсатора, що знаходиться в теплообміннику типу «труба в трубі». Тепло передається поглиначем теплової трубки, що призводить до випаровування рідини. Утворюється пара надходить у конденсатор. Так як немає зв'язку між зовнішнім контуром і рідиною, що випаровується, то можливо проводити заміну однієї або декількох трубок при заповненій установці.

Можна розраховувати на те, що з часом, по мірі відпрацювання технології виробництва продукції, дані проблеми втратять свою актуальність.

В вакуумних сонячних колекторах також знайшли застосування теплові трубки, що виконують роль провідника тепла. При опромінюванні установки сонячним світлом, рідина, що знаходиться в нижній частині трубки, нагріваючись перетворюється в пар.

Пари піднімаються у верхню частину трубки (конденсатор), де конденсуючись передають тепло колектору. Використання даної схеми дозволяє досягти більшого ККД (у порівнянні з плоскими колекторами) при роботі в умовах низьких температур і слабкої освітленості. Сучасні побутові сонячні колектори здатні нагрівати воду до температури кипіння навіть при мінусовій навколишній температурі.

Як приклад, використання енергетичних можливостей системи сонячних колекторів, розглянемо їх застосування для нагріву води в системі гарячого водопостачання (ГВП).

В термосифонних системах вода, нагріта сонячною енергією, піднімається у верхню частину накопичувального бака, а більш важка холодна вода з його нижньої частини під дією гравітаційних сил надходить до колектора, створюючи природню конвекцію. Головний недолік – розташування бака повинно бути вище сонячних колекторів (рис. 3.14).

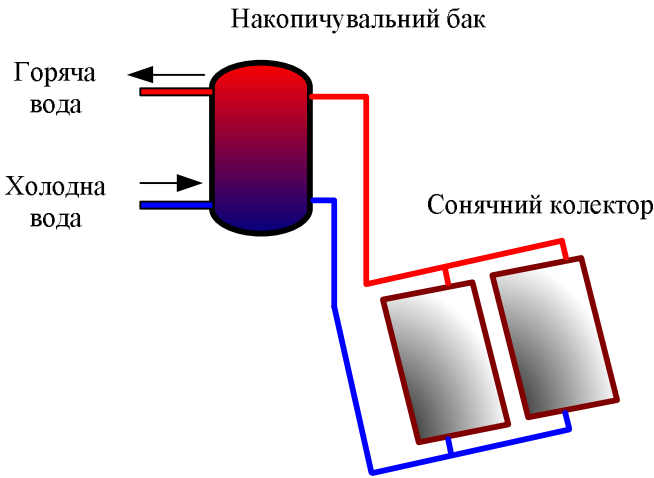


Рис. 3.14. Термосифонна система

В активній системі бак може бути розміщений у будь-якому місці, оскільки рух теплоносія забезпечують циркуляційні насоси (рис. 3.15).

В прямих системах немає теплообмінників, а в непрямих – вони розділяють циркуляцію в контурі колектора від циркуляції в системі ГВП. Завдяки цьому, в контурі колектора можна використовувати незамерзаючий теплоносій, а систему – навіть при мінусовій зовнішній температурі.

Такі системи в кліматичних умовах України можуть функціонувати на протязі всього року.

Основною задачею під час проектування систем сонячних колекторів для використання в системі ГВП є визначення необхідної площі колекторів, в залежності від кількості людей та їх потреби у теплій воді, а також від щільності потоку енергії в даному регіоні. При цьому виходити треба із того, що система сонячних колекторів

повинна покривати 60–70 % річної потреби в теплій воді (влітку до 90–100 %). Основним методом проектування сонячних установок є метод F-CHART.

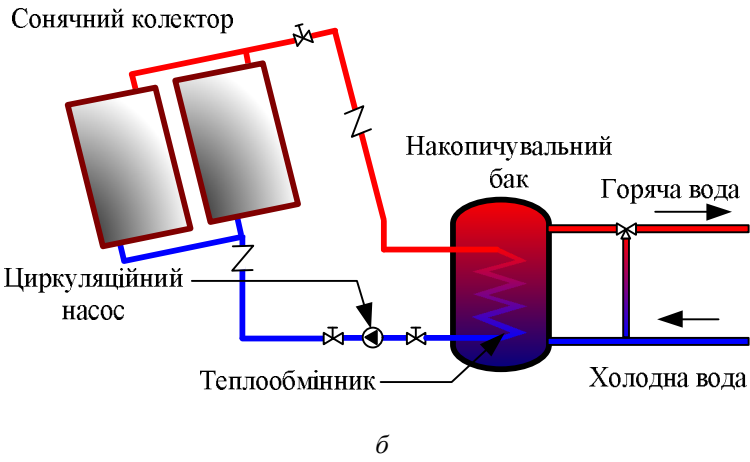
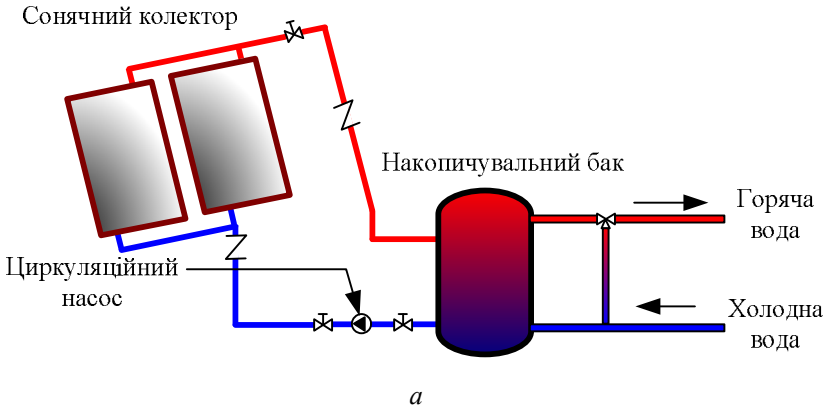


Рис. 3.15 Активна система: *а* – пряма; *б* – непряма

Розмір колекторів, як правило, підбирають емпіричним методом, який припускає використовувати 1–1,5 м² площі колектора на одну людину. З одного м² поверхні звичайного плоского колектора можна отримати 420...470 кВт·год. енергії на рік.

Схему системи сонячних колекторів у системі нагріву води за рахунок котла опалення показано на рис. 3.16.

Очевидно, що система сонячних колекторів, що використовується для нагріву води в системі ГВП, не може бути єдиним джерелом, що виконує цю функцію, оскільки, навіть влітку, може бути період холодних днів, коли сонячна установка (навіть з містким накопичувальним баком, з запасом на кілька днів) не зможе повністю покрити потреби в теплій воді. Тому, бак також необхідно підключати до системи опалення.

Способи підключення системи сонячних колекторів до існуючої системи ГВП показано на рис. 3.17.

Використання сонячних колекторів для опалення приміщень (звичайно, в якості доповнення до системи центрального опалення) вимагає встановлення колекторів значно більшої площі (до декількох десятків квадратних метрів) і більш складної системи, ніж у випадку нагріву води для ГВП.

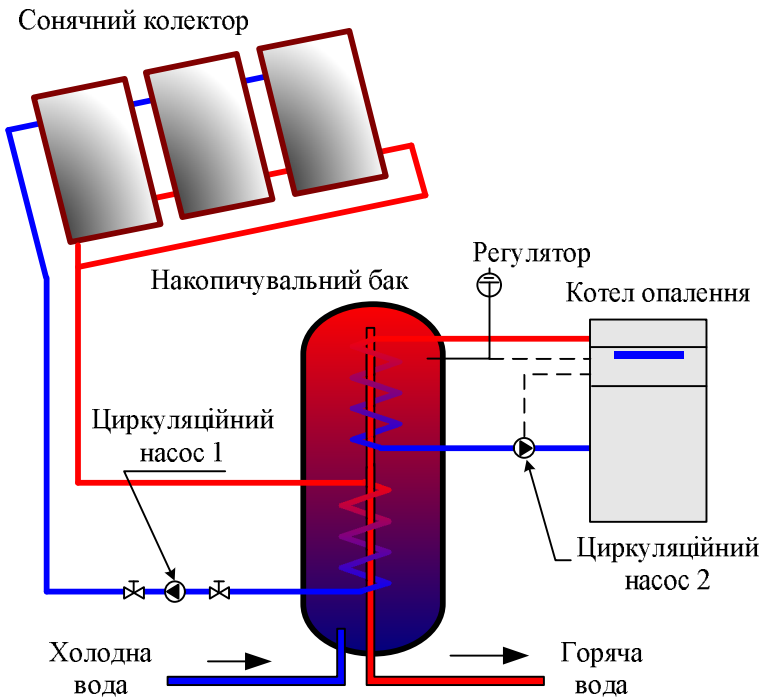


Рис. 3.16. Схема підключення сонячного колектора до системи опалення

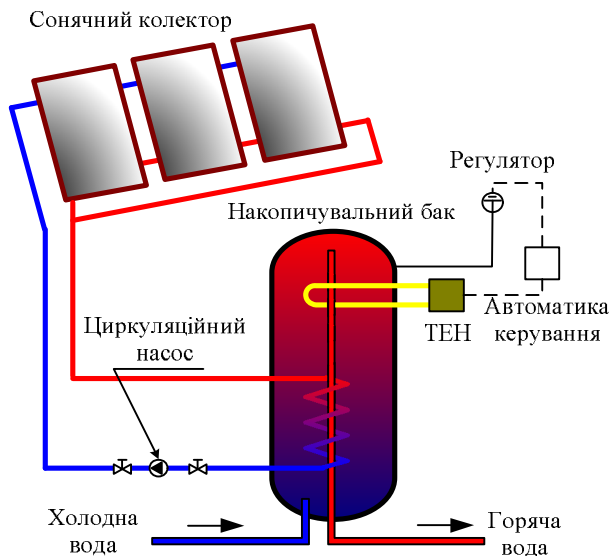
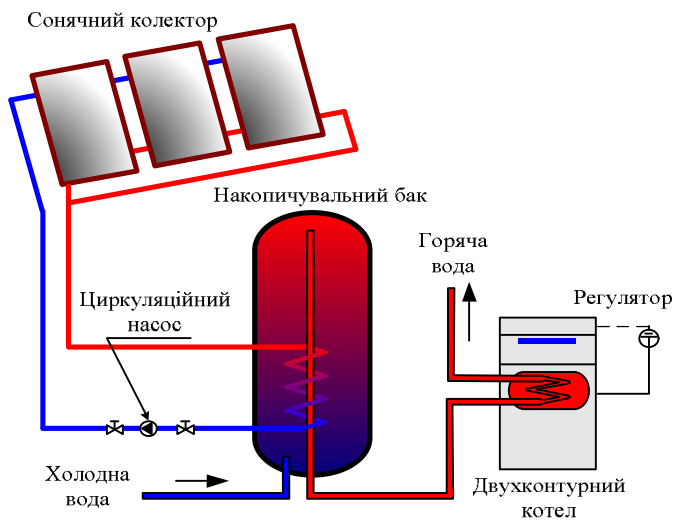


Рис. 3.17. Схема підключення сонячних колекторів до системи ГВП: а – до двоконтурного котла; б – до електричної системи підігріву

Оцінку економічної ефективності можна провести наступним чином.

Для виготовлення гарячої води на протязі року для деякої сім'ї необхідні витрати енергії будуть складати:

$$E = Zn\Delta TC_p N,$$

де Z – споживання теплої води для використання (кг/люд.день); n – кількість людей; ΔT – різниця температур теплої та холодної води; C_p – питома теплоємність води (кДж/кг·°C); N – кількість днів року.

Для того, щоб отримати таку ж кількість енергії, необхідно спалити деяку кількість палива:

$$E = m\eta W,$$

де m – маса палива, кг; η – ККД пристрою для нагрівання води; W – питома теплота згоряння традиційного палива, Дж/кг.

Прирівнюючи ці величини можна визначити економічну доцільність системи сонячних колекторів. Можна вважати, що постійно зростаючі ціни на традиційні носії енергії, будуть постійно підвищувати економічну ефективність системи сонячних колекторів.

Порівнювати системи плоских і трубчатих колекторів дуже важко. Краще вибирати між конкретними моделями. Тим не менше, в загальному випадку плоскі колектори дешевше і вимагають менше уваги при обслуговуванні, зате трубчаті колектори є більш продуктивними і багатофункціональними.

Розмір колектора повинен бути таким, щоб система змогла забезпечити в середньому 85–95 % гарячої води, яка використовується в теплому півріччі. Вважається, що сім'ї із чотирьох осіб потрібен один з двох видів колекторів: плоский площею 4...6 м² або трубчатий площею 2,4...3,2 м².

Сонячні колектори-концентратори. Підвищення експлуатаційних температур до 120...250° С можливе шляхом введення в сонячні колектори концентраторів за допомогою параболоциліндричних відбивачів, прокладених під поглинаючими елементами. Для одержання більш високих експлуатаційних температур потрібні пристрої стеження за сонцем.

Сонячні повітряні колектори. Сонячні повітряні колектори – це прилади, що працюють на енергії Сонця і нагрівають повітря.

Сонячні повітряні колектори представляють собою найчастіше прості плоскі колектори і використовуються в основному для опалення приміщень, сушіння сільськогосподарської продукції. Повітря проходить через поглинач завдяки природній конвекції або під впливом вентилятора. Оскільки повітря гірше проводить тепло, ніж рідина, воно передає поглиначу менше тепла, ніж рідкий теплоносіє. У деяких сонячних повітрянагрівачах до поглинаючої пластини приєднані вентилятори, які збільшують турбулентність повітря і покращують теплопередачу. Недоліком цієї конструкції є те, що вона витрачає енергію на роботу вентиляторів, таким чином збільшуючи витрати на експлуатацію системи. У холодному кліматі повітря направляється в проміжок між пластиною-поглиначем і утепленою задньою стінкою колектора: таким чином, уникають втрат тепла крізь застелення. Однак, якщо повітря нагрівається не більше, ніж на 17°C вище температури зовнішнього повітря, теплоносіє може циркулювати по обидві сторони від пластини-поглинача без великих втрат ефективності. Основними перевагами повітряних колекторів є їх простота і надійність. Такі колектори мають простий пристрій. При належному догляді якісний колектор може прослужити 10...20 років, а керування ним досить нескладне. Теплообмінник не потрібен, оскільки повітря не замерзає. Потенційним способом зниження вартості колекторів є їхня інтеграція в стіни або дахи будівель, а також створення колекторів, які можна буде збирати з готових компонентів. Колектори призначені для обігріву приміщень в умовах достатньої сонячної освітленості і при відсутності (або паралельно з ними) інших джерел енергії (таких як газ, електрика, рідке і тверде паливо). Колектори не можуть бути основною системою опалення, оскільки не забезпечують відповідних характеристик як протягом доби, так і при зміні сезонів року. Однак система може бути інтегрована в будь-яку існуючу систему опалення та вентиляції.

3.4 Розрахунок системи енергопостачання на основі сонячних колекторів

Задачею геліоколектора є отримання енергії із безпосереднього, розсіяного і відбитого сонячного випромінювання і передача її в установку для підігрівання води або для опалення.

Порядок роботи наступний:

- сонце нагріває розташований в колекторі *абсорбер*, який поглинає випромінювання і перетворює його в тепло;
- від абсорбера тепло переходить до *теплоносія* (вода або інша рідина), який протікає по трубкам, що вбудовані в колектор;
- теплоносій перекачується до накопичувального бака (*бак-накопичувач*);
- в баку теплоносій віддає тепло воді, яку призначено до споживання, і охолоджений повертається в *колектор*.

Головним елементом системи є колектор, інші агрегати є допоміжними, хоча і обов'язковими. Наприклад, гідравлічний контур складається із трубопроводів, клапанів, фільтрів, розширюючих баків та насосного обладнання. Крім того, до складу геліоколектора входить система авторегулювання та монтажний комплект для кріплення бака, колектора та інших елементів.

Оптимальна орієнтація і нахил. Енергоефективність колекторів напряму залежить від їх правильного розташування. Крім того, їх ККД збільшується завдяки відбитому від землі і сусідніх дахів випромінюванню. Колектор має бути розташований в положенні, що забезпечує максимальне приймання сонячних променів у відповідний період доби, коли сонячна енергія максимальна. Як правило, колектор встановлюється напрямом на південь під кутом, відповідним широті сонячної установки. При монтажі колектора необхідно враховувати можливі вітрові навантаження.

Колектор повинен бути встановлений по можливості якомога ближче до накопичувального бака, оскільки подовження лінії передачі зменшує ефективність установки.

Щоб збільшити потенційний вихід тепла в зимовий період, рекомендується, щоб кут встановлення був на 15...20° більший, за відповідну широту. Тоді площа колектора, яка орієнтована на сонце протягом зимових місяців, є максимальною.

Самого високого коефіцієнта енерговіддачі сонячної установки за рік можна домогтися при її розташуванні в південному напрямку з нахилом 30 – 35 градусів до горизонталі. Діаграму втрати енерговіддачі в тому випадку, якщо колекторна панель розташована не оптимально, показано на рис. 3.18.

З рисунка видно, що менший нахил колектора ефективніше, якщо площу колектора не можна зорієнтувати на південь.

Наприклад, тепла колекторна установка з нахилом 30° навіть при 45° південно-західного напрямку дає майже 95 % оптимальної енерговіддачі. Для оптимізації сприйняття колекторами енергії вони повинні бути орієнтовані в напрямку Сонця. Критеріями орієнтації колекторів є кут нахилу і азимут

Значення оптимального кута нахилу колекторів в залежності від призначення системи наведені в табл. 3.1.

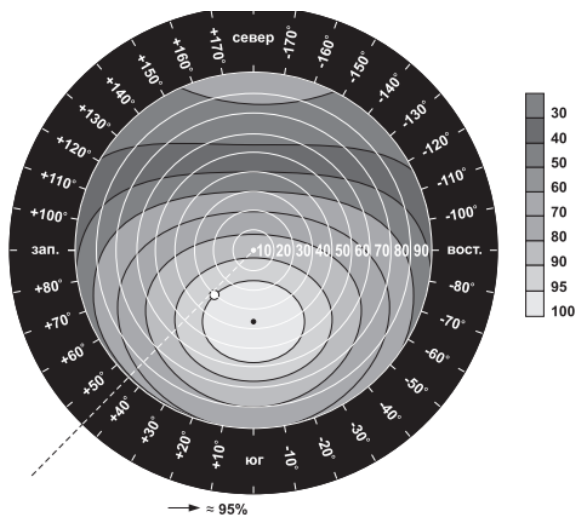


Рис. 3.18. Втрата енерговіддачі

Таблиця 3.1

Значення максимального кута нахилу

Використання сонячного тепла	Оптимальний кут нахилу геліоколекторів
Приготування гарячої води	від 30 до 45
Приготування гарячої води, обігрівання приміщень	від 45 до 53
Приготування гарячої води, нагрівання басейну	від 30 до 45
Приготування гарячої води, нагрівання басейну, обігрівання приміщень	від 45 до 53

Кут нахилу α – це кут між горизонталлю і напрямом колектора, рис. 3.19, *а*. Найбільша кількість енергії сприймається поглиначем колектора при розташуванні його площини під прямим кутом до напрямку інсоляції. Оскільки кут інсоляції залежить від часу доби і року, орієнтацію площини колектора слід виконувати відповідно до висоти Сонця в період надходження найбільшої кількості сонячної енергії.

Азимут визначає відхилення площини колектора від напрямку на південь, тобто якщо площина колектора орієнтована на південь, то азимут дорівнює 0° . Оскільки найбільш інтенсивна інсоляція спостерігається в середині дня, площина колектора повинна бути орієнтована по можливості на південь. Допустимі також відхилення від напрямку на південь до 30° на південний схід або південний захід. Приклад визначення азимуту (В) колектора (А) показано на рис. 3.19, *б*.

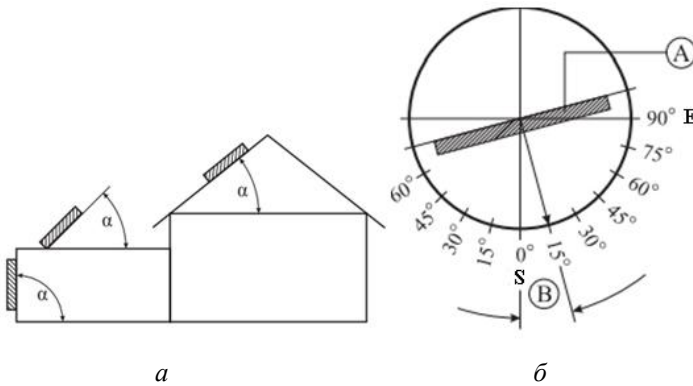


Рис. 3.19. Кут нахилу колекторів (*а*) та його азимут (*б*)

Якщо геліоколектор встановлюється на даху приватного будинку, то найкращим варіантом є вбудова його в конструкцію даху. При цьому досить закріпити кровельні тримачі та вивести ззовні з'єднувальні трубки. Але треба пам'ятати, що можна використовувати тільки плоску модель за умови, що скат не менший 25° , рис. 3.20, 3.21.

Для інших моделей геліоколекторів оптимальний кут нахилу для цілорічної роботи становить 45° , оскільки змінити нахил колекторів, що встановлені на даху, неможливо, рис. 3.22.



Рис. 3.20. Встановлення плоского колектора



Рис. 3.21. Встановлення трубчатого колектора



Рис. 3.22. Колектори, що працюють цілорічно

Колектори, які встановлені на землі або плоскому даху, можна оптимально розташувати по відношенню до сонця, тим самим збільшити ефективність системи. Крім того, їх ККД збільшується за рахунок випромінювання, відбитого від землі та сусідніх покриттів, рис. 3.23.



Рис. 3.23. Колектори з оптимальним розташуванням відносно сонця

Розрахунок параметрів геліоустановки. Площа поверхні сонячного колектора можна розрахувати таким чином:

$$S = \frac{Q_c 365}{G \eta},$$

де Q_c – потреба в тепловій енергії, кВт; G – річна продуктивність, кВт · год./м²; η – ККД геліоустановки. Наприклад, для $Q_c = 16$ кВт, $G = 1000$ кВт · год./м², $\eta = 0,8$ отримуємо значення площі колектора $S \approx 7,5$ м².

Визначення площі сонячних колекторів. Значення площі сонячного колектора залежить від значення кількості тепла, необхідного для системи. Як приклад визначимо кількість тепла, необхідного для забезпечення родини із чотирьох чоловік (двоє дорослих і дві дитини) гарячою водою. Спочатку визначається на скільки градусів має підвищитися температура води та її обсяг. За емпіричними даними на людину витрачається в день 50 літрів води. Сумарний обсяг ємнісного нагрівача визначається з розрахунку 1,5 ... 2 норми добової потреби, звідси маємо $50 \cdot 4 \cdot 1,5 = 300$ л. Припустимо, що середня температура вхідної води дорівнює 15° С і вона повинна бути нагріта до 50° С, тобто різниця температур дорівнює 35° С.

Далі визначаємо кількість енергії необхідної для нагрівання цієї кількості води. Враховуємо, що для нагріву одного літра води на один градус треба затратити енергію, що дорівнює 1 ккал. Тоді $300 \text{ л} \cdot 35^\circ \text{ С} = 10500$ ккал. Для перетворення кількості цієї енергії в кВт · год враховуємо, що $1 \text{ кВт} \cdot \text{год} = 859,8$ ккал. Тоді кількість енергії дорівнюватиме 12,21 кВт · год.

Визначаємо кількість енергії, яка може поглинатися і перетворюватися в тепло сонячними колекторами. Розглянемо варіант розташування сонячної установки в місті Дніпропетровську. Значення сонячної радіації можна подивитися в табл. 3. 2. У липні сонячна енергія на 1 м² складає 5,7, а в лютому 1,99 кВт · год · м²/день. Сонячний колектор здатний поглинати до 80 % енергії сонця.

Значення поглиненої енергії, яка передається вакуумними трубками дорівнює $5,7 \cdot 0,8 = 4,56$ для липня і $1,59$ кВт · год м²/ день для лютого на одиницю площі поглинання колектора. Площа поглинання вакуумною трубою діаметром 58 і довжиною 1800 мм стано-

вить $0,08 \text{ м}^2$. Очевидно, що одна трубка здатна отримувати і передавати сонячне тепло кількістю $0,365$ та $0,127 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ відповідно в липні і лютому. Далі визначаємо необхідну кількість трубок. Енергія, яку необхідно затратити на нагрів потрібної кількості води становить $12,21 \text{ кВт} \cdot \text{год}$. Енергія, яку можна передати однією вакуумною трубкою, залежно від місяця, складає $0,365$ та $0,127 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ відповідно. Тоді необхідна кількість трубок дорівнює 33 для липня і 96 для лютого місяців.

Підрахувавши, кількість трубок у складі колекторів, бачимо, що в залежності від місяця використання для приготування потрібної кількості води, кількість трубок може істотно відрізнитися. В даному випадку варіант – чим більше, тим краще, не підходить. Взимку отримується необхідна кількість тепла, але влітку можна зіткнутися з дуже суттєвою проблемою – утилізацією надлишкового тепла.

Розрахунок діаметра труб. Колекторні установки можуть працювати з різними питомими об'ємними витратами. Розмірністю при цьому є витрата в $\text{л} / (\text{год} \cdot \text{м}^2)$. Великий об'ємний потік означає малий розкид температур у колекторному контурі, а низький об'ємний потік – великий.

При великому розкиді температур середня температура колектора зростає, тобто ККД колекторів відповідним чином знижується. Однак при малих об'ємних потоках зменшується використання допоміжної енергії (потік від насоса) і можна використовувати з'єднувальний трубопровід меншого діаметру. Щоб забезпечити надійне протікання і турбулентний потік, необхідна витрата мінімум $25 \text{ л} / \text{год} \cdot \text{м}^2$. В цілому у разі розрахунку об'ємних потоків колекторів має бути прийнятий до уваги необхідний об'ємний потік приєднаних теплообмінників.

1. Режим мінімальної витрати – режим з об'ємною витратою приблизно до $30 \text{ л} / (\text{год} \cdot \text{м}^2)$.

2. Режим максимальної витрати – режим з об'ємною витратою понад $30 \text{ л} / (\text{год} \cdot \text{м}^2)$.

3. Режим регульованої витрати – режим зі змінною об'ємною витратою.

З точки зору використання первинної енергії «режим мінімальної витрати» для колекторів забезпечує деякі переваги у порівнянні з «режимом максимальної витрати», якщо забезпечуються надійне протікання теплоносія через всю панель і турбулентний потік.

Як відомо, ідеальною рідиною або ідеальним потоком називається така рідина або потік, під час розгляду яких можна знехтувати існуванням у рідині внутрішнього тертя та створенням вихорів.

Течія рідини за наявності внутрішнього тертя, яка не супроводжується створенням вихорів, називається **ламінарною**. Внутрішнє тертя виникає в рідині внаслідок взаємодії молекул і має місце усередині рідини між шарами з різними швидкостями руху. Наприклад, безпосередньо біля стінки труби швидкість течії рідини дорівнює нулю, а на осі труби вона максимальна.

Об'єм рідини, що протікає по трубі за час t визначається рівнянням Пауазейля:

$$V = \frac{\pi \Delta p t R^4}{8 \eta l},$$

де R – радіус труби з гладкими стінками; Δp – різниця тисків на кінцях труби; t – тривалість протікання рідини; l – довжина труби; η – динамічна в'язкість, яка різко зменшується з підвищенням температури у відповідності з експоненціальним законом.

Коли швидкість течії перевищує деяке критичне значення, рідина або газ починають рухатися турбулентно. Виникають вихори, а отже і сили, які перешкоджають течії.

У розрахунках різноманітних задач гідро- та аеродинаміки використовують так зване число Рейнольдса:

$$Re = \frac{R \rho v}{\eta},$$

де R – радіус труби; v – швидкість тіла відносно середовища; η – динамічна в'язкість; ρ – густина рідини.

За малої швидкості, тобто у разі малого числа Рейнольдса, течія будь-якої рідини або газу буде ламінарною. Якщо швидкість підвищується і досягає критичного значення $v_{кр}$ (відповідно число Рейнольдса $Re_{кр}$), то ламінарна течія змінюється на турбулентну.

Критичне значення числа Рейнольдса для потоку у гладких трубах складає $Re_{кр} \approx 1160$. Це значення дуже залежить від якості поверхні труб.

Приклад: Для площі поглинача в $4,8 \text{ м}^2$ (2 колектора по 30 труб) необхідна об'ємна витрата складає $40 \text{ л / год} \cdot \text{м}^2$, тобто 192 л / год або $3,2 \text{ л / хв}$. Це значення повинне досягатися у разі продуктивності насоса 100 %. Регулювання може бути виконане за допомогою ступенів продуктивності насоса.

Теплові характеристики колекторів. При визначених рівнях випромінювання і температури навколишнього середовища ефективність роботи сонячного колектора залежить від його конструкції, матеріалів, з яких він виконаний, а також від умов експлуатації, тобто від інтенсивності протока теплоносія, його вхідної температури.

Мірою ефективності є тепловий ККД колектора, який визначається відношенням корисної енергії, що забирається циркулюючим через колектор теплоносієм, до променевої енергії, яка досягає його зовнішньої поверхні. Коефіцієнт корисної дії в першому наближенні можна розрахувати за допомогою рівняння:

$$\eta = \eta_0 - \frac{k\Delta T}{G}$$

або з більш високою точністю за допомогою рівняння:

$$\eta = \eta_0 - \frac{k_1\Delta T}{G} - \frac{k_2\Delta T^2}{G},$$

де η_0 номінальний ККД колектора у разі нормальних умов; ΔT – різниця між середньою температурою теплоносія в колекторі та температурою навколишнього повітря ($^{\circ}\text{C}$); G – густина потоку променевої енергії, яка досягає фронтальної поверхні колектора, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$; k, k_1, k_2 – коефіцієнти, які залежать від типу колектора, його

конструкції і теплоізоляції; $\frac{\Delta T}{G}$ – показник, що характеризує умови експлуатації колектора і впливає на ефективність (ККД) роботи колектора (так звана редуційована температура). Виробник повинен надати споживачу інформацію про колектор у формі діаграм або у вигляді коефіцієнтів наведених вище рівнянь.

Для систем сонячних колекторів, які використовуються для нагріву води (гаряче водопостачання) і працюють цілорічно, треба враховувати наступне. Весною, восени або взимку, за невисокої густини променевої енергії і дуже низької температури повітря (великі значення редуційованої температури), теплові втрати можуть бути значними, особливо якщо коефіцієнти тепловтрат великі. Плоскі колектори з більшим нахилом лінії ККД (характеристика III, рис. 3.24) в таких системах краще не встановлювати. Приблизні характеристики сонячних колекторів, які отримані в лабораторних умовах з густиною сонячного випромінювання $700 \left(\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2} \right)$ показані на рис. 3.24.

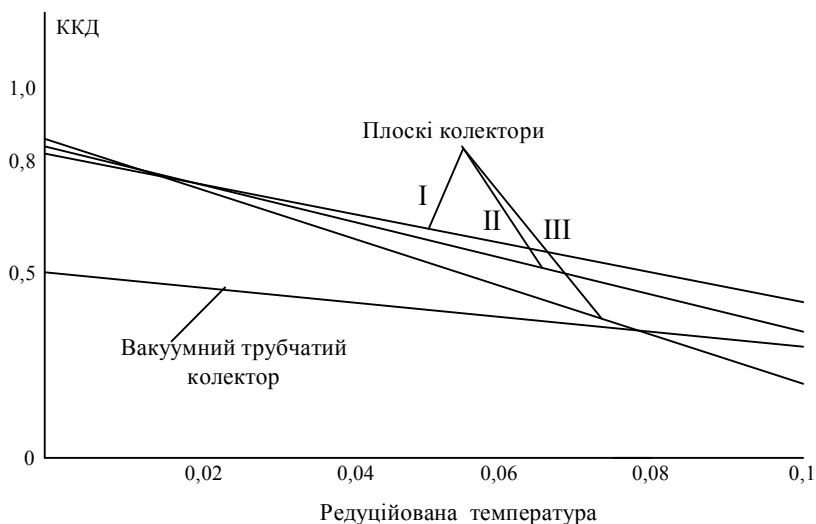


Рис. 3.24. Залежність ККД для одного вакуумного трубчатого і трьох плоских сонячних колекторів

В той же час вакуумні колектори з невеликими тепловтратами (невеликий нахил кривої ККД) мають більш низький ККД і, як правило, є дуже дорогими. Колектори, які використовуються тільки літом, можуть мати більш високі теплові втрати, тобто мати високі значення коефіцієнта k . Колектори, в яких теплові втрати незначні (наприклад, вакуумні), можна використовувати в системах опален-

ня, в тому числі за низької зовнішньої температури. Перед їх встановленням необхідно дуже ретельно виконати техніко-економічний аналіз.

Розташування абсорбера у вакуумній трубці понижує тепловтрати колектора. Але треба враховувати, що сонячні промені падають не перпендикулярно поверхні колектора. У звичайних умовах експлуатації кут падіння променів є змінним, тому ефективність роботи колектора може дуже відрізнятись від тієї, яку очікуємо.

Вакуумні трубчаті колектори (у порівнянні з плоскими) мають більш низький коефіцієнт тепловтрат, але в той же час мають не дуже гарні характеристики проникання сонячного випромінювання через скляні циліндричні поверхні. Тому у визначеному діапазоні кута падіння сонячних променів їх абсорбери поглинають набагато менше сонячної енергії, ніж абсорбери плоских колекторів, які працюють в тих же умовах. Але вакуумні трубчаті колектори мають досить високу ефективність у зимовий період.

В умовах невеликої густини променевої енергії вакуумні колектори можуть виробляти більше теплової енергії, ніж плоскі. Від пізньої осені і до ранньої весни, коли система колекторів працює в умовах низької температури, тепловтрати вакуумних колекторів невеликі. Переваги ж плоских колекторів, які мають більш високий ККД в літній період, не мають великого значення, тому що система колекторів і так виробляє в цей час енергію з надлишком.

Аналіз річної продуктивності цих систем показує, що продуктивність вакуумних колекторів на декілька десятків відсотків вища порівняно з плоскими. Але всі переваги можуть не компенсувати їх більш високу вартість. Також слід прийняти до уваги практичний бік питання – на вакуумних колекторах (через менші теплові втрати) триваліше, ніж на плоских тримається шар снігу.

Плоскі колектори дуже відрізняються за кількістю тепловтрат (різні кути нахилу ліній ККД). Різниця невелика тільки для невеликих значень редуційованої температури, характерних для умов роботи колектора, що нагріває воду, наприклад, у басейні. В цьому випадку через колектор проходить великий потік води, але її необхідно підігріти всього на кілька градусів. Отже значення редуційованої температури є невеликим, а ефективність буде високою. Тому вирішальними факторами у разі вибору будь-якого із розглянутих

колекторів, які використовуються тільки для нагріву води у басейні, повинні бути ціна і міцність, а не ефективність.

Теплові характеристики сонячних колекторів та їх ціна є критеріями, на основі яких треба робити вибір. Однак не треба забувати, що в деяких умовах експлуатації систем колекторів енергетичні вигоди від використання таких систем можуть не залежати від виду колекторів.

3.5 Сонячні електростанції, що використовують фотобатареї

Структури сонячних електростанцій цього типу дуже поширені, оскільки в загальному випадку СЕС складається з великої кількості окремих модулів (фотобатарей) різної потужності і вихідних параметрів. Такі СЕС широко застосовуються для енергозабезпечення як малих, так і великих об'єктів (приватні котеджі, пансіонати, санаторії, промислові будівлі, тощо). Встановлювати фотобатареї можна практично скрізь, починаючи від покрівлі і фасаду будівлі і закінчуючи спеціально виділеними територіями рис. 3.25.



Рис. 3.25. Фотобатареї

Перетворення сонячної енергії в електричну здійснюється в фотоелектричних перетворювачах (ФЕП) з використанням фото ефекту, який виникає в неоднорідних напівпровідникових структурах під впливом сонячного випромінювання. Неоднорідність структури ФЕП можна отримати легуванням одного і того ж напівпровідника різними домішками (створення $p-n$ переходів) або шляхом з'єднання різних напівпровідників з неоднаковою шириною забороненої зони (створення гетеропереходів), або ж за рахунок зміни хімічного складу напівпровідника, що призводить до появи градієнта ширини забороненої зони (створення варізонних структур). Можливі також різні комбінації таких способів.

Ефективність перетворення залежить від електрофізичних характеристик неоднорідної напівпровідникової структури, а також оптичних властивостей ФЕП, серед яких найбільш важливу роль відіграє фотопровідність, обумовлена явищами внутрішнього фото ефекту в напівпровідниках під час опромінювання їх сонячним світлом. Фотоелектричні перетворювачі працюють за принципом внутрішнього фото ефекту, при якому фотони, які поглинаються в базовому шарі ФЕП, передають свою енергію безпосередньо електронам.

Фотоелектричний ефект з'являється у напівпровідникових структурах за наявності в них енергетичного бар'єру. Енергетичний бар'єр в більшості ФЕП являє собою внутрішнє електричне поле, яке з'являється на границі двох напівпровідникових матеріалів, які відрізняються типом електропровідності: електронної (n типу) та діркової (p типу). У разі поглинання фотонів здійснюється генерація нерівноважених електронно-діркових пар, розділення яких електричним полем приводить до формування фото-ЕРС (ЕРС – електронно-рушійна сила), яка існує до тих пір, поки напівпровідникова структура освітлюється сонячним випромінюванням, рис. 3.26.

Розглянемо це питання більш докладніше. Принцип роботи ФЕП можна пояснити на прикладі перетворювачів з $p-n$ переходом, які широко застосовуються в сучасній сонячній та космічній енергетиці. Електронно-дірковий перехід створюється шляхом легування пластинки монокристалічного напівпровідникового матеріалу з певним типом провідності домішкою, що забезпечує створення поверхневого шару з провідністю протилежного типу. Концентрація легуючої домішки в цьому шарі повинна бути значно вище, ніж концентрація домішки в базовому (первинному монокристалі) ма-

теріалі, щоб нейтралізувати наявні там основні вільні носії заряду і створити провідність протилежного знака. У границі n - і p -шарів в результаті перетікання зарядів утворюються збіднені зони з некомпенсованих об'ємних позитивних зарядів в n -шарі і об'ємним негативним зарядом в p -шарі. Ці зони в сукупності і утворюють p - n перехід. Потенційний бар'єр, що виникає на переході (контактна різниця потенціалів) перешкоджає проходженню основних носіїв заряду, тобто електронів з боку p -шару, але безперешкодно пропускає неосновні носії в протилежних напрямках. Ця властивість p - n переходів і визначає можливість отримання фото-ЕРС при опромінюванні ФЕП сонячним світлом. Створені світлом в обох шарах ФЕП носії заряду (електронно-діркові пари) розділяються на p - n переході: неосновні носії (електрони) вільно проходять через перехід, а основні (дірки) затримуються. Таким чином, під дією сонячного випромінювання через p - n перехід в обох напрямках буде протікати струм неосновних носіїв заряду-фотоелектронів і фотодірок, що як раз і потрібно для роботи ФЕП. Якщо тепер замкнути зовнішнє коло, то електрони з n -шару, зробивши роботу на навантаженні, будуть повертатися в p -шар і там рекомбінувати (об'єднуватися) з дірками, що рухаються усередині ФЕП в протилежному напрямку. Для збору та відведення електронів в зовнішнє коло на поверхні напівпровідникової структури ФЕП є контактна система. На передній, освітленій поверхні перетворювача контакти виконуються у вигляді сітки або гребінки, а на тильній можуть бути суцільними.

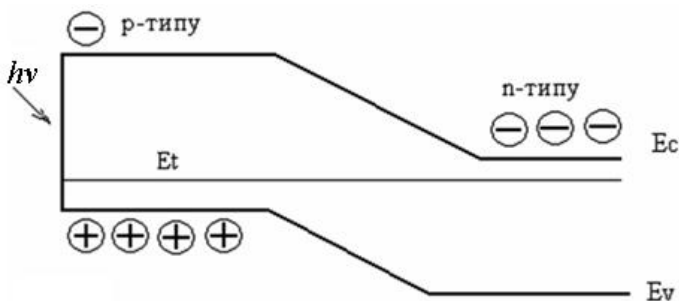


Рис. 3.26. Схема внутрішнього фотоелектричного ефекту в напівпровідниковій структурі: $h\nu$ – енергія падаючого фотону; E_t – рівень Фермі; E_v – верхня границя валентної зони; E_c – нижня границя зони провідності

Основні втрати енергії в ФЕП пов'язані з:

- відбиттям сонячного випромінювання від поверхні перетворювача;
- проходженням частки випромінювання через ФЕП без поглинання в ньому;
- розсіюванням надлишкової енергії фотонів на теплових коливаннях решітки;
- рекомбінацією фотопар, які утворилися на поверхні і в об'ємі ФЕП;
- внутрішнім опором перетворювача.

Залежно від матеріалу, конструкції і способу виробництва прийнято розрізняти три типи ФЕП на основі:

- пластин кристалічного кремнію;
- тонких плівок;
- органічних і неорганічних матеріалів.

ФЕП першого типу. Дані ФЕП на сьогоднішній день набули найбільшого поширення. В останні роки виробникам вдалося скоротити собівартість їх виробництва, що забезпечило зміцнення їх позицій на світовому ринку.

Матеріали, з яких виготовляються ФЕП першого типу:

- монокремній (mc-Si);
- мультікремній (m-Si);
- на основі GaAs;
- гіббон-технології (EFG, S-web);
- тонкошаровий полікремній (Arex).

ФЕП другого типу. Технологія випуску тонкоплівкових ФЕП використовує вакуумний метод нанесення шарів. Вакуумна технологія у порівнянні з технологією виробництва кристалічних ФЕП використовує менше енергії і характеризується меншим обсягом капітальних вкладень. Вона дозволяє випускати гнучкі дешеві ФЕП великої площі, проте коефіцієнт перетворення у таких елементів нижчий порівняно з ФЕП першого типу.

Матеріали, з яких виготовляються ФЕП другого типу:

- аморфний кремній (a-Si);
- мікро- і нанокремній ($\mu\text{c-Si}/\text{nc-Si}$);
- кремній на склі (CSG);
- теллурид кадмію (CdTe);
- діселенід міді-(індію-) галію (CI (G) S).

ФЕП третього типу. Ідея створення ФЕП третього типу полягала в подальшому зниженні їх собівартості шляхом використання дешевих полімерів і електролітів. В даний час основна частина проектів в області ФЕП третього покоління знаходяться на стадії досліджень

Матеріали, з яких виготовляються ФЕП третього покоління:

- фотосенсібілізовані барвником (DSC);
- органічні (OPV);
- неорганічні (CTZSS).

Для підвищення ефективності перетворення сонячної енергії ФЕП розробляються на основі каскадних багат шарових структур. ФЕП збираються в модулі, які комплектуються інверторами струму, акумуляторами і іншими елементами електричної і механічної підсистем.

Залежно від області застосування розрізняють наступні види сонячних систем:

- приватні станції малої потужності, що розміщуються на дахах будинків;
- комерційні станції малої і середньої потужності, що розташовуються як на дахах, так і на землі;
- промислові сонячні станції, що забезпечують енергопостачання багатьох споживачів.

СЕС з параболічними концентраторами. У цих установках використовуються параболічні дзеркала, які концентрують сонячне світло на приймальних трубках, що містять рідину як теплоносії (рис. 3.27, а). Ця рідина нагрівається майже до 400°C і прокачується через ряд теплообмінників, при цьому утворюється перегрітий пар, який приводить у рух звичайний турбогенератор для виробництва електрики. Для зниження теплових втрат приймальну трубку може оточувати прозора скляна трубка, яка поміщається уздовж фокусної лінії циліндра. Як правило, такі установки включають в себе однооснові або двоосні системи спостереження за Сонцем.

Параболічні концентратори мають форму параболоїда обертання. Параболічний відбивач управляється по двох координатах при стеженні за сонцем. Енергія сонця фокусується на невеликій площі. Дзеркала відбивають близько 92 % падаючого на них сонячного випромінювання. У фокусі відбивача на кронштейні (рис. 3.27, б) закріплений двигун Стірлінга, або фотоелектричні елементи. Дви-

гун Стірлінга розташовується таким чином, щоб область нагріву знаходилася у фокусі відбивача. В якості робочого тіла двигуна Стірлінга використовується, як правило, водень, або гелій.

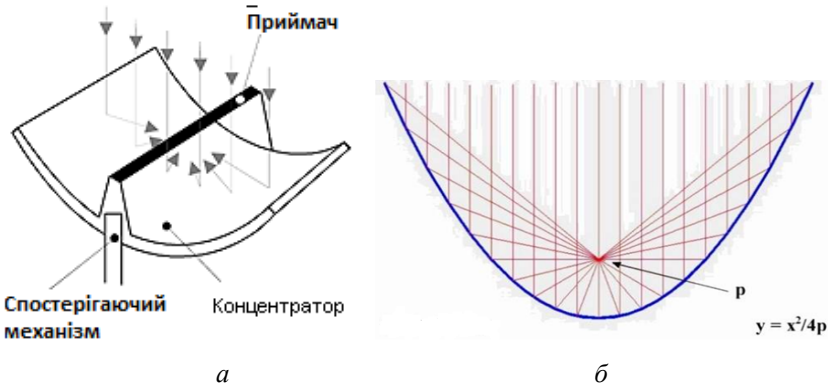


Рис. 3.27. Схема параболічного концентратора

Побудовані у 80-х роках в південно-каліфорнійській пустелі дев'ять таких систем утворюють найбільше на сьогоднішній день підприємство із виробництва сонячної електрики. Ці електростанції поставляють електрику в комунальну електромережу Південної Каліфорнії. Наприклад, сонячна електрогенеруюча система «Solar Electric Generating System I» (SEGS I) має потужність 13,8 МВт, рис. 3.28. У приймальних трубках масло нагрівається до температури 343° С з метою утворення пари для виробництва електрики. Конструкція «SEGS I» забезпечує шість годин акумулювання тепла. У ній застосовувалися печі на природному газі, які використовувалися в разі відсутності сонячної радіації. Побудовані аналогічні електростанції «SEGS II–VII» потужністю 30 МВт і «SEGS VIII і IX», кожна потужністю 80 МВт.

Розглянуті СЕС мають вищу вартість, ніж сонячні електростанції баштового і тарілчастого типу, в основному, через більш низьку концентрацію сонячного випромінювання, а значить, більш низькі температури і мають відповідно меншу ефективність. Однак, за умови накопичення досвіду експлуатації, поліпшення технології та зниження експлуатаційних витрат параболічні концентратори можуть бути найнадійнішою технологією найближчого майбутнього.



Рис. 3.28. Параболічні концентратори

3.6 Комплекс технічних засобів у сонячних енергетичних установках

Сонячні елементи. Пристрої для безпосереднього перетворення світлової енергії в електричну називаються фотоелементами.

Фотоелементи виготовляються з неоднорідних напівпровідникових матеріалів, основним з яких на сьогоднішній день є кремній. Принцип дії таких елементів заснований на явищі внутрішнього фотоелектричного ефекту, при якому під впливом сонячного випромінювання між двома напівпровідниками з різними електричними властивостями виникає електричний струм, рис. 3.29.

Неоднорідність напівпровідників виникає у разі додавання різних домішок до одного і того ж напівпровідника.

Сукупність з'єднаних між собою фотоелектричних сонячних елементів, що мають вихідні клеми для підключення навантажень, називається фотоелектричним модулем (рис. 3.30). У разі з'єднання модулів один із одним, варіюючи їх потужностями і кількістю, можна створювати фотоелектричні станції із заданими параметрами.

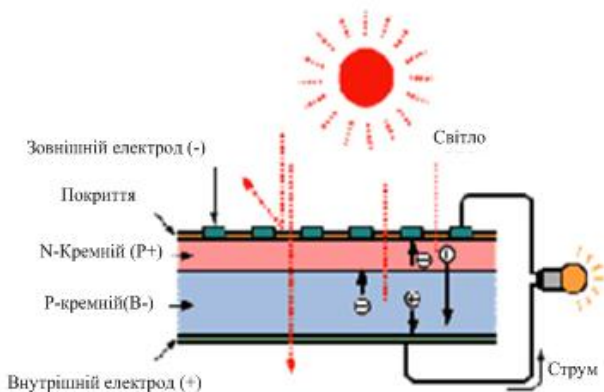


Рис. 3.29. Фотоелемент

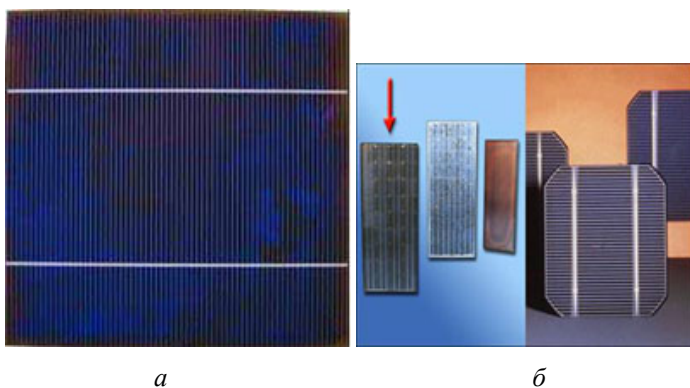


Рис. 3.30. Фотоелемент (а) та модулі (б) з монокристалічного кремнію

Для будь-якого перетворювача одного типу енергії в другий основною характеристикою використання є ККД. Коефіцієнт корисної дії перетворення сонячної енергії визначається відношенням електричної потужності, яка створюється під час роботи ФЕП до потужності сонячного випромінювання, яке поступає на його поверхню за стандартної густини сонячного випромінювання 1 кВт/м^2 . Так, наприклад, при ККД 10 % із 1 м^2 ФЕП можна отримати 100 Вт електричної потужності. За своїм конструктивно-технологічним рішенням фотоелектричні перетворювачі є науковесними виробами електронної техніки. Перші надійні та довговічні ФЕП були

виготовлені на основі монокристалічного кремнію для електрозабезпечення космічних апаратів.

Коефіцієнт корисної дії фотоелектричних установок складає на сьогоднішній день в середньому 10 %, ККД ж окремо взятих фотоелементів може доходити до 20 і більше відсотків. У лабораторних умовах вже досягнутий ККД елементів 40 %

Кремній і зараз залишається основним матеріалом для виробництва фотоелементів. Модулі з моно- або полікристалічного кремнію становлять близько 80 % усіх вироблених модулів, решта 20 % – модулі з аморфного кремнію. Кристалічні фотоелементи – це найбільш поширений тип фотоелементів, зазвичай вони мають синій з відблиском колір. Аморфні або некристалічні фотоелементи міняють колір залежно від кута зору.

Коефіцієнт корисної дії першого елемента складав всього 1–2 %, однак початок ери сонячної енергетики було покладено. Пошуки нових матеріалів і розвиток технологій привели до винаходу кремнієвих сонячних перетворювачів, що стали попередниками сучасних фотоелементів. Протягом ще майже ста років розвиток сонячної енергетики переживало то злети, то падіння і лише енергетична криза 1973–1974 років дала поштовх до масового запуску програм з використання фотоелементів. Тільки в США було встановлено понад 3100 сонячних фотоелектричних систем, багато з яких і в даний час успішно експлуатуються.

Найбільше значення ККД перетворення сонячної енергії мають монокристалічні елементи (біля 14%). Строк їх служби майже 20 років. Технологія виготовлення надчистого кремнію, який є базовим матеріалом для монокристалічних фотоелементів, добре засвоєна і відпрацьована. Головний недолік таких елементів – висока вартість, 50–70 % якої становить ціна самого кремнію. Зниження потужності під час затемнення або значної хмарності також є суттєвим недоліком фотоелементів.

Модулі з полікристалічного кремнію мають меншу ефективність порівняно з монокристалічними (ККД становить 10–12 %) і мають менший ресурс – до 10 років, але вартість їх менша за рахунок меншої витрати енергії під час виготовлення. До того ж, потужність полікристалічних фотоелементів залежить від затемнення в меншій мірі, ніж монокристалічних. Утворення полікристалічного кремнію відбувається при повільному охолодженні кремнієвого розплаву.

Менша ефективність пояснюється наявністю усередині кристала областей, відокремлених своєрідними зернистими кордонами, які перешкоджають більш високій продуктивності елементів.

Модулі з аморфного кремнію ще менш ефективні, ніж з кристалічного кремнію, до того ж менш довговічні. Однак низьке енергоспоживання, простота виробництва і невисока їх вартість, можливість виробництва великих за розмірами елементів робить модулі з аморфного кремнію досить поширеними. Шар кремнію в них складає всього 0,5–1,0 мкм проти 300 мкм в кристалічних елементах. Їх сфера застосування значно ширша, ніж кристалічних; можна, наприклад, виготовляти гнучкі фотоелектричні модулі для нестандартних елементів дахів і т. ін., але ККД їх невеликий – всього 6–8 %. Аморфний кремній досить широко застосовується при виробництві годинників і калькуляторів, однак для установок великої потужності він непридатний внаслідок меншої стабільності. Матеріали, які використовуються під час виготовлення модулів з аморфного кремнію, абсолютно нешкідливі в екологічному відношенні. Такі модулі ефективні навіть в умовах слабкої освітленості і краще захищені від агресивного впливу зовнішніх факторів.

Кремній – друга за поширеністю речовина на Землі. Зустрічається кремній найчастіше у вигляді діоксидів, які можна побачити практично повсюдно: це звичайний пісок, кварц, кремій та інші мінерали. Однак для виготовлення фотоелементів потрібен кремій високого ступеня очищення, але технології такої очистки досить складні, трудомісткі і дорогі. Це викликає порівняно високу ціну кінцевого продукту. Фотоелемент – це основна частина сонячної батареї, від якої залежить як ефективність роботи сонячної енергосистеми, її терміни служби і умови роботи, так і вартість енергії, яка виробляється, і терміни окупності системи. Кристалічні кремнієві фотоелементи вже багато років успішно виробляють енергію на космічних станціях і системах електропостачання на Землі.

В даний час фотоелементи виготовляються з самих різних матеріалів, основними з яких є кремій (Si) і арсенід галію (GaAs), чимало й нових технологій їх виготовлення. Однак незмінним залишається основний принцип їх дії, який полягає у використанні явища фотоефекту в неоднорідних напівпровідникових структурах під впливом квантів сонячного світла. Класичний кремнієвий фотоелемент складається з двох напівпровідникових пластин, внутрі-

шня з яких виготовляється з кремнію високого ступеня очищення, який пройшов декілька етапів обробки, а зовнішня – з, так званого, «забрудненого кремнію», отриманого з такого ж основного матеріалу з додаванням точно розрахованого кількості спеціальних домішок (наприклад, фосфору). Збільшення ефективності фотоелементів, що є основним завданням дослідників і вчених, що займаються проблемами сонячної енергетики, багато в чому залежить від вдосконалення матеріалу двох шарів напівпровідників. Арсенід галію, що використовується поряд з кремнієм для виготовлення фотоелементів, більш ефективний (ККД близько 28 %), ніж кремній (ККД в середньому 17 %), однак набагато більші витрати на його виробництво і недостатнє освоєння технологій, дозволяють кремнію залишатися основним матеріалом для виготовлення сонячних елементів.

Сонячні елементи бувають двох типів: *n*-типу, у яких тильна сторона є мінусовим контактом, а лицьова, тобто робоча – плюсовим, і елементи *p*-типу з протилежним розташуванням контактів. Електрон під впливом фотона світла, що потрапляє на зовнішню *n*-пластину, що має надлишок електронів, збуджується і перескакує на внутрішню *p*-пластину з нестачею електронів. В результаті виникає спрямований рух електронів, тобто електричний струм. Таким чином, під впливом світлового випромінювання виникає постійний струм силою близько 0,5 ампер. Одиничний фотоелемент підтримує певну силу струму при заданій напрузі і використовувати його можна так само, як і інші джерела електроенергії. Різниця лише в тому, що в фотоелементах неможливе коротке замикання. Сила струму пропорційна світловій енергії (кількості квантів світла). У фотоелектричних системах напруга майже постійна, а сила струму пропорційна розмірам фотоелементів і інтенсивності падаючого на них світла.

Типову конструкцію сучасного ФЕП на основі *pSi-nSi* показано на рис. 3.31. Коефіцієнт корисної дії таких ФЕП складає 14 %. При цьому напруга холостого ходу дорівнює 0,6 В, а густина струму короткого замкнення досягає 40 мА / м².

Оскільки для роботи більшості споживачів необхідні більш високі значення напруги та струму, то ФЕП паралельно-послідовно збираються в сонячні модулі потрібної потужності та вихідної напруги.

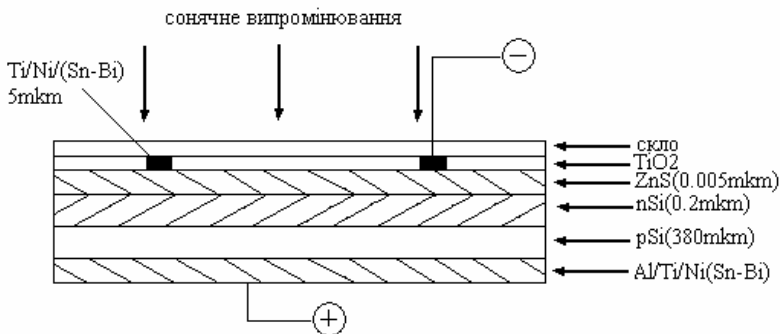


Рис. 3.31. Типова конструкція ФЕП на основі монокристалу кремнію

Такі модулі визначаються високою ціною пластин монокристалічного кремнію товщиною 300–500 мкм, які використовуються в його конструкції. Такі пластини Si отримують розрізанням вирощеного при температурі більше 1000° С монокристалічного циліндра діаметром до 150 мкм. При розрізанні на пластини майже половина цього дорогого матеріалу йде в стружку, тому ФЕП на основі монокристалів Si використовують переважно для апаратів космічного призначення. При виробництві монокристалічних кремнієвих ФЕП витрачається така кількість енергії яка не окуплюється на протязі часу їх використання (20–25 років).

Фотоелектричний перетворювач на основі вирощуваної полікристалічної кремнієвої плівки є найбільш привабливим, не зважаючи на більш низьке ККД, оскільки на протязі їх використання вони виробляють електроенергії значно більше, ніж було витрачено на їх виробництво. Найбільш перспективними вважаються тонкі плівкові ФЕП, низька ціна яких під час масового виробництва і при достатній ефективності визначається зменшенням товщини ФЕП у 100 разів. Найбільшу ефективність показують сонячні елементи на основі плівок напівпровідникових полікристалічних з'єднань Cu(IGa) Se₂, Cd Te, які виготовляють із плівок товщиною декілька мікрон та гідрогенізованого аморфного кремнію. Типове конструктивно-технологічне виконання таких ФЕП показано на рис. 3.32.

Зменшення освітленості (наприклад, за рахунок хмарності) призводить до зниження вихідної потужності фотоелемента вдвічі і більше. Характеристики кремнієвих фотоелементів мають неліній-

ний характер і закон Ома в його звичайному вигляді для них непридатний. Графічно поведінку фотоелектричних перетворювачів відображено за допомогою вольт-амперних характеристик, рис. 3.33.

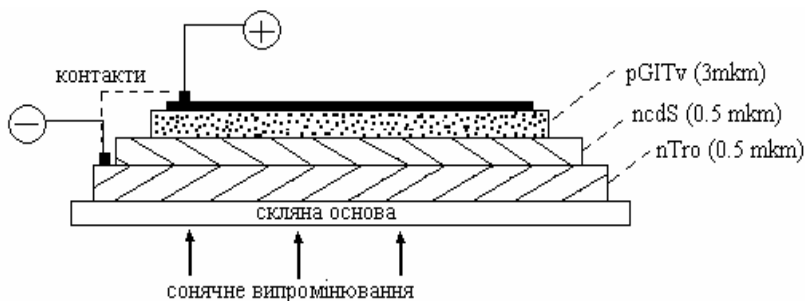


Рис. 3.32. Схема тонкоплівкового фотоелектричного перетворювача

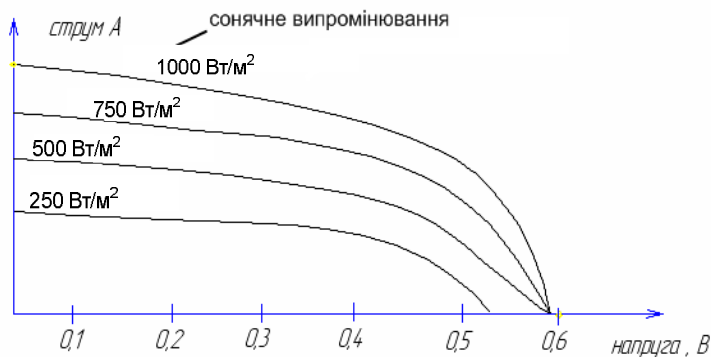


Рис. 3.33. Вольт-амперна характеристика ФЕП

Під час монтажу модуля слід звернути особливу увагу на вихідні параметри елементів, оскільки розкид по вихідному струму може призвести до значного падіння ефективності модуля. Напруга холостого ходу, яка виробляється окремо взятим фотоелементом, незначно відрізняється від аналогічного параметра інших елементів у тій же серії і не залежить від площі елемента. Струм, як вже відзначалося, залежить від інтенсивності освітлення і площі фотоелемента.

Елемент стандартного розміру 100×100 мм, який в 100 разів більший за площу елемента 10×10 мм, за однієї й тієї ж освітленості утворює струм у 100 разів більший. Навантажуючи елемент, можна отримати графік залежності вихідної потужності від напруги, рис. 3.34.

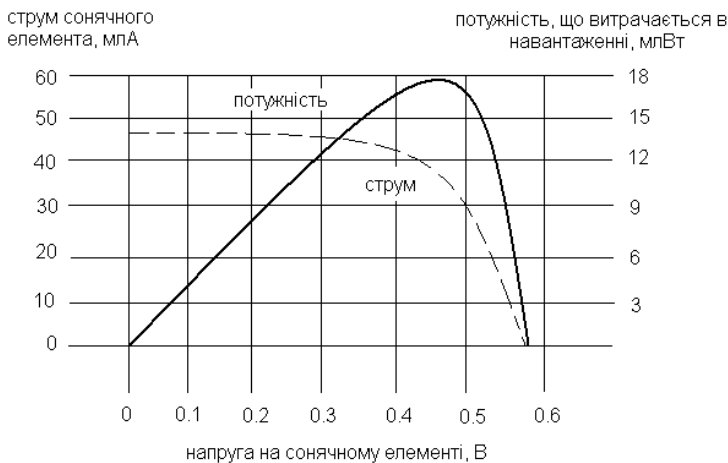


Рис. 3.34. Графік залежності вихідної потужності фотоелемента від напруги

Максимальна або пікова потужність елемента відповідає робочій напрузі, яка дорівнює приблизно 0,47 В (тому для отримання достовірної оцінки якості фотоелемента його необхідно навантажити таким чином, щоб вихідна напруга дорівнювала значенню 0,47 В).

Температура нагріву елементів також впливає на ефективність їх роботи. Нагрівання елемента на кожен градус понад 25°C викликає втрату напруги на 0,002 В. Вольт-амперні характеристики (ВАХ) елемента при температурах 25 і 60°C показані на рис. 3.35.

З графіка видно, що температурний коефіцієнт струму, на відміну від напруги, позитивний і дорівнює $0,7\% / ^{\circ}\text{C}$. Середній ККД фотоелемента знаходиться в діапазоні 12–18 %, що означає генерацію елементом розмірами 100×100 мм при стандартних умовах 1,2...1,8 Вт електричної потужності. Стандартними умовами (STC – Standart Test Conditions) для елементів є наступні параметри:

- освітленість – 1000 Вт/м^2 ;

- температура – 25° С;
- спектр – АМ 1,5 (спектр на широті 45°).

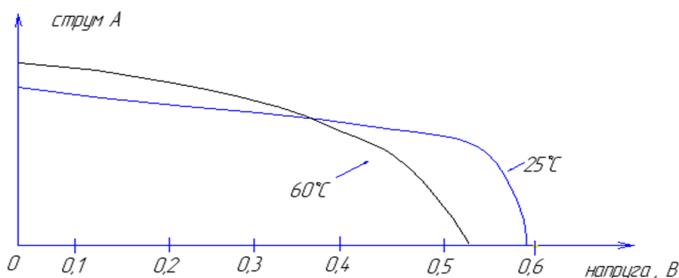


Рис. 3.35. Вплив зміни температури на ВАХ сонячного елемента

У світі прийнятий наступний ряд стандартних типорозмірів сонячних елементів: 100×100 мм, 125×125 мм, 156×156 мм, а також частки цих елементів, одержувані лазерною різкою. Частки елементів необхідні для складання модулів малої потужності. Крім розміру, фотоелементи можуть мати різну конфігурацію. Зазвичай вироблені кремнієві пластини для фотоелементів мають форму диска, що незручно при збірці модулів. Тому, для більш ефективного заповнення площі сонячного модуля і зручності складання, кремнієві пластини обрізають у вигляді восьмигранника зі злегка закругленими кутами, або прямокутника. Висока вартість сонячних батарей і досить тривалий термін окупності є основними стримуючими факторами розвитку сонячної енергетики. Тонкоплівкові елементи можуть стати альтернативою дорогим кремнієвим елементам. Вартість їх майже в два рази нижче за рахунок меншої матеріаломісткості та використання в якості напівпровідників більш дешевих сполучень

Найпоширенішими видами тонкоплівкових фотоелементів є фотоелементи з аморфного кремнію, а також елементи *CIS (CIGS)* і *CdTe* технології.

CIS (CIGS) фотоелементи. У цьому типі фотоелементів кремній не використовується взагалі. Основою *CIS* фотоелементів є сполуки селену з міддю і індієм, а в *CIGS* фотоелементах присутній ще і галій. Вони мають на сьогоднішній день найвищий ККД серед тонкоплівкових фотоелементів (близько 11 %) і набагато ефективніше кристалічних елементів при розсіяному сонячному світлі. *CIS* і

CIGS фотоелементи мають властивість збільшувати свою потужність при знаходженні під сонцем без навантаження, так званим ефектом «світлового насичення», тоді як кристалічні фотоелементи при тривалому впливі сонячного випромінювання поступово деградують

CdTe фотоелементи складаються із сполучень кадмію і телуру (ККД близько 9 %). Кадмій є токсичною речовиною і, тим не менш, багато років знаходить своє застосування в звичайних батарейках. Виробники, однак, запевняють, що частка кадмію в *CdTe* фотоелементах настільки мала, що ніякої загрози здоров'ю людини та навколишньому середовищу не становить. Крім описаних типів фотоелементів, існують менш поширені розробки – це арсенід-галієві гетерофотоперетворювачі, експерименти в області сенсibiliзованих фарб і органічних фотоелементів.

Інвертори. Для перетворення сонячної енергії в електричну необхідні мережеві інвертори. Мережеві, або *grid-tie* інвертори (*GTI*) – це пристрої, які призначені для перетворення постійної напруги від фотоелектричних модулів в змінну і подачі її безпосередньо в мережу 220, або 380 В, рис. 3.36, а.

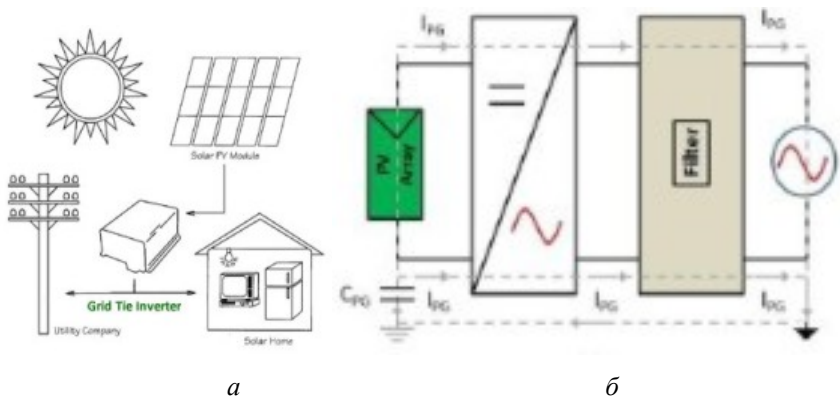


Рис. 3.36. Схема *Grid-tie* інвертора

Grid-tie інвертори є синхронними перетворювачами, оскільки мають синхронізацію вихідної напруги і струму з основною мережею, рис. 3.36, б.

Незалежно від топології, в *grid-tie* інверторі відбувається перетворення постійного струму від фотоелектричних модулів в змінний

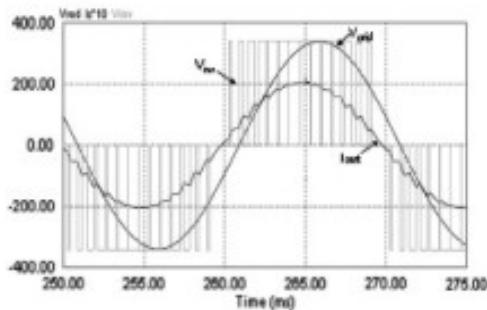
з відповідними значеннями частоти і фази для сполучення з мережею. Перетворення відбувається за допомогою широтно-імпульсної модуляції, рис. 3.37, а.

Принцип роботи системи на *grid-tie* інверторі заснований на перетіканні струму, синхронізованого за частотою і фазою, коли напруга інвертора трохи вища за напругу в мережі. Це досягається шляхом вимірювання і підвищення напруги на виході інвертора до необхідного значення, рис. 3.37, б.

Зауважимо, що якщо вихідна напруга інвертора значно вища, ніж напруга в електромережі, *GTI* буде перевантажений. Якщо вона нижча, *grid-tie* інвертор буде навантаженням мережі, а не джерелом енергії. Для того, щоб обмежити струм до навантаження, яким виступає мережа, на рівні номінальної потужності інвертора, вихідна напруга *grid-tie* інвертора повинна бути трохи вищою, ніж напруга в електромережі.



а



б

Рис. 3.37. Широтно-імпульсна модуляція

Зазвичай є додатковий індуктор (L_{grid}) між виходом GTI і мережею, який «поглинає» зайву напругу змінного струму. Він також зменшує струм гармонік, що генеруються широтно-імпульсним модулятором.

Оскільки мережа виступає в якості джерела з дуже низьким опором, $grid-tie$ інвертор працює як джерело струму, а не джерело напруги

$Grid-tie$ інвертори в цілях безпеки обладнані автоматом захисту: коли мережа виходить з ладу або коли рівні напруги або частоти виходять за допустимі границі, автоматичний вимикач відключає вихід інвертора від мережі, рис. 3.38. Спрацьовування захисту залежить від умов мережі і настройки інвертора.

$Grid-tie$ інвертори для зниження втрат на перетворення постійної напруги в змінну, працюють при високих входних напругах – близько до напруги мережі. Вони мають вбудовану систему стеження за точкою максимальної потужності (Maximum Power Point Tracking).

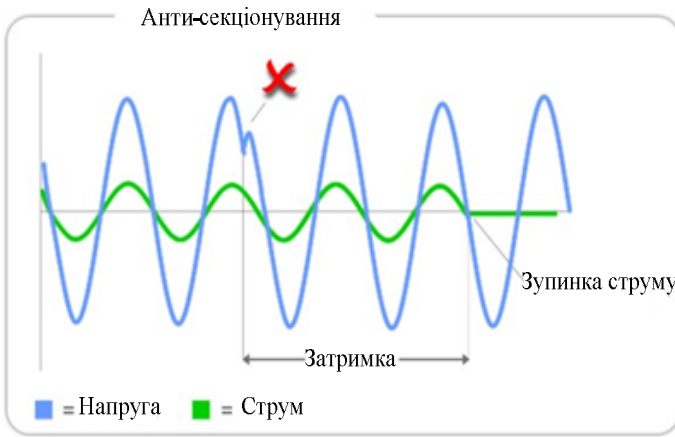


Рис. 3.38. Принцип захисту мережі

Система здатна визначити оптимальне співвідношення напруги і струму, які знімаються з фотомодулів і дозволяє отримувати максимум енергії за будь-яких зовнішніх змін метеорологічних умов, завдяки чому генерація від фотомодулів в мережу відбувається навіть у похмуру погоду, рис. 3.39.

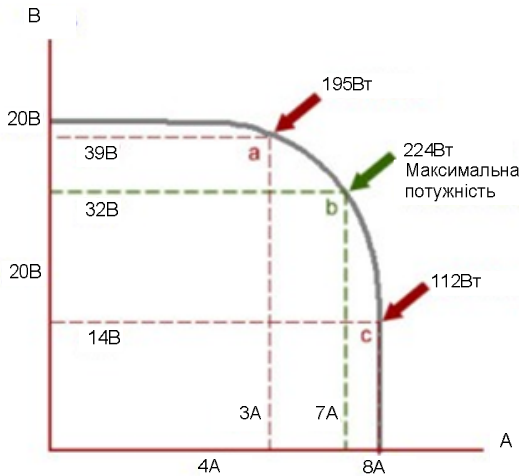


Рис. 3.39. Коригування потужності інвертора

Grid-tie інвертори використовують різні технології перетворення енергії. Вони можуть бути побудовані з високочастотним або низькочастотним трансформатором, або взагалі без трансформатора. В узагальненому варіанті в *GTI* відбувається перетворення струму і напруги, змінних за значенням і формою, до таких значень параметрів, які необхідні для сполучення з мережею. Перетворення відбувається за декілька кроків.

Спрощена схема *grid-tie* інвертора з триступінчатим перетворенням і високочастотним трансформатором показана на рис. 3.40. Її особливістю є низьковольтний вхід і гальванічна розв'язка між входом і виходом завдяки наявності трансформатора.

Повна конструкція *grid-tie* інвертора є значно складнішою: алгоритмом роботи перетворення керує мікроконтролер, є інтегрований захист вхідних і вихідних кіл по постійному і змінному струму, а також пристрої моніторингу та контролю. Можуть встановлюватися інтерфейси передачі даних

Промислові *grid-tie* інвертори використовуються для передачі енергії від фотоелектричних панелей у трифазну мережу. В даний

час для промислового застосування виробляються *grid-tie* інвертори до декількох сотень кіловат. Такі інвертори являють собою перетворювальні станції і будуються за модульним принципом для мінімізації втрат і отримання максимальної ефективності використання сонячної енергії.

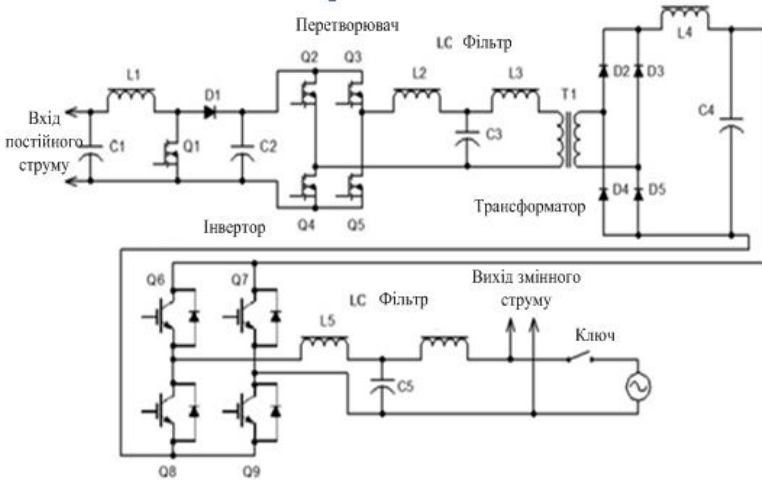


Рис. 3.40. Спрощена схема інвертора

3.7 Ефективність сонячних енергетичних елементів

Фотомодулі складаються з фотоелементів. З енергетичної точки зору найбільш ефективними пристроями для перетворення сонячної енергії в електричну є напівпровідникові фотоелектричні перетворювачі, оскільки це прямий, одноступінчатий перехід до електричної енергії. ККД промислових фотоелементів в середньому становить 16 %, у кращих зразків до 25 %, а у лабораторних умовах вже досягнутий ККД 43,5 %.

Для зменшення всіх видів втрат енергії в ФЕП розробляються і успішно застосовується різні заходи. До їх числа відносяться:

- використання напівпровідників з оптимальною для сонячного випромінювання шириною забороненої зони;
- поліпшення властивостей напівпровідникової структури елемента шляхом її оптимального легування і створення вбудованих електричних полів;

- перехід від гомогенних до гетерогенних і варізонних напівпровідникових структур;
- оптимізація конструктивних параметрів ФЕП (глибини залягання p - n переходу, товщини базового шару, частоти контактної сітки тощо);
- застосування багатофункціональних оптичних покриттів, які забезпечують прозорість, терморегулювання і захист ФЕП від космічної радіації;
- розробка ФЕП, прозорих в довгохвильовій області сонячного спектра за границею основної смуги поглинання;
- створення каскадних ФЕП із спеціально підібраних за шириною забороненої зони напівпровідників, які дозволяють перетворювати в кожному каскаді випромінювання, що пройшло через попередній каскад.

Істотного підвищення ККД ФЕП вдається досягти за рахунок створення перетворювачів з двосторонньою чутливістю (80 % до вже наявного ККД однієї сторони), застосування люмінесцентних перевипромінюючих структур, попереднього розкладання сонячного спектра на дві або більше спектральні області за допомогою багат шарових плівкових світлоділительних пристроїв (діхроїчних дзеркал) з подальшим перетворенням кожної ділянки спектру окремим ФЕП.

Значення коефіцієнтів фотоелектричного перетворення для різних видів ФЕП наведені в табл. 3.2.

Фотоелементи знижують показники своєї продуктивності із підвищенням температури. Всі елементи сонячної панелі пов'язані між собою і коли відбувається часткове затемнення, то це викликає падіння вихідної напруги за рахунок втрат в неосвітлених елементах. Ці елементи починають виступати в ролі паразитного навантаження.

3.8 Розрахунок сонячних енергетичних установок

Пристрій стеження. Пристрій складається з двох частин: механічної та електричної. Перша з них – це механізм, що приводить в рух приймач сонячного випромінювання, друга – це електронна схема, яка керує цим механізмом. Розроблено ряд методів стеження за сонцем. Один з них заснований на кріпленні сонячних елементів на тримачі, паралельному полярній осі. Подібні

пристрої називають екваторіальними системами стеження. Цей термін використовують в астрономії.

Таблиця 3.2

Характеристика напівпровідникових ФЕП

Тип	Коефіцієнт фотоелектричного перетворення, %
Кремневі	
Si (кристалічний)	24.7
Si (полікристалічний)	20.3
Si(тонкоплівкова передача)	16.6
Si (тонкоплівковий субмодуль)	10.4
III. V	
GaAs (кристалічний)	25.1
GaAs (тонкоплівковий)	24.5
GaAs (полікристалічний)	18.2
InP (кристалічний)	21.9
Тонкі плівки халькогенідів	
CIGS (фотоелемент)	19.9
CIGS (субмодуль)	16.6
CdTe (фотоелемент)	16.5
Аморфний / Нанокристалічний кремній	
Si (аморфний)	9.5
Si (нанокристалічний)	10.1
Фотохімічні	
На основі органічних барвників	10.4
На основі органічних барвників (субмодуль)	7.9
Органічні	
Органічний полімер	5.15
Багатошарові	
GaInP/GaAs/Ge	32.0
GaInP/GaAs	30.3
GaAs/CIS (тонкоплівковий)	25.8
a Si/ms-Si (тонкий субмодуль)	11.7

Завдяки обертанню Землі здається, що Сонце рухається по небосхилу. Якщо врахувати це обертання, то Сонце, образно висловлюючись, «зупинилося» б.

Подібним чином діє екваторіальна система стеження. Вона має обертову вісь, паралельну полярній осі Землі. Якщо закріпити за нею сонячні елементи і обертати їх вперед і назад, вийде імітація обертання Землі (рис. 3.41, а).

Кут нахилу осі (полярний кут) визначається географічним положенням і відповідає широті місця, в якому змонтовано пристрій. Наприклад, в місцевості, яка відповідає 40° північної широти, вісь пристрою стеження буде повернена на кут 40° до горизонту (на Північному полюсі вона перпендикулярна поверхні Землі (рис. 3.41, б).

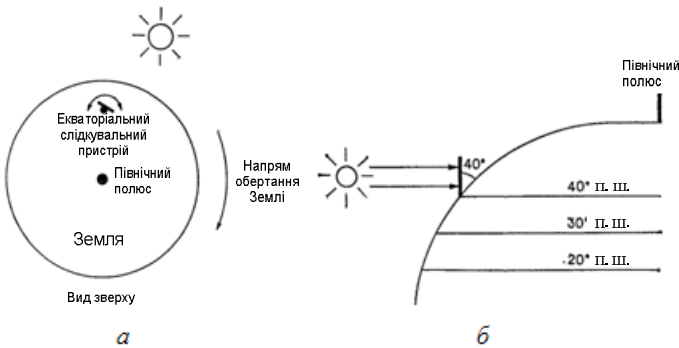


Рис. 3.41. Кут встановлення сонячних фотомодулів

Обертання сонячних елементів на схід чи захід щодо цієї нахиленої осі буде імітувати рух сонця по небосхилу. Якщо повертати сонячні елементи з кутовою швидкістю обертання Землі, можна повністю «зупинити» Сонце. Таке обертання здійснюється механічною системою пристрою стеження. Для обертання сонячних елементів навколо осі необхідно використовувати двигун. У будь-який момент добового руху сонця площа сонячних батарей буде перпендикулярна напрямку сонячних променів.

Електронна частина пристрою стеження видає механізму інформацію про положення Сонця, так що панель встановлюється в потрібному напрямку.

Конструкція геліостата (двовісна система стеження). У пристроях, які називаються екваторіальними системами стеження, кут нахилу осі до землі підтримується постійним. У зв'язку з цим при зміні пір року відбуватиметься постійне зниження ефективності фо-

тоелектричного перетворення. Для отримання максимальної ефективності необхідно вводити додаткове регулювання кута нахилу.

Систему, здатну відстежувати положення сонця в двох площинах, тобто двовісну систему стеження (з двома степенями свободи) часто називають геліостатом.

Геліостат – це змонтований на верхній поверхні опори відбивач (дзеркало) з приводом від мотора, який стежить за сонцем і відбиває його світло в одне і те ж місце. Через складність процесу руху він, як правило, розміщується на вертикальній опорі і приводиться в рух азимутальною системою стеження, яка відрізняється від екваторіальної по ряду істотних ознак

По-перше, опори майже всіх азимутальних систем встановлюються вертикально, рис. 3.42. Вертикальна опора має багато переваг перед нахиленою, яка використовується для полярних систем стеження.

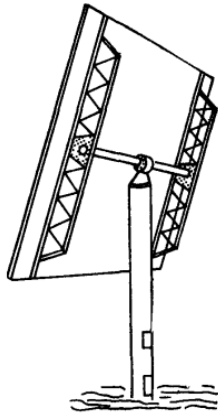


Рис. 3.42. Положення азимутальної системи стеження

Азимутальні системи стеження відрізняються від екваторіальних головним чином тим, що вони одночасно відстежують об'єкт у двох різних площинах. Тому для приводу потрібні два мотори. Один мотор переміщає приймач сонячного випромінювання в горизонтальній площині, інший – у вертикальній. Немає ніякого фіксованого положення або орієнтації. Без будь-яких обмежень азимутальна система може бути направлена в будь-яку точку небосхилу в будь-який момент часу. Очевидно, що для забезпечення подібної

го діапазону переміщень потрібно більш складний пристрій, ніж простий годинниковий механізм. Часто таким складним рухом керує комп'ютер.

Основним елементом системи стеження є світлочутлива головка. Спочатку звернемося до механічних аспектів сонячного датчика. Голівку датчика в розібраному вигляді показано на рис. 3.43, *а*, а в зібраному – на рис. 3.43, *б*.

Чутлива голівка складається з прозорої основи, в центрі якої розташовані чотири світлочутливі датчики, наприклад, інфрачервоні фототранзистори, які розділяються двома тонкими металевими напівкруглими перегородками, так що кожен транзистор знаходиться в своїй окремій секції. Якщо розташувати пристрій так, як показано на рис. 3.44, то коли сонце перебуває в напрямі на північ по відношенню до чутливої голівки, воно висвітлює секції *A* і *B*. Сонячні промені, що падають на чутливу голівку зі сходу, будуть детектовані фототранзисторами *B* і *C*. Якщо сонце знаходиться на північному сході, світло буде потрапляти лише на фотодатчик *B*. Аналогічно можна розглядати будь-які напрямки падаючих променів.

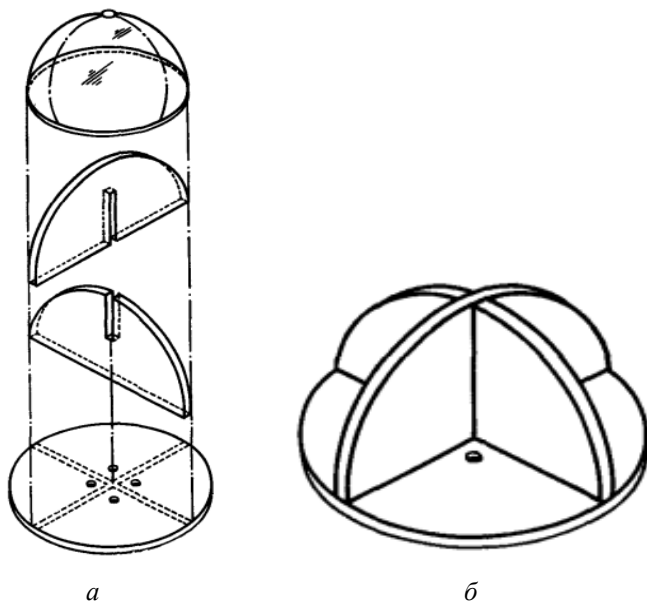


Рис. 3.43. Конструкція світлочутливої головки

Інформація, що надходить з цих чотирьох датчиків, використовується системою для стеження за рухом сонця по небосхилу.

Таку задачу може вирішити схема, що показана на рис. 3.45. Коли фототранзистор Q1 не освітлений, на виході мікросхеми IC2A є напруга високого рівня. Те ж саме справедливо для фототранзисторів Q2, Q3 і Q4: якщо вони не освітлені, на відповідних виходах мікросхеми IC2 є високий потенціал. Саме ці чотири вихідних сигнали будуть використовуватися для керування двома моторами.

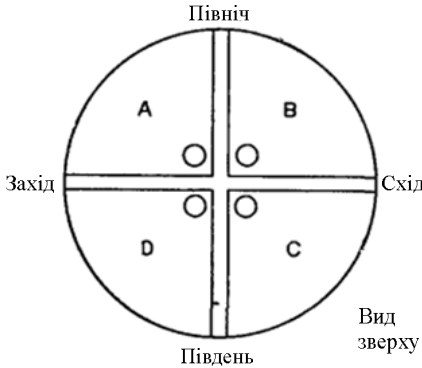


Рис. 3.44. Розташування світлочутливої голівки у просторі

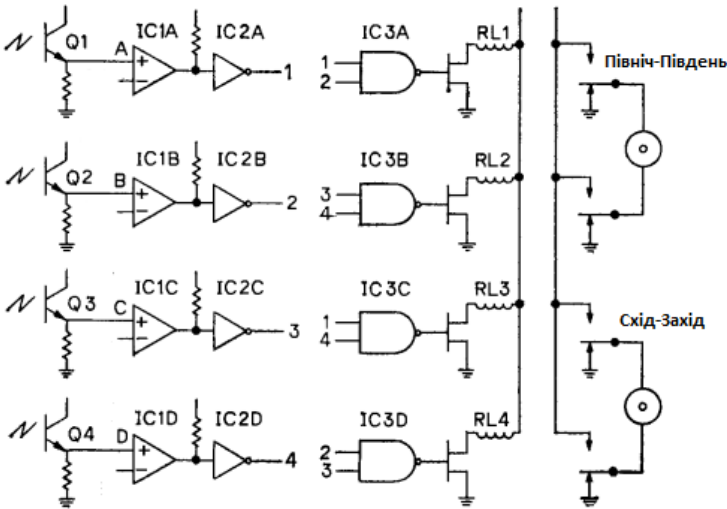


Рис. 3.45. Спрощена схема системи стеження

Логіка управління вирішується мікросхемами ІС3, кожна з яких складається з чотирьох елементів І–НІ, що працюють незалежно один від одного. Якщо на обидва входи елемента І–НІ подати високий потенціал, то на виході встановиться напруга низького рівня.

Припустимо, що початковий стан інверторів ІС2 відповідає наявності високих потенціалів на всіх виходах (темний час доби). Якщо промені ранкового сонця потрапляють в секцію *A*, висвітлюючи фототранзистор *Q1*, то на виході ІС2 встановлюється низька напруга, а на виході ІС3 з'явиться напруга високого рівня. Вихідною напругою елемента І–НІ управляється польовий транзистор МОП-структури, в колі стоку якого включено реле, яке спрацює, коли на виході логічного елемента з'являється висока напруга. Всього в схемі чотири формувача і чотири реле, контакти яких включені таким чином, що реле *RL1* і *RL2* керують одним мотором, а реле *RL3* і *RL4* – іншим. Очевидно, що сигналом з фототранзистора *Q1* мікросхема ІС3А включить реле *RL1*, при замиканні контактів якого на мотор подається напруга, і система стеження повертається в північному напрямку, оскільки світло падає на фото транзистор *Q1* (сонце знаходиться на півночі). Так здійснюється пошук сонця системою стеження.

Крім того, на виході мікросхеми ІС3С, вхід якої підключений до виходу ІС2А, також встановлюється високий потенціал і спрацює реле *RL3*, оскільки сонце знаходиться на захід від секцій *B*, *C* і *D*. Як результат, система повертається в західному напрямку, тобто обидва мотори одночасно переміщують пристрій в північно-західному напрямку, оскільки саме там знаходиться сонце.

Освітлення транзистора *Q4* відповідає середньому положенню сонця між північним і південним датчиками чутливої головки. Як тільки це відбудеться, на виході мікросхеми ІС2D встановиться напруга низького рівня, а на виході мікросхеми ІС3В – напруга високого рівня і спрацює реле *RL2*. Обидва виводи мотора підключаються до одного і того ж полюса джерела живлення, і мотор зупиниться. У той же час система стеження продовжує пошук сонця в напрямку на захід. Напрямок на сонце знаходиться, коли обидва транзистори *Q2* і *Q3* висвітлюються його променями. В результаті спрацює реле *RL3* і мотор орієнтування системи в напрямку схід – захід зупиняється.

Коли висвітлено всі чотири датчики, то включаються всі чотири реле і мотори не працюють. Чутлива голівка виявила сонце і тепер

точно спрямована в його бік. Будь-яке зміщення сонця з цього положення викличе затінення принаймні двох датчиків і повторне спрацювання логічної схеми.

У розглянутому вище прикладі сонце сходило на північному заході, що, звичайно, неможливо. Тим не менш подібне допущення було зроблено, щоб проілюструвати широкі можливості системи стеження геліостата.

Розрахунок системи енергопостачання на сонячних батареях.

Система енергопостачання на сонячних батареях містить чотири основних компоненти: фотоелектричні панелі, акумулятори, контролер заряду і інвертор, що перетворює низьковольтний постійний струм у змінний.

Визначення потреб. Перш за все слід з'ясувати, яка кількість енергії потрібна від системи для енергозабезпечення, наприклад, будинку. Для цього необхідно визначити пікову миттєву потужність, а також розрахувати максимальне і середнє значення очікуваного добового енергоспоживання

Пікова миттєва потужність визначається сумарною потужністю всіх енергоспоживачів, які можуть бути включені одночасно, тобто найгіршим випадком з точки зору навантаження на мережу. Однак це не означає, що слід просто підсумувати потужність всіх електроприладів в будинку, оскільки деякі з них принципово не будуть працювати одночасно, а будуть включатися по черзі. Повинні бути враховані всі потужні споживачі, які автоматично включаються (наприклад, електричні теплі підлоги або підігрів води в бойлері) і споживачі, що працюють в тривалому режимі (освітлення, комп'ютер, телевізор) – ймовірність їх одночасної роботи висока. У результаті вимоги до максимальної миттєвої потужності можна значно знизити, і замість десятків кіловат, необхідних при одночасному включенні всієї наявної електротехніки, цілком досить 3–6 кВт, що при мережевій напрузі 220 В відповідає запобіжнику-автомату на 16–32 А.

Наприклад, потреби в електричній енергії для сім'ї із шести чоловік, що проживає у будинку загальною площею 100 м², необхідно забезпечити піковою миттєвою потужністю в 2 кВт. Це покриє необхідне навантаження від освітлювальних енергозощаджуючих ламп меншої потужності, всіх необхідних побутових приладів таких як холодильник (з енергозберігаючими характеристиками типу В), телевізор, комп'ютер, малопотужна пральна машина і т. ін.

Визначення можливостей Сонця. Основа такого розрахунку – це дані по потужності сонячного випромінювання з урахуванням погодних умов. Бажано, щоб дані були для різних кутів нахилу панелі, хоча б для вертикальної і горизонтальної орієнтації. Найважливішим питанням є вибір кута нахилу панелі. Маючи на увазі можливість цілорічного використання, слід віддати перевагу куту, який на 15° більше географічної широти.

Далі необхідно провести оцінку потенційної продуктивності сонячних батарей, або, що те ж саме, оцінку кількості сонячних модулів, необхідних для роботи системи в бажаному режимі. Оцінку слід провести як мінімум для найгіршого місяця (наприклад, січень), для більшої частини року (лютий – листопад) і для літнього максимуму (наприклад, липень). Для цього треба знати місячну інсоляцію у різних районах України (табл. 3.3).

Інсоляція – притік сонячної радіації на одиницю площі горизонтальної поверхні за одиницю часу. Стандартна інсоляція розраховується для площі в один квадратний метр. Однак точна площа елементів сонячної панелі поки що не відома. Зате відома її номінальна потужність, яка визначається для засвічення потужністю 1 кВт/м^2 при 25°C . Приймавши потужність сонячного випромінювання біля поверхні Землі (максимальну інсоляцію) такою ж, отримуємо, що потужність батареї відноситься до інсоляції квадратного метра так само, як потужність батареї відноситься до потужності сонячного випромінювання біля земної поверхні в ясну погоду, що припадає на один квадратний метр, тобто до 1000 Вт . Помноживши місячну інсоляцію (її значення береться з таблиці) на співвідношення потужностей батареї і максимальної інсоляції, можна оцінити вироблення сонячної батареї за цей місяць.

Таким чином, вироблення енергії сонячною панеллю можна розрахувати за наступною формулою

$$E_{\text{сб}} = \frac{E_{\text{інс}} P_{\text{сб}} \eta}{P_{\text{інс}}},$$

де $E_{\text{сб}}$ – вироблення енергії сонячною батареєю; $E_{\text{інс}}$ – місячна інсоляція квадратного метра (з таблиці інсоляції); $P_{\text{сб}}$ – номінальна потужність сонячної батареї; η – ККД інвертора при перетворенні низьковольтної постійної напруги в стандартну (якщо передбачається

використовувати низьковольтну напругу безпосередньо, η можна прирівняти до 1); $P_{\text{інс}}$ – максимальна потужність інсоляції квадратного метра земної поверхні (1000 Вт).

Таблиця 3.3

Місячна інсоляція у містах України

Середнє значення за останні 22 роки (По даним NASA)	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Середнє-річне
м.Київ , Широта 50.5 N, Долгота 30.5 E	1.69	2.56	3.15	3.49	4.71	4.19	4.48	4.40	3.14	2.44	1.39	1.44	3.10
м.Львів , Широта 49.5 N, Долгота 24 E	1.66	2.49	2.90	3.23	3.96	3.81	3.90	4.06	3.01	2.34	1.48	1.34	2.85
м.Харків , Широта 49.59 N, Долгота 46.13 E	1.19	2.18	3.42	4.48	5.65	5.89	5.83	5.05	3.71	2.24	1.27	0.93	3.49
м.Одеса , Широта 46.30 N, Долгота 30.46 E	1.08	1.78	2.68	3.87	5.40	5.70	6.39	5.63	3.96	2.45	1.06	0.87	3.41
м.Тернопіль , Широта 49.33 N, Долгота 25.5 E	1.09	1.86	2.85	3.85	4.84	5.00	4.93	4.51	3.08	1.91	1.09	0.85	2.99
м.Ялта , Широта 44.29 N, Долгота 34.9 E	1.27	2.06	3.05	4.30	5.44	5.84	6.20	5.34	4.07	2.67	1.55	1.07	3.58
м.Ужгород , Широта 48.37 N, Долгота 22.18 E	1.13	1.91	3.01	4.03	5.01	5.31	5.25	4.82	3.33	2.02	1.19	0.88	3.16
м.Хмельницький , Широта 49.25 N, Долгота 27.00 E	1.09	1.86	2.87	3.85	5.08	5.04	4.58	3.33	3.14	1.98	1.10	0.87	3.06
м.Дніпропетровськ , Широта 48.36 N, Долгота 34.58 E	1.21	1.99	2.98	4.05	5.55	5.57	5.70	5.08	3.66	2.27	1.20	0.96	3.36

Відповідно, знаючи місячну інсоляцію, можна оцінити номінальну потужність сонячної батареї, необхідну для забезпечення заданої місячної продуктивності:

$$P_{\text{сб}} = \frac{P_{\text{інс}} E_{\text{сб}}}{E_{\text{інс}} \eta},$$

Як правило, максимальна потужність сонячної батареї, заявлена виробником, досягається при напрузі на її виході, що перевищує напругу акумуляторних батарей на 15 ... 40 %. Більшість контролерів заряду можуть підключати навантаження безпосередньо, відсікаючи цей «надлишок». Тому ці втрати також необхідно закласти в ККД, зменшивши його на 10 ... 25 %. Однак існують моделі контролерів, які утримують ці втрати в межах від 2 % до 5 %.

Попереднє обчислення параметрів і кількості фотоелементів. Розрахунок проведемо на прикладі забезпечення енергією будинку загальною площею 200 м². Орієнтовне значення необхідної потужності – 6 кВт. Якщо прийняти коефіцієнт потужності $\cos\phi = 0,95$, а напругу мережі – 230 В, то можна визначити силу струму:

$$I = \frac{P}{U \cos\phi} = \frac{6 \cdot 10^3}{230 \cdot 0,95} \approx 25 \text{ А} .$$

Для отримання напруги 230 В необхідно послідовно з'єднати 10 фотоелементів, оскільки кожний елемент має вихідну напругу 24 В. Тоді $U = 240$ В. Приймаємо зменшення напруги на перетворювачі – 10 В. Щоб отримати змінний струм $I = 25$ А, необхідно з'єднати паралельно 5 комплектів з 10 модулів, оскільки струм одного комплекту з 10 модулів приблизно дорівнює 4,9 А. Тоді $I = 5 \cdot I_1 = 5 \cdot 4,9 = 24,5$ А.

Способи паралельного підключення сонячних батарей показані на рис. 3.46.

Вибір обладнання. Як вже відзначалося, до складу системи електропостачання на сонячних батареях входять: панелі з фотоелектричними елементами, контролер сонячної батареї, що забезпечує нормування її вихідної напруги, зарядку акумуляторів та подачу низьковольтного постійного струму до навантаження, електрохімічні акумулятори, які запасують енергію в період її надлишку і подають в систему в період, коли освітлення фотоелементів недостатнє або відбувається тимчасове зростання споживання, інвертор, що забезпечує перетворення постійного низьковольтного струму від акумуляторів і фотоелементів до побутового або промислового стандарту, рис. 3.47.

Вибір інвертора. Інвертор повинен забезпечити необхідну вихідну потужність. Крім того необхідно звернути увагу на форму ви-

робленого струму. Найпростіші моделі виробляють змінний струм трикутної або навіть прямокутної форми (меандр). Така форма струму не має значення лише для нагрівальних приладів, які не містять електронних блоків, а також для ламп розжарювання. Вся інша електротехніка (будь то електромотори, трансформатори, люмінесцентні та енергозберігаючі лампи та ін..) від струму подібної форми може вийти з ладу, або не запуститися, або працювати, але дуже погано (хоча діюче значення дорівнює 220 В).

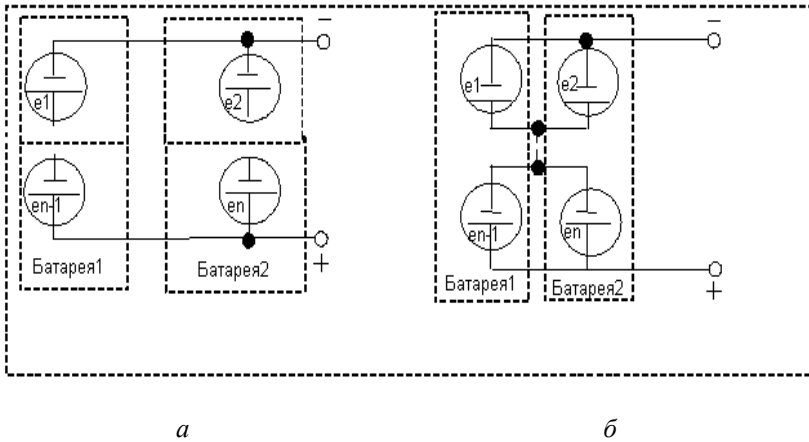


Рис. 3.46. Способи паралельного підключення сонячних батарей

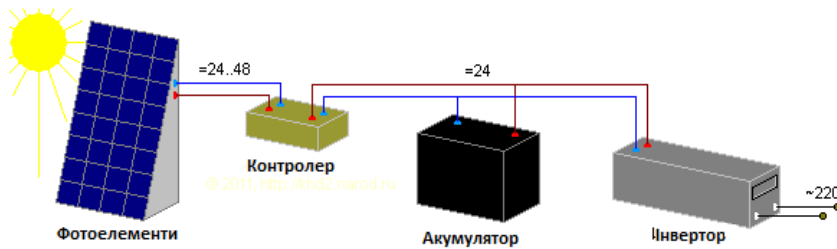


Рис. 3.47. Схема системи енергозабезпечення на сонячних батареях

Сучасні інвертори видають напругу, яка має форму «модифікованого синусу», що представляє собою ступеневе наближення до синусоїдальної форми. При цьому використовуються різні фільтри, що згладжують нерівності струму. Випускаються інвертори, які видають напругу, за формою дуже близькою до ідеального синусу.

Єдиний недолік цього класу інверторів – вони мають більші габарити і дорожче аналогічних інверторів з «модифікованим синусом», рис. 3.48.

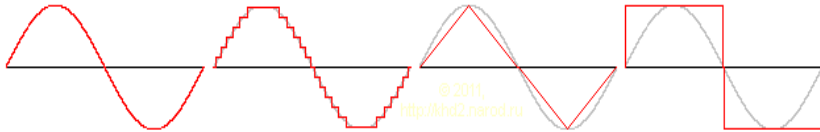


Рис. 3.48. Форми напруги на виході інвертора: синусоїдальна, синусоїдальна модифікована, трикутна, меандр

Більшість сучасних інверторів має ККД понад 90 %, і здатні працювати в режимі зарядки акумуляторів. Такий інвертор в комплекті з акумуляторами навіть без сонячних батарей являє собою джерело безперебійного живлення (*UPS*) – приблизно таке, яке використовується для комп'ютерів, але потужністю в декілька кіловат і місткістю в декілька кіловат-годин. При роботі з сонячними батареями така особливість дозволяє зменшити запас потужності сонячних батарей і ємності акумуляторів для найбільш несприятливої ситуації, оскільки при нестачі сонячної енергії акумулятори можна зарядити від зовнішньої мережі або від аварійного генератора.

Як правило, в інверторах передбачена можливість контролю як вхідної напруги (на акумуляторах), так і вихідної, а також наявність захисту від перевантаження і короткого замикання в навантаженні.

Треба відзначити, що при потужності споживання до 10 кВт можна використовувати не трифазну, а однофазну напругу, що спрощує монтажні роботи і усуває проблеми, пов'язані з розподілом фаз по споживачам.



Питання до глави 3

1. Поясніть принцип дії сонячної енергетичної установки баштового типу.
2. Поясніть принцип дії сонячної енергетичної установки тарілчастого типу.
3. Поясніть принцип дії сонячної енергетичної установки з використанням сонячного колектора.
4. Наведіть конструкцію вакуумного сонячного колектора.
5. Наведіть схему підключення сонячного колектора до системи опалення.
6. Назвіть основні типи фотоелектричних перетворювачів та принцип їх дії.
7. Поясніть принцип дії сонячної електростанції з параболічними концентраторами.
8. Як визначається номінальна потужність сонячної батареї?
9. Поясніть етапи розрахунку системи енергопостачання на основі сонячних колекторів.



4 ЕНЕРГЕТИЧНІ УСТАНОВКИ НА ОСНОВІ ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ ЗЕМЛІ

4.1 Основні співвідношення термодинаміки (теорія теплоти)

4.1.1 Основні співвідношення, пов'язані з температурою

Як відомо з курсу фізики тиск газу у разі постійної температури пропорційний кількості молекул, що знаходяться у даному об'ємі, тобто масі газу. Газ не має визначеної форми та об'єму і повністю заповнює простір (наприклад посуд), в якому знаходиться. У газі існує деякий тиск, який діє рівномірно на усі боки. Стан газів описується законом Бойля–Маріотта (рис. 4.1, *a*):

$$\frac{p_1}{p_2} = \frac{V_2}{V_1} \Rightarrow pV = \text{const}.$$

За постійної температури об'єм газу, що знаходиться в замкненому посуді, обернено пропорційний тиску. Крім того, тиск та густина газу в цьому випадку пропорційні одне одному, тобто $p \sim \rho$.

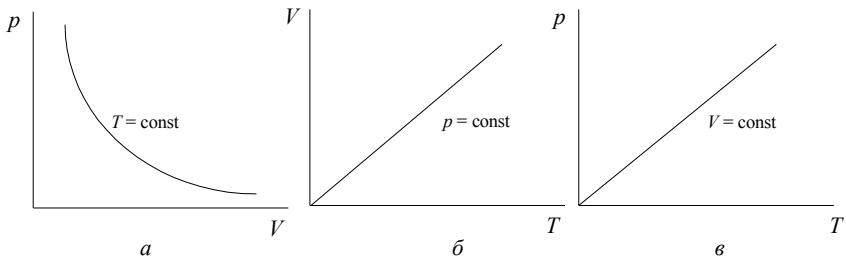


Рис. 4.1. Основні закони, пов'язані з температурою

Газ вважається ідеальним, якщо для нього виконується наведене вище співвідношення. Нехай газ нагрівається при постійному тиску. Розподіл газу від об'єму V_1 при температурі t_1 до об'єму V_2 при температурі t_2 задається співвідношенням

$$V_2 = V_1(1 + \beta \Delta t) \text{ або } V_t = V_0(1 + \beta t),$$

де β – коефіцієнт об'ємного розширення, який визначається як

$$\beta = \frac{1}{273,15\text{K}},$$

V_0 – об'єм газу при температурі 0°C ; V_t – об'єм газу при довільній температурі.

При температурі t_1 :

$$V_1 = V_0(1 + \beta t_1) = V_0 \left(1 + \frac{t_1}{273,15\text{K}} \right) = V_0 \left(1 + \frac{t_1}{T_0} \right) = V_0 \left(\frac{T_0 + t_1}{T_0} \right).$$

При температурі t_2 :

$$V_2 = V_0 \left(\frac{T_0 + t_2}{T_0} \right),$$

тоді
$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{T_0 + t_1}{T_0 + t_2}.$$

Прийmemo $t = T - T_0$, звідки $T = T_0 + t$, де T – температура в кельвінах (К), тобто абсолютна температура. Тоді

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{T_1}{T_2} \Rightarrow \frac{V}{T} = \text{const},$$

тобто при постійному тиску об'єм газу пропорційний абсолютній температурі газу ($V \sim T$ при $p = \text{const}$, рис. 4.1, б). Це співвідношення визначає перший закон Гей-Люссака.

Аналогічні міркування можна провести для випадку, коли об'єм газу при нагріванні залишається постійним. Очевидно, що тиск газу при цьому збільшується. Можна показати, що

$$\frac{p_1}{p_2} = \frac{T_1}{T_2} \Rightarrow \frac{p}{T} = \text{const},$$

тобто тиск газу в замкненому об'ємі пропорційний абсолютній температурі T ($p \sim T$ при $V = \text{const}$, рис. 4.1, *в*). Це співвідношення визначає другий закон Гей–Люссака. Одиниця виміру тиску: $[p] = \left(\text{Па} = \frac{\text{Н}}{\text{м}^2} \right)$. Формула точно виконується для ідеального газу, є практичним наближенням для реальних газів і неприйнятне у випадку пару.

Застосування законів Бойля–Маріотта та Гей–Люссака обмежується досить рідкими випадками незмінності тиску або об'єму газу під час зміни температури. Ось чому ці закони були пов'язані в один загальний закон, який отримав назву рівняння стану ідеального газу.

Якщо p_1, T_1, V_1 – початкові значення відповідно тиску, температури і об'єму (стан 1), p_2, T_2, V_2 – кінцеві значення (стан 2), а $V_{\text{пр}}$ – проміжний об'єм газу, то відповідно до першого закону Гей–Люссака

$$V_{\text{пр}} = V_1 \frac{T_2}{T_1},$$

а відповідно до закону Бойля–Маріотта

$$V_2 = V_{\text{пр}} \frac{p_1}{p_2}$$

або

$$V_2 = V_1 \frac{T_2}{T_1} \frac{p_1}{p_2},$$

звідки

$$\frac{V_1 p_1}{T_1} = \frac{V_2 p_2}{T_2} \Rightarrow \frac{pV}{T} = \text{const}.$$

Рівняння стану ідеального газу об'єднує в собі три часткових випадку рівняння стану: ізобаричний процес ($p = \text{const}$, перший закон Гей–Люссака), ізохоричний процес ($V = \text{const}$, другий закон

Гей–Люссака) та ізотермічний процес ($T = \text{const}$, закон Бойля–Маріотта).

Згідно рівнянню стану $\frac{pV}{T} = \text{const}$ величина цієї сталої пропорційна масі даного газу, тобто $\frac{pV}{T} \sim m$ або

$$\frac{pV}{T} = mR,$$

де R – газова стала, яка залежить від природи газу. Тоді можна отримати іншу форму запису рівняння стану:

$$pV = mRT$$

Одиниця виміру газової сталої R є $\frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$.

Обидві формули, що визначають рівняння стану ідеального газу мають розмірність роботи.

Густина газу ρ залежить від стану, в якому він знаходиться, тобто від тиску та температури. Наведені в таблицях значення (наприклад, для повітря $\rho = 1,29 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$) відповідають нормальним умовам $p_n = 0,1013 \cdot 10^6 \text{ Па}$, $T_n = 273,15 \text{ К} = 0^\circ \text{ С}$ (нормальна густина).

Перерахунок густини для довільних умов здійснюється наступним чином. Нехай p_1, T_1, ρ_1 – тиск, температура і густина в стані 1, а p_2, T_2, ρ_2 – в стані 2. Оскільки об’єм та густина обернено пропорційні один одному, тобто

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{\rho_2}{\rho_1}, \quad \text{то} \quad p_1 T_2 \rho_2 = p_2 T_1 \rho_1,$$

звідки

$$\rho_2 = \rho_1 \frac{T_1 p_2}{T_2 p_1}, \quad \text{або} \quad \rho = \rho_n \frac{T_n p}{T p_n}.$$

4.1.2. Основні співвідношення, пов'язані з тепловою енергією

Теплова енергія, яка називається також кількістю теплоти, подібно механічній або електричній енергії являє собою один з видів енергії і також відповідає закону збереження енергії.

Усі види енергії можуть частково перетворюватися одна в одну. Для зміни температури або агрегатного стану тіла необхідний підвід або відвід тепла.

Кількість теплоти, яка необхідна для нагрівання даного тіла, пропорційна його масі і зміні температури:

$$Q = cm\Delta t,$$

де Q – кількість теплоти, Дж = Н · м; c – питома теплоємність речовини; m – маса тіла; $\Delta t = t_2 - t_1$ – зміна температури в результаті підвода до тіла кількості теплоти Q .

В диференціальній формі рівняння має вигляд:

$$dQ = c m dt.$$

При охолодженні величина Δt від'ємна. Знак мінус перед кількістю теплоти означає, що тепло відводиться від тіла, а не підводиться до нього.

Теплоємністю тіла C називається відношення кількості теплоти, яка підводиться до тіла, до досягнутої різниці температур:

$$C = \frac{Q}{\Delta t} = cm.$$

Теплоємність тіла C визначає кількість теплоти, яка необхідна для нагрівання тіла на 1 К. Одиницею виміру є $\left[\frac{\text{Дж}}{\text{К}} \right]$. В диференціальній формі рівняння має вигляд:

$$C = \frac{dQ}{dt}$$

Очевидно, що питома теплоємність визначається відношенням теплоємності тіла до його маси:

$$c = \frac{C}{m} = \frac{Q}{m\Delta t}.$$

Оскільки питома теплоємність c залежить від температури, в диференціальній формі питома теплоємність визначається як

$$c = \frac{1}{m} \frac{dQ}{dt}.$$

Одиницею виміру питомої теплоємності є $\left[\frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}} \right]$.

Питомі теплоємності твердих тіл і рідини залежать від їх температури. Наведені в таблицях значення відносяться до температури 20°C , але їх можна з досить великою точністю застосовувати при розрахунках для твердих тіл в інтервалі температур від мінус 40 до $+100^\circ \text{C}$, а для рідини в інтервалі від 0 до $+40^\circ \text{C}$.

Для газів необхідно розрізнити два види питомої теплоємності, а саме: c_p – питома теплоємність при постійному тиску; c_v – питома теплоємність при постійному об'ємі. Якщо підведена кількість теплоти Q нагріває газ і тиск його збільшується за незмінного об'єму, то в цьому випадку мова йде про теплоємність при постійному об'ємі c_v . Кількість теплоти визначається рівнянням:

$$Q = c_v m \Delta t.$$

Якщо підведена кількість теплоти Q нагріває газ, тиск його залишається незмінним, а об'єм збільшується, так що газ здійснює роботу, то в цьому випадку мова йде про теплоємність при постійному тиску c_p . Кількість теплоти визначається рівнянням:

$$Q = c_p m \Delta t = c_v m \Delta t + p \Delta V.$$

Якщо декілька тіл з різними температурами доторкнуться між собою, то між ними здійснюється теплообмін, який приводить до вирівнювання температури тіл. Згідно закону збереження енергії кількість теплоти, яка віддається тілом з більш високою температурою, дорівнює кількості теплоти, що одержує тіло з більш низкою температурою. У відповідності з законом Ріхмана можна записати:

$$c_1 m_1 (t_1 - t_{\text{зар}}) = c_2 m_2 (t_{\text{зар}} - t_2),$$

де c_i, m_i, t_i – питомі теплоємності, маси та початкові температури першого та другого тіл; $t_{\text{зар}}$ – кінцева температура обох тіл. В загальному випадку декількох тіл справедливий вираз:

$$c_1 m_1 t_1 + c_2 m_2 t_2 + \dots + c_n m_n t_n = t_{\text{зар}} (c_1 m_1 + c_2 m_2 + \dots + c_n m_n).$$

Оскільки $C = cm$, то

$$C_1 t_1 + C_2 t_2 + \dots + C_n t_n = t_{\text{зар}} (C_1 + C_2 + \dots + C_n).$$

Таким чином, якщо роботу, яка здійснюється газом при розширенні, позначити через $p\Delta V$, то:

$$c_p m \Delta t = c_v m \Delta t + p\Delta V.$$

Із рівняння стану виходить, що

$$p\Delta V = mR\Delta t,$$

тобто

$$c_p m \Delta t = c_v m \Delta t + mR\Delta t,$$

звідки

$$c_p - c_v = R,$$

а відношення питомих теплоємностей $\frac{c_p}{c_v}$ називається показником адіабати χ :

$$\frac{c_p}{c_v} = \chi.$$

Термодинамічний стан кожного газу визначається трьома величинами: тиском, об'ємом та температурою, які називаються параметрами стану. Зміна двох, або зразу усіх трьох параметрів стану називається термодинамічним процесом.

Окрім розглянутих вище окремих випадків зміни термодинамічного стану газу (ізобаричний, ізохоричний, ізотермічний) можливі також адіабатичний та політропний процеси.

Усі термодинамічні процеси супроводжуються обміном або перетворенням енергії. При цьому завжди виконується **перший закон термодинаміки**.

Закон збереження енергії набуває в термодинаміці спеціальний вигляд. У разі його застосування необхідно враховувати так звану внутрішню енергію тіла, тобто кінетичну і потенціальну енергії його молекул.

У разі застосування до замкнутої системи перший закон термодинаміки означає: теплова енергія Q , яка підводиться до замкнутої системи, витрачається на підвищення її внутрішньої енергії U (ця енергія залежить від агрегатного стану та температури системи) та роботу W , яка проведена системою проти зовнішніх сил:

$$Q = \Delta U + W$$

або в диференціальній формі

$$dQ = dU + dW .$$

Якщо робота здійснюється над системою, то система набуває відповідну кількість теплоти і значення Q і W від'ємні. Таке визначення знаків прийняте в термодинаміці. Якщо внутрішня енергія системи підвищується, то $\Delta U > 0$, рис. 4.2.

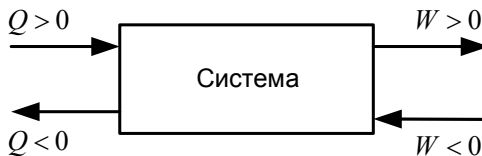


Рис. 4.2. Застосування першого закону термодинаміки

Застосуємо перший закон термодинаміки до ідеального газу. Робота, яка здійснюється газом, являє собою роботу з розширення:

$$W = F s ,$$

де s – переміщення тіла.

Оскільки тиск являє собою відношення сили, яка діє перпендикулярно поверхні, до площі цієї поверхні, тобто $p = \frac{F}{S}$, а величина об'єму визначається як $V = S \cdot s$, то можна записати, що

$$\Delta W = pS\Delta s = pS \frac{\Delta V}{S} = p\Delta V,$$

або (якщо тиск p при збільшенні об'єму на ΔV не залишається постійним)

$$dW = p dV \Rightarrow W = \int_{V_1}^{V_2} p dV.$$

Перший закон термодинаміки для випадку ідеального газу має наступний вигляд:

$$Q = \Delta U + p\Delta V$$

або в диференціальній формі:

$$dQ = dU + p dV,$$

звідки

$$Q = \int_{V_1}^{V_2} dV + \Delta U.$$

Під внутрішньою енергією системи U розуміють її повну енергію, але інтересуються не самою внутрішньою енергією, а її зміною ΔU або dU .

Внутрішня енергія системи є функцією стану системи, тобто залежить тільки від параметрів стану p, V, T і не залежить від способу, за яким цей стан був досягнутий.

Кожному термодинамічному стану системи відповідає деяке значення внутрішньої енергії. Зміна величини внутрішньої енергії залежить тільки від початкового та кінцевого стану системи.

Внутрішню енергію ідеального газу можна визначити за допомогою першого закону термодинаміки. Зміна внутрішньої енергії

газу дорівнює кількості теплоти, отриманої в результаті теплообміну, якщо газ не виконує роботи на розширення. Якщо $c_v = \text{const}$, то із врахуванням того, що $\Delta Q = cm\Delta t$, маємо:

$$\Delta Q = \Delta U = c_v m \Delta T$$

або

$$U = c_v m T.$$

Таким чином внутрішня енергія маси ідеального газу залежить тільки від температури.

Розглянемо випадки зміни термодинамічного стану газу.

Ізохоричний процес. Нехай до ідеального газу при постійному об'ємі підводиться теплова енергія Q . Тоді зміна термодинамічного стану газу здійснюється у відповідності з другим законом Гей-

Люссака $\frac{P}{T} = \text{const}$, рис. 4.3, а. Оскільки $V = \text{const}$, то газ не здійснює роботу, тобто при ізохоричному процесі підведена до системи теплова енергія використовується тільки на підвищення внутрішньої енергії системи, тобто

$$dQ = dU = c_v m dt,$$

$$Q = \Delta U = c_v m \Delta T.$$

Ізобаричний процес. Нехай до ідеального газу за постійного тиску p підводиться теплова енергія Q . Тоді зміна термодинамічного стану газу здійснюється у відповідності з першим законом Гей-

Люссака $\frac{V}{T} = \text{const}$, рис. 4.3, б.

Тоді робота W , яка здійснюється газом при нагріванні, визначається як $W = p\Delta V$. Кількість теплоти, яка підводиться до газу, дорівнює:

$$dQ = c_p m dt,$$

$$Q = c_p m \Delta T,$$

а робота, яка здійснюється під час розширення, визначається як

$$W = \int_{V_1}^{V_2} p dV = p \int_{V_1}^{V_2} dV = p \Delta V = |pV = mRT| = mR \Delta T.$$

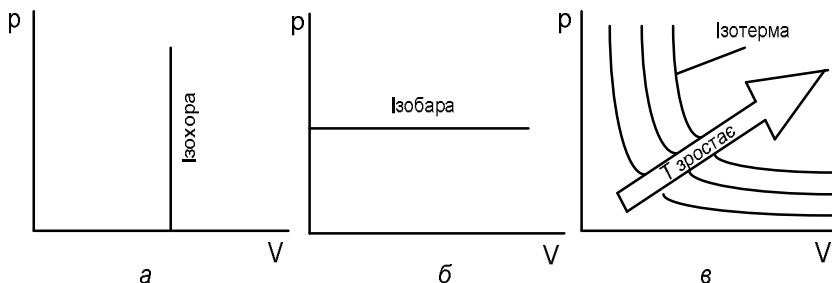


Рис. 4.3. Типи термодинамічних процесів

Ізотермічний процес. При постійній температурі здійснюється ізотермічна зміна стану, яка описується законом Бойля–Маріотта:

$$pV = \text{const} \text{ або } p \sim \frac{1}{V}, \text{ рис. 4.3, в.}$$

Оскільки $T = \text{const}$, то внутрішня енергія газу $U = c_v mT$ залишається постійною, і перший закон термодинаміки має вигляд:

$$dQ = Du + dW = |dV = 0| = dW = pdV,$$

тобто при ізотермічному розширенні підведене тепло повністю переходить у роботу.

Розрахуємо роботу, яку здійснює газ при ізотермічному розширенні.

Оскільки $dQ = dW = pdV$, то

$$W = \int_{V_1}^{V_2} pdV = \left| pV = mRT \Rightarrow p = \frac{mRT}{V} \right| = mRT \int_{V_1}^{V_2} \frac{dV}{V} = mRT \ln \frac{V_2}{V_1}.$$

Таким чином

$$W = mRT \ln \frac{V_2}{V_1}.$$

У відповідності із законом Бойля–Маріотта відношення об’ємів можна замінити відношенням тисків:

$$W = mRT \ln \frac{p_1}{p_2},$$

а згідно до рівняння стану ідеального газу $pV = mRT$ можна записати:

$$W = p_1 V_1 \ln \frac{V_2}{V_1},$$

$$W = p_2 V_2 \ln \frac{V_2}{V_1},$$

або

$$W = p_1 V_1 \ln \frac{p_1}{p_2},$$

$$W = p_2 V_2 \ln \frac{p_1}{p_2}.$$

Якщо $V_1 > V_2$ або $p_1 < p_2$, то відбувається не розширення, а стиснення газу. При цьому робота W від’ємна ($W < 0$), тобто не газ здійснює роботу, а робота здійснюється над газом.

Умова $T = \text{const}$ практично нездійсненна, оскільки для її реалізації зміна тиску p і об’єму V має відбуватися нескінченно повільно. Крім того, газ повинен знаходитися в середовищі з дуже великою теплоємністю.

Адіабатичний процес. Адіабатичний процес протікає без теплообміну з навколишнім середовищем, тобто при повній теплоізоляції, $dQ = 0$. В цьому випадку перший закон термодинаміки запишемо у вигляді:

$$0 = dU + pdV.$$

Оскільки

$$dU = mc_v dT, \quad p = \frac{mRT}{V},$$

то в результаті підстановки отримуємо:

$$-mc_v dT = mRT \frac{dV}{V}.$$

Враховуючи, що $R = c_p - c_v$, після нескладних перетворень маємо:

$$\begin{aligned} -c_v \frac{dT}{T} &= (c_p - c_v) \frac{dV}{V}, \\ -c_v \int_{T_1}^{T_2} \frac{dT}{T} &= (c_p - c_v) \int_{V_1}^{V_2} \frac{dV}{V}, \end{aligned}$$

або

$$-c_v \ln \frac{T_2}{T_1} = (c_p - c_v) \ln \frac{V_2}{V_1},$$

звідки

$$\left[\frac{T_1}{T_2} \right]^{c_v} = \left[\frac{V_2}{V_1} \right]^{c_p - c_v},$$

або

$$\left[\frac{T_1}{T_2} \right] = \left[\frac{V_2}{V_1} \right]^{\frac{c_p - c_v}{c_v}} = \left[\frac{V_2}{V_1} \right]^{\chi - 1} \Rightarrow TV^{\chi - 1} = \text{const},$$

де $\chi = \frac{c_p}{c_v}$ – показник адиабати.

Це рівняння носить назву рівняння Пуассона.

Використовуючи рівняння стану ідеального газу, можна отримати і інші формули:

$$\frac{T_1}{T_2} = \left[\frac{p_1}{p_2} \right]^{\frac{\chi - 1}{\chi}} \Rightarrow T^\chi p^{1 - \chi} = \text{const},$$

$$\frac{p_1}{p_2} = \left[\frac{V_2}{V_1} \right]^\chi \Rightarrow pV^\chi = \text{const.}$$

Умова $dQ = 0$, тобто повна теплоізоляція, на практиці нездійсненна. Тільки для дуже «швидких» процесів ця умова приблизно виконується.

Можна розрахувати роботу, яку виконує ідеальний газ при адіабатичному розширенні.

Оскільки $W = -\Delta U$, то

$$\begin{aligned} W &= -c_v m(T_2 - T_1) = c_v m(T_1 - T_2) = \frac{c_p - c_v}{c_p - c_v} c_v m(T_1 - T_2) \\ &= \left| c_p - c_v = R, \quad \frac{c_p}{c_v} = \chi \right| = \frac{R}{\chi - 1} m(T_1 - T_2). \end{aligned}$$

Таким чином кількість роботи дорівнює:

$$W = \frac{R}{\chi - 1} m(T_1 - T_2).$$

Робота, яка виконується постійною масою газу, при адіабатичному розширенні залежить тільки від різниці температур. При $T_2 > T_1$ здійснюється не розширення, а стиснення газу. При цьому робота є від'ємною ($W < 0$), тобто не газ виконує роботу, а робота здійснюється над газом.

Політропний процес. Якщо теплообмін системи з навколишнім середовищем можливий без перешкод, тобто $\Delta T = 0$, то процес при таких умовах, як визначалося вище, називають ізотермічним. Якщо теплообмін з навколишнім середовищем відсутній, тобто $\Delta Q = 0$, то процес, як визначалося вище, називають адіабатичним. Ці процеси нездійсненні на практиці. Процеси, при яких здійснюється частковий теплообмін з навколишнім середовищем, займають проміжне положення між цими крайніми випадками і називаються політропами. На $p - V$ діаграмі політропа займає проміжне положення між ізотермою та адіабатою, рис. 4.4.

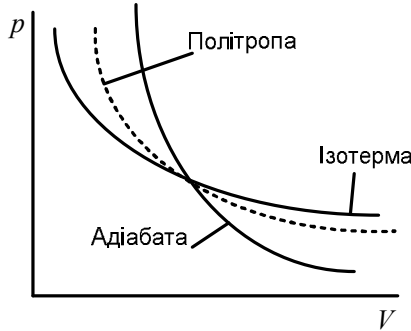


Рис. 4.4. Поняття політропного процесу

Закон політропної зміни стану газу має вигляд:

$$pV^n = \text{const},$$

де n – показник політропи, $1 < n < \chi$.

Очевидно, що ізотермічний і адіабатичний процеси можна розглядувати як окремі випадки політропного процесу, для яких $n = 1$ і $n = \chi$ відповідно.

Ізохоричний та ізобаричний процеси також є окремими випадками політропного процесу, для яких $n = \infty$ і $n = 0$.

Інші закономірності легко вивести із отриманих раніше співвідношень:

$$\frac{T_1}{T_2} = \left[\frac{V_2}{V_1} \right]^{n-1} \Rightarrow TV^{n-1} = \text{const},$$

$$\frac{T_1}{T_2} = \left[\frac{p_1}{p_2} \right]^{\frac{n-1}{n}} \Rightarrow T^n p^{1-n} = \text{const},$$

$$\frac{p_1}{p_2} = \left[\frac{V_2}{V_1} \right]^n \Rightarrow pV^n = \text{const}.$$

Формула для визначення роботи, яку виконує газ при політропному розширенні, має вигляд:

$$W = \frac{mR}{n-1}(T_1 - T_2).$$

У загальному випадку числові значення n визначаються експериментально.

4.1.3. Кругові процеси (цикли)

Сукупність процесів, у результаті яких система повертається до початкового стану, називається круговим процесом (циклом). В основі роботи усіх циклічних теплових машин (зокрема, теплових насосів) лежать кругові процеси.

На $p - V$ діаграмі циклічний процес зображується замкненою кривою, рис. 4.5, а.

Точки 1 і 2 з'єднуються двома різними кривими. Робота, яку виконує система при цих переходах, вимірюється площею під відповідною кривою.

Якщо циклічний процес здійснюється за напрямом годинникової стрілки, то площа, яка обмежена кривими, відповідає роботі, що виконується системою (тепловий двигун), рис. 4.5, б.

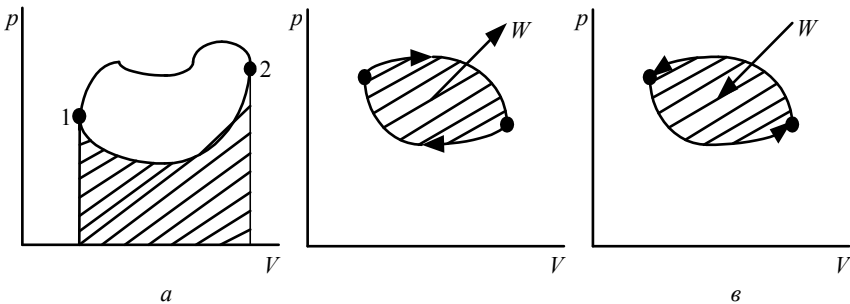


Рис. 4.5. Поняття циклічного процесу

Якщо процес здійснюється проти годинникової стрілки, то під час процесу, то робота виконується над системою (холодильники та теплові насоси), рис. 4.5, в.

В процесі, яких проходить за годинниковою стрілкою, тепла енергія перетворюється в механічну, тобто: $Q \rightarrow W$.

В процесі, який проходить проти годинникової стрілки, механічна енергія перетворюється в теплову, тобто: $W \rightarrow Q$.

В теплових двигунах і насосах намагаються досягнути найбільш повного перетворення теплової енергії в механічну і відповідно механічної в теплову.

Карно, досліджуючи ці процеси, винайшов, що найбільш економічно вигідні співвідношення отримуються у тому випадку, коли газ виконує такий цикл, який складається із чотирьох послідовних термодинамічних процесів, рис. 4.6.

Ізотермічне розширення (1–2): $T_1 = \text{const}$, $V_2 > V_1$, $p_2 < p_1$.

Підведена теплота $Q_{\text{підв}} = Q_{12} = mRT_1 \ln \frac{V_2}{V_1}$, де $Q_{\text{підв}}$ – кількість теплоти, яка отримана від нагрівача при більш високій температурі T_1 ($Q_{\text{підв}} > 0$). Виконана системою робота ($W > 0$) $W_{12} = Q_{12}$.

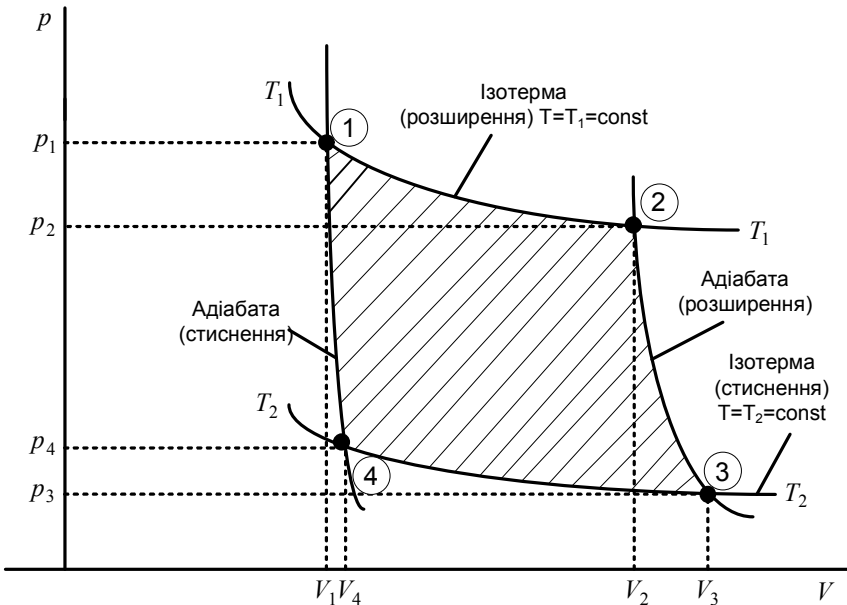


Рис. 4.6. Цикл Карно

Адіабатичне розширення (2–3): $T_2 < T_1$, $V_3 > V_2$, $p_3 < p_2$. Підведена теплота $Q_{23} = 0$ (повна термоізоляція).

Виконана системою робота ($W > 0$) дорівнює

$$W_{23} = \frac{mR}{\chi - 1}(T_1 - T_2)$$

і залежить тільки від різниці температур.

Ізотермічне стискання (3 – 4): $T_2 = \text{const}, V_4 < V_3, p_4 > p_3$.

Відведена теплота дорівнює:

$$Q_{\text{відв}} = Q_{34} = mRT_2 \ln \frac{V_4}{V_3},$$

де $Q_{\text{відв}}$ – кількість теплоти, яка віддана газом холодильнику за більш низької температури T_2 ($Q_{\text{відв}} < 0$). Робота, яка здійснюється над системою ($W < 0$) $W_{34} = Q_{34}$.

Адіабатичне стискання (4 – 1): $T_1 < T_2, V_1 < V_4, p_1 > p_4$. Відведена теплота дорівнює $Q_{41} = 0$. Виконана над системою робота ($W < 0$) дорівнює

$$W_{41} = \frac{mR}{\chi - 1}(T_2 - T_1) = -W_{23}.$$

Площа, яка обмежується кривими 1 – 2 – 3 та віссю абсцис, відповідає механічній роботі, яка проведена газом при розширенні, а площа, яка обмежена кривими 3 – 4 – 1 та віссю абсцис, відповідає механічній роботі, що витрачена на стиснення газу. Різниця цих площ дає механічну роботу, проведenu за час циклу. Звідси виходить, що кількість теплоти $Q_{\text{підв}}$, яка отримана газом від нагрівача під час переходу із стану 1 до стану 2, повинна бути більше кількості теплоти $Q_{\text{відв}}$, що віддана газом холодильнику при переході із стану 3 до стану 4, тобто $|Q_{\text{підв}}| > |Q_{\text{відв}}|$. Частка отриманого газом тепла витрачається тоді на виконання механічної роботи.

Перетворення теплоти в механічну енергію здійснюється не повністю, а частково.

Коефіцієнт корисної дії циклу Карно дорівнює:

$$\eta = \frac{Q_{\text{підв}} + Q_{\text{відв}}}{Q_{\text{підв}}}.$$

Оскільки процеси 2 – 3 та 4 – 1 являють собою адіабатичні процеси, то із отриманих вище рівнянь виходить наступне:

$$\frac{T_1}{T_2} = \left[\frac{V_3}{V_2} \right]^{\gamma-1}, \quad \frac{T_1}{T_2} = \left[\frac{V_4}{V_1} \right]^{\gamma-1},$$

звідки

$$\frac{V_3}{V_2} = \frac{V_4}{V_1} \Rightarrow \frac{V_2}{V_1} = \frac{V_3}{V_4}.$$

Таким чином можна записати остаточний вираз для ККД:

$$\eta = \frac{mRT_1 \ln \frac{V_2}{V_1} - mRT_2 \ln \frac{V_3}{V_4}}{mRT_1 \ln \frac{V_2}{V_1}} = \frac{mR \ln \frac{V_2}{V_1} (T_2 - T_1)}{mR \ln \frac{V_2}{V_1} T_1} = \frac{T_1 - T_2}{T_1} = 1 - \frac{T_2}{T_1}.$$

Коефіцієнт корисної дії циклу Карно не залежить від природи робочого тіла і є функцією тільки температури холодильника і нагрівача.

Із усіх циклічних процесів цикл Карно володіє найбільшим ККД. Більше значення ККД, хоча і відповідає першому закону термодинаміки, але неможливе із-за обмежень, які накладаються другим законом термодинаміки.

4.1.4. Теплові машини

Теплові двигуни. Цикл Карно, який проходить за годинниковою стрілкою, називається **прямим циклом Карно**. Він лежить в основі роботи теплових двигунів. Для нього є типовим те, що до робочого тіла, яке знаходиться при більш високій температурі, підводиться теплота від нагрівача, рис. 4.7, а.

Ця теплота частково перетворюється потім в механічну енергію. Залишок віддається холодильнику. ККД обчислюють за формулою:

$$\eta = \frac{W}{Q_{\text{підв}}}.$$

Холодильні машини. Цикл Карно, який проходить проти годинникової стрілки (**обернений цикл Карно**), лежить в основі роботи холодильних машин. В оберненому циклі робоче тіло відбирає тепло із холодного тіла. Ця теплота разом з теплою, яка виникає додатково під час здійснення необхідної механічної роботи (робота компресора), відводиться, тобто передається більш гарячому тілу (навколишньому середовищу), рис. 4.7, б.

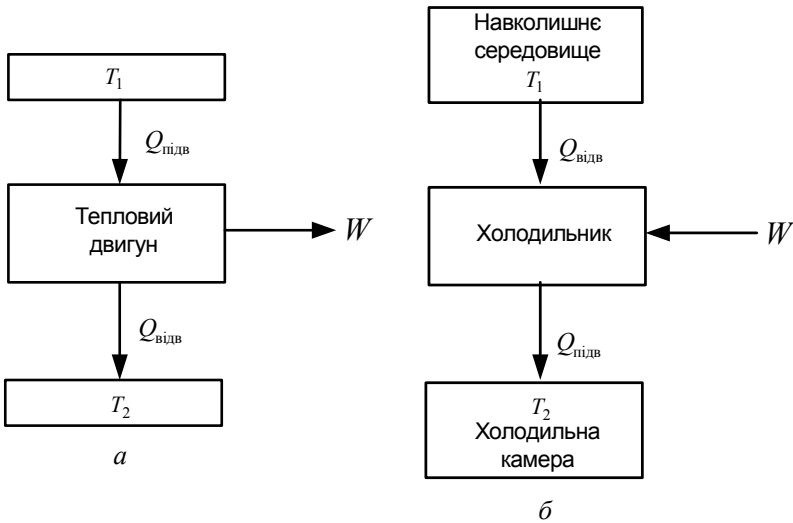


Рис. 4.7. Прямий та обернений цикли Карно

Характеристикою, яка аналогічна ККД, у даному випадку є коефіцієнт перетворення ϵ , який звичайно перевищує одиницю. Оскільки корисна дія холодильника є у відведенні теплоти із холодильної камери, вираз для коефіцієнта перетворення має вигляд:

$$\epsilon_{\text{хол}} = \left| \frac{Q_{\text{підв}}}{W} \right|.$$

Проводячи аналогічні міркування як і при отриманні співвідношення для ККД, отримуємо:

$$\varepsilon_{\text{хол}} = \frac{T_2}{T_1 - T_2}.$$

В основі дії **теплого насосу** також лежить обернений цикл Карно. Тепловий насос повинен видавати якомога більше теплової енергії гарячому тілу (наприклад, системі опалення). Частка цієї енергії відбирається від навколишнього середовища (озера, річки, тощо) з більш низькою температурою, а решта енергії виникає за рахунок механічної роботи (яку виконує, наприклад, компресор). Відміна теплового насосу від теплового двигуна показана на рис. 4.8, *a* і *б*.

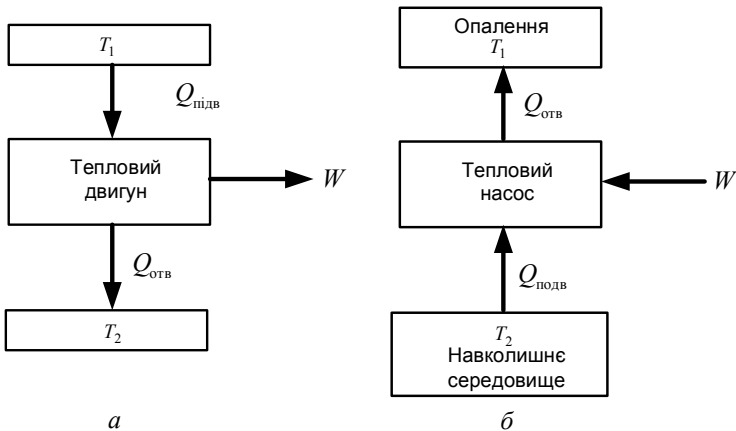


Рис. 4.8. Принципи дії теплового двигуна та теплового насосу

Для оцінки ефективності теплових насосів використовується коефіцієнт перетворення теплового насосу:

$$\varepsilon_{\text{нас}} = \left| \frac{Q_{\text{відв}}}{W} \right|.$$

Застосовуючи наведені вище міркування отримуємо:

$$\varepsilon_{\text{нас}} = \frac{T_1}{T_1 - T_2}.$$

Величина $\varepsilon_{\text{нас}}$ завжди більша за одиницю.

4.1.5. Другий закон термодинаміки

Згідно першого закону термодинаміки можуть відбуватися тільки такі процеси, для яких повна енергія системи залишається незмінною. Наприклад, перетворення теплової енергії повністю в механічну не пов'язано з порушенням першого закону, однак таке перетворення неможливе. Другий закон термодинаміки ще більш обмежує можливі процеси перетворення.

Теплоту можна перетворити в роботу тільки при умові, що частина цієї теплоти одночасно перейде від гарячого тіла до холодного (принцип дії теплових двигунів).

Пристрій, який всупереч цьому закону отримував б теплову енергію від нагрівача і виробляв таку ж кількість механічної енергії, називається вічним двигуном другого роду (наприклад, камінь, який охолоджується підіймався б угору).

Щоб теплота змогла перейти від холодного тіла до гарячого, необхідно втратити механічну роботу (принцип дії холодильних машин).

Звідси виходить, що в замкненій системі у відсутності яких-небудь процесів не може виникнути сама по собі різниця температур, тобто теплота не може довільно перейти від більш холодних частин до більш гарячих.

Усі термодинамічні процеси, що відбуваються в замкненій системі, можна поділити на **оборотні** і **необоротні**.

Термодинамічний процес є оборотним, якщо він протікаючи у зворотному напрямі, повертає систему в початковий стан без витрати енергії. В іншому випадку термодинамічні процеси називають необоротними. Вони відбуваються довільно тільки в одному напрямі.

Прикладом оборотного процесу є незатухаючі коливання ідеального контуру, а необоротного – затухаючі коливання. Прикладами необоротних процесів є також теплопередача і теплообмін.

Більшість процесів в техніці являють собою необоротні процеси або містять етапи, які є необоротними процесами.

Із рівнянь для ККД виходить:

$$\frac{Q_1 + Q_2}{Q_1} = \frac{T_1 - T_2}{T_1},$$

звідки

$$1 + \frac{Q_2}{Q_1} = 1 - \frac{T_2}{T_1}$$

або

$$\frac{Q_1}{T_1} + \frac{Q_2}{T_2} = 0. \quad (4.1)$$

Із рівняння (4.1) випливає, що кількість теплоти, яка отримана або віддана тілом під час оборотного процесу, пропорційна температурі.

Відношення Q/T називається **зведеною кількістю теплоти**. У загальному випадку маємо:

$$\sum \frac{Q_{\text{об. пр}}}{T},$$

або в диференціальній формі:

$$\frac{1}{T} \oint dQ_{\text{об. пр}} = 0.$$

В кожному циклі оборотного процесу (див. цикл Карно) усі термодинамічні параметри приймають початкові значення, тобто їх зміна дорівнює нулю.

Вводять поняття термодинамічного параметра стану, який називається **ентропією** S . Ентропія S є функцією, диференціал якої визначається як

$$dS = \frac{1}{T} dQ_{\text{об. пр}}.$$

$$\text{Одиниця виміру ентропії } [S] = \frac{\text{Дж}}{\text{К}}.$$

Очевидно, що зміна ентропії під час переходу зі стану 1 до стану 2 визначається рівнянням:

$$\Delta S = S_2 - S_1 = \frac{1}{T} \int_1^2 dQ_{\text{об. пр}}.$$

Для оборотного процесу $\Delta S = 0$. Для необоротного процесу $\Delta S > 0$. Необоротний процес довільно відбувається тільки в одному напрямку.

При $\Delta S < 0$ процес не може відбуватися довільно, необхідний підвід енергії ззовні.

Очевидно, що усі процеси в природі відбуваються в напрямку збільшення ентропії. Тому другий закон термодинаміки формулюється як

$$\Delta S \geq 0,$$

тобто ентропія замкненої системи не може зменшуватися.

4.1.6. Процеси передачі теплоти

Усі види передачі теплоти підкоряються одному основному правилу: тепло передається від гарячого тіла до холодного.

Теплопровідність тіла означає його здатність проводити тепло. Молекули частин тіла, де температура вище, володіють більшою енергією і передають її сусіднім молекулам, які мають меншу енергію. Це веде к вирівнюванню різниці температур усередині тіла. На відміну від конвекції передача тепла в цьому випадку не пов'язана з переносом частинок.

Теплопровідність називається стаціонарною, якщо різниця температур ΔT , що її визиває, залишається незмінною. В іншому випадку мова йде про нестаціонарну теплопровідність.

Кількість теплоти, що передається, визначається формулою (рис. 4.9):

$$Q = \frac{\lambda S t \Delta T}{l},$$

де S – поперечний переріз провідника тепла, t – тривалість процесу теплопровідності, ΔT – різниця температур на кінцях провідника тепла, l – довжина провідника, λ – коефіцієнт теплопровідності матеріалу провідника. Одиниця виміру λ : $[\lambda] = \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$.

Відношення $\frac{Q}{t}$ називається тепловим потоком Φ , який вимірюється у ваттах.

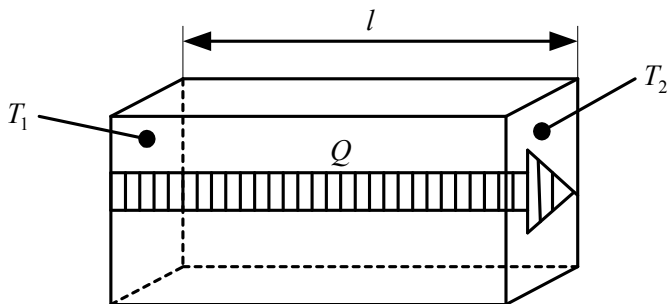


Рис. 4.9. Передача теплоти

Відзначимо, що величина ΔT може вимірюватися в кельвінах або в градусах Цельсія, оскільки мова йде про різницю температур і необхідність в перерахунку відпадає.

Явища теплопровідності і електропровідності з формальної точки зору аналогічні одне одному. Електричний опір провідника визначається співвідношенням:

$$R = \rho \frac{l}{S} = \frac{l}{\gamma S},$$

де ρ – питомий електричний опір; γ – питома провідність.

Відповідно **тепловий опір** має вигляд:

$$R_T = \frac{l}{\lambda S},$$

а одиниця виміру R_T : $[R_T] = \frac{\text{К}}{\text{Вт}}$.

За аналогією закону Ома можна записати закон Ома для ділянки теплопровідного кола:

$$\Phi = \frac{Q}{t} = \frac{\lambda S \Delta T}{l} = \frac{\Delta T}{R_T}.$$

Відзначимо, що тепловий опір R_T може складатися з ряду окремих опорів включених паралельно або послідовно. Для розрахунку повного опору необхідно користуватися правилами розрахунку повного опору електричного кола.

Рідкі або газоподібні тіла, які вступають у контакт із твердим тілом, що знаходиться при іншій температурі, або віддають йому тепло, або отримують тепло від нього. Таке явище передачі тепла називається **тепловіддачею**. В цьому випадку кількість теплоти, що проходить крізь поверхню зіткнення (рис. 4.10) визначається із співвідношення:

$$Q = \alpha S t \Delta T,$$

де α – коефіцієнт тепловіддачі; S – площа поверхні, крізь яку відбувається тепловіддача; t – тривалість процесу тепловіддачі; ΔT – різниця температур поверхонь твердого тіла і рідини або газу.

Одиниця виміру α : $[\alpha] = \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$.

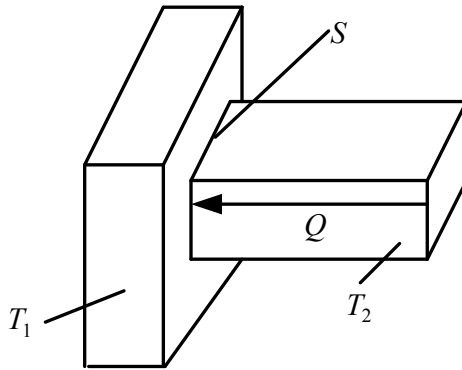


Рис. 4.10. Процес тепловіддачі

Чисельне значення коефіцієнта α залежить від складу рідини або газу та швидкості їх руху, а також від якості обробки поверхні твердого тіла, але не від його складу.

Різниця температур ΔT залишається постійною в процесі тепловіддачі, а в місці тепловіддачі виникає стрибок температури.

Величина $\frac{1}{\alpha S}$ являє собою тепловий опір.

Якщо два рідких або газоподібних тіла, що мають різну температуру, розділені твердим тілом (плоска перегородка), то процес передачі тепла відбувається у три стадії.

1. Тепловіддача із першого середовища до поверхні перегородки (рис. 4.11), при цьому

$$Q = \alpha S t \Delta T .$$

2. Теплопровідність крізь перегородку, яка визначається як

$$Q = \frac{\lambda S t \Delta T}{l} .$$

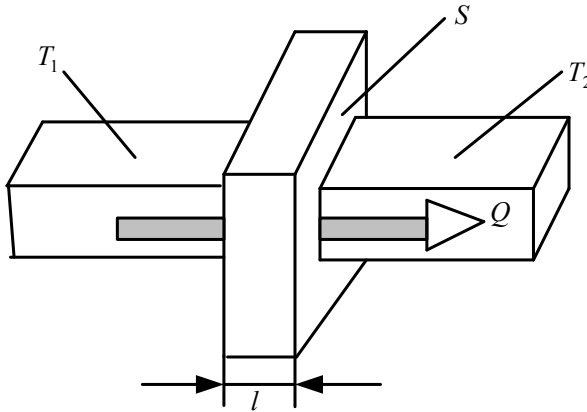


Рис. 4.11. Теплопередача від одного тіла до іншого

3. Тепловіддача з поверхні перегородки до другого середовища, яка визначається із співвідношення:

$$Q = \alpha S t \Delta T .$$

Сукупність цих трьох процесів називається теплопередачею.

Із врахуванням того, що тепловий потік Φ на всіх ділянках теплообміну повинен залишатися постійним, можна записати, що

$$\Phi = \frac{Q}{t} = \alpha_1 S \Delta T_1 = \frac{\lambda S \Delta T_2}{l} = \alpha_2 S \Delta T_2 .$$

При цьому сума усіх різниць температур дорівнює загальній різниці температур:

$$\Delta T = \Delta T_1 + \Delta T_2 + \Delta T_3 .$$

Звідси виходить, що

$$\Delta T = \frac{Q}{\alpha_1 St} + \frac{Ql}{\lambda St} + \frac{Q}{\alpha_2 St} = \frac{R}{St} \left[\frac{1}{\alpha_1} + \frac{l}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2} \right].$$

Величина, що обернена виразу в дужках, називається **коефіцієнтом теплопередачі** k :

$$\frac{1}{k} = \left[\frac{1}{\alpha_1} + \frac{l}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2} \right].$$

Таким чином, процес теплопередачі визначається формулою:

$$Q = kSt\Delta T.$$

Одиниця виміру k : $[k] = \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$. Коефіцієнт теплопередачі k залежить від товщини перегородки l .

4.2 Класифікація теплових насосів

Тепловий насос – це пристрій, який перетворює низькотемпературне тепло джерела у високотемпературне, тобто тепловий насос працює так само, як і звичайний холодильник, але з точністю до навпаки. Холодильник викачує тепло, яке виходить від продуктів, що охолоджуються, і виділяє його у вигляді досить гарячого потоку повітря від трубчастої панелі на задній стінці. Теплообмінник теплового насоса (по суті така ж сама панель, або зовнішній контур) виставляють ззовні або закопують у землю, збираючи теплову енергію і передають її у дім. Таким чином, тепловий насос – прилад, який переносить розсіяну теплову енергію в опалювальний контур. Робота теплового насоса пояснюється за допомогою зворотного циклу Карно.

Принцип дії теплового насоса заснований на двох взаємообернених термодинамічних ефектах – виділення тепла (тепло фазового переходу) при випаровуванні рідини (перехід в пароподібний стан) або конденсації (перехід в рідкий стан). Робочим тілом теплового насоса є замкнутий контур заповнений холодоагентом (фреоном) –

рідиною, яка здатна швидко змінювати свій агрегатний стан при відносно незначних змінах температури.

Для отримання 100 % енергії, що йде на опалення, витрачається близько 25 % електричної енергії для роботи насосу.

При стисненні холодоагенту компресором, температура підвищується, завдяки чому в контур опалення, через теплообмінник теплового насоса, подається теплоносія температураю до $+62^{\circ}\text{C}$, рис. 4.12.

Тепловий насос характеризують такі показники як коефіцієнт потужності та коефіцієнт роботи. Коефіцієнт потужності ϵ є відношенням теплової продуктивності до витраченої електричної потужності.

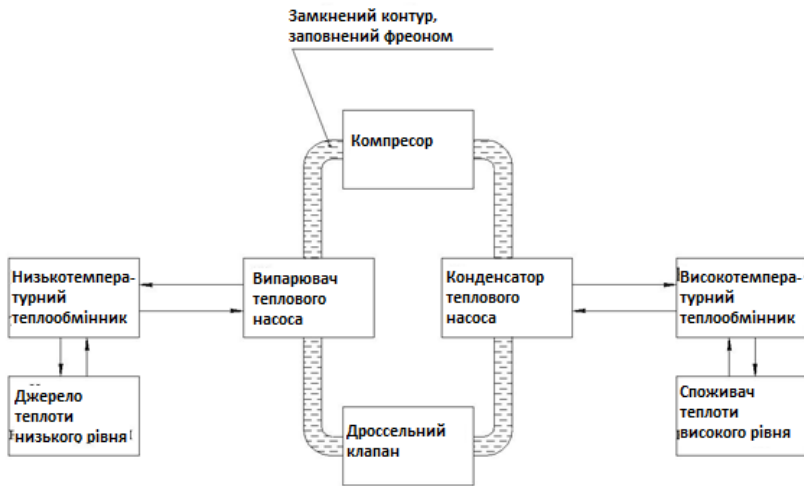


Рис 4.12. Схема роботи теплового насоса

Основним критерієм для класифікації теплових насосів є комбінація джерел і кінцевого споживача тепла. В залежності від цього виділяють пристрої наступних типів: «вода – вода», «вода – повітря», «грунт – вода», «грунт – повітря», «повітря – вода» і «повітря – повітря». Із цього перечня ясно, що тепловий насос передає тепло системам опалення з водяним або повітряним теплоносієм. Однак найбільш важливою є перша складова комбінації. Вода є гарним, стабільним і ефективним джерелом тепла, але водоймища не завжди є поблизу. Крім того, воду треба підготувати і відфільтрувати,

перед тим, як подавати її в систему. Значно більшого розповсюдження отримали пристрої, які використовують енергію ґрунту і називаються геотермальними тепловими насосами. Вони можуть бути встановлені в якості єдиного джерела опалення та гарячого водопостачання у всіх кліматичних зонах України.

За типом джерела теплоти низького рівня виділимо такі групи теплових насосів:

- теплові насоси свердловинного ґрунтового типу;
- теплові насоси поверхневого ґрунтового типу;
- теплові насоси водного типу;
- теплові насоси повітряного типу.

Теплові насоси свердловинного ґрунтового типу. В цьому випадку установка теплового насоса вимагає проведення бурових робіт по створенню свердловини, глибина якої (в залежності від ряду факторів, таких як склад ґрунту та наявність ґрунтових вод) може знаходитися в межах від 50 до 200 м. Діаметр свердловини, як правило, коливається від 10 до 20 см. Після закінчення бурових робіт в свердловину вноситься теплообмінний U-подібний контур, заповнений водою, яка поглинає тепло ґрунту і передає його насосу. На глибині, яка більша за глибину промерзання, зберігається понад 90 % енергії, що накопичується у період теплої пори року, і якої цілком досить для ефективної роботи теплового насоса. Чим більший діаметр труб, тим краще здійснюється відбір тепла, але одночасно з цим збільшується і ціна системи. В середньому витрачаючи близько 1 кВт потужності на роботу компресора насоса, на виході отримуємо близько 5 кВт.

Теплові насоси поверхневого ґрунтового типу. Принцип дії такого насоса є таким же, що й у розглянутого вище. Різниця полягає у просторовій орієнтації контуру: якщо в першому випадку контур, заповнений водою, розміщується вертикально, то для насосів поверхневого типу – горизонтально. Теплообмінником є колектор, тобто змійовик з поліетиленових труб, які укладаються під землею на глибині 1...1,5 м. Для встановлення теплового насоса цього типу необхідна наявність вільної ділянки землі площею, яка повинна бути не менше, ніж та, що опалюється, тобто близько декількох десятків м². Така територія не повинна забудовуватися не бути засадженою деревами.

Глибину свердловини L (для теплових насосів першої групи) і площу земельної ділянки S (для теплових насосів другої групи) можна розрахувати наступним чином:

$$S = \frac{Q_t - P_c}{g},$$

$$L = \frac{Q_x}{g_z} = \frac{Q_t - P_c}{g_z},$$

де Q_x – холодопродуктивність теплового насоса; g – питома теплова потужність ґрунту; Q_t – теплопродуктивність теплового насоса; P_c – потужність, яка споживається компресором теплового насоса.

Різниця обчислень полягає лише у тому, що значення величини g потрібно брати з відповідної колонки довідкової таблиці (табл. 4.1 або 4.2).

Таблиця 4.1

Загальні показники для насоса вертикального типу

Ґрунт	Питомий відбір потужності, g, Вт/м
Поганий ґрунт (суха осадова порода)	20
Нормальна тверда кам'яна порода і насичена водою осадова порода	50
Тверда кам'яна порода з високою теплопровідністю	70
Окремі породи	
Галька, пісок (сухий)	< 20
Галька, пісок (вологий)	55–65
Суглинок, глина (волога)	30–40
Вапняк (масивний)	45–60
Піщаник	55–65
Кислі магматичні породи (граніт)	55–70
Основні магматичні породи (базальт)	35–55
Гнейс	60–70

Загальні показники для насоса горизонтального типу

Ґрунт	Питомий відбір потужності g_z , Вт/м
Сухий піщаний ґрунт	10–15
Вологий піщаний ґрунт	15–20
Сухий глинистий ґрунт	20–25
Вологий глинистий ґрунт	25–30
Ґрунт з ґрунтовими водами	30–35

Теплові насоси водного типу. Теплові насоси, в яких джерелом теплоти низького рівня є ґрунтові води, вважаються найбільш ефективними з існуючих. Це пояснюється тим, що температура води в свердловинах на протязі всього року складає близько $+10^\circ \text{C}$. Для такого теплового насоса необхідно буріння двох свердловин, одна з яких працює на подачу води насосу, а інша – здійснює її відведення, рис. 4.13. Важливо, щоб відстань між відповідними свердловинами була більше ніж 5 метрів. Також необхідно забезпечити захист від промерзання як підведеної, так і виведеної води.



Рис. 4.13. Складові частини теплового насоса водного типу

Важливим експлуатаційним показником теплового насоса водного типу є швидкість витрати води $V_{\text{ВТ}}$, $\text{м}^3/\text{год}$, яка може бути розрахована за допомогою співвідношення:

$$V_{\text{ВТ}} = \frac{Q_x}{\rho C \Delta T}$$

де Q_x – холодопродуктивність теплового насоса, Вт; $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ – густина води; $C = 1,163 \text{ Вт} \cdot \text{ч/кг} \cdot \text{К}$ – питома теплоємність води; ΔT – різниця температур підведеної і відведеної води.

Теплові насоси повітряного типу. Перевагою теплових насосів повітряного типу є відсутність бурильних чи інших земляних робіт, що призводить до істотного зниження вартості обладнання. Однак, на відміну від джерел теплоти низького рівня для насосів трьох попередніх типів, повітря навколишнього середовища відрізняється нестабільністю середньорічної температури, що негативно відбивається на ефективності теплового насоса повітряного типу в холодну пору року (наприклад, зниження температури повітря з $+10$ до мінус 10°С викликає зниження продуктивності насоса у 2 рази).

Конструктивно тепловий насос повітряного типу може бути двомодульним або одномодульним. У першому випадку модуль, що складається з вентилятора і випарника, розташовується за межами будівлі на вулиці (рис. 4.14), а модуль, що включає конденсатор, монтується в приміщенні (рис. 4.15). У другому випадку тепловий насос монтується в єдиному корпусі, а повітря нагнітається через повітропровід.

Внутрішній контур теплових насосів складається з таких компонентів:

- конденсатор;
- капіляр;
- випарник;
- компресор, що працює від електричної мережі;
- терморегулятор, який управляє обладнанням;
- холодоагент.

4.3. Розрахунок теплових насосів

Відповідно до рис. 4.16, тепловий насос бере теплову енергію з одного місця, переносить (перекачує) її та віддає у інше місце.

Принцип роботи. Холодоагент під високим тиском через капілярний отвір попадає у випарник, де за рахунок різкого зменшення тиску відбувається процес випару. При цьому холодоагент відбирає тепло у внутрішніх стінок випарника, а випарник у свою чергу віднімає тепло із земляного або водяного контуру, за рахунок чого він

постійно прохолоджується. Компресор забирає холодоагент із випарника, стискає його, за рахунок чого температура холодоагенту різко підвищується й виштовхує в конденсатор. Нагрітий у конденсаторі у результаті стиску холодоагент віддає тепло (температура порядку 85–125° С) опалювальному контуру і переходить у рідкий стан. Процес повторюється постійно. Коли температура в будинку досягає необхідного рівня, електричне коло розривається терморегулятором і тепловий насос перестає працювати. Коли температура в опалювальному контурі падає, терморегулятор знову запускає тепловий насос. У такий спосіб холодоагент у тепловому насосі робить зворотний цикл Карно.

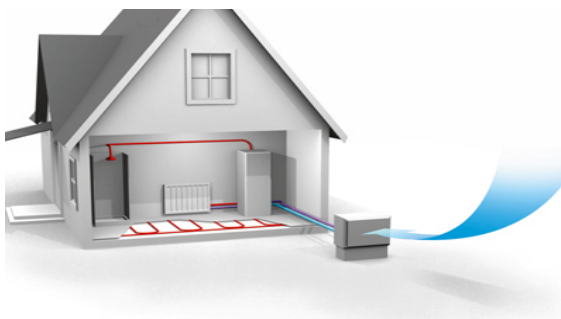


Рис. 4.14. Тепловий насос повітряного типу

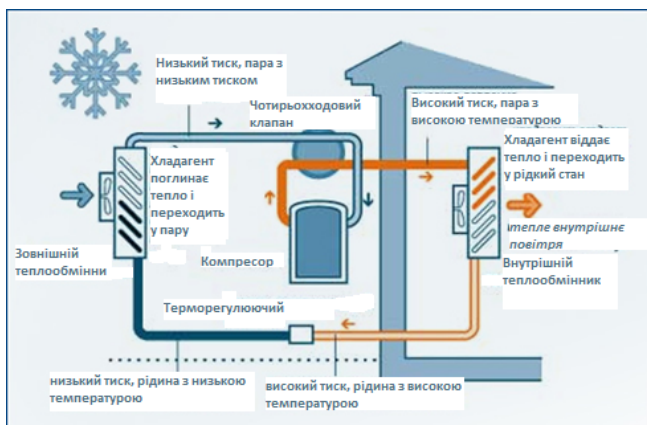


Рис. 4.15. Складові частини теплового насоса повітряного типу

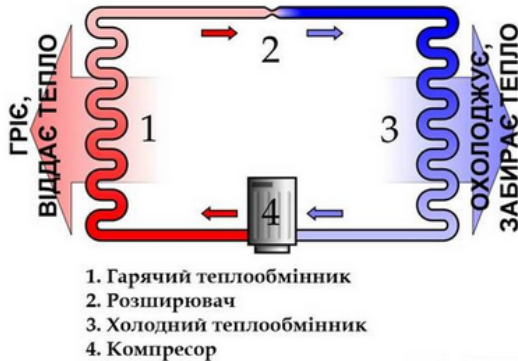


Рис. 4.16. Схематичне зображення принципу дії теплового насоса

Таким чином, теплові насоси перекачують розсіяну теплову енергію землі, води або навіть повітря у відносно високо потенційне тепло для опалення об'єкта. Приблизно 75 % опалювальної енергії можна зібрати безкоштовно із природи: ґрунту, води, повітря й тільки 25 % енергії необхідно затратити для роботи самого теплового насоса. Інакше кажучи, заощаджується 3 / 4 коштів, які необхідно було б витратити на дизпаливо, газ або електроенергію для традиційного опалення.

Можна вважати, що тепловий насос за допомогою теплообмінників збирає теплову енергію із землі або повітря і «переносить» її в приміщення.

Теплові насоси здатні не тільки опалювати приміщення, але й забезпечувати гаряче водопостачання, а також здійснювати кондиціювання повітря. Але при цьому в теплових насосах повинен бути реверсивний клапан, саме він дозволяє тепловому насосу працювати у зворотному режимі.

В залежності від джерела відбору тепла теплові насоси поділяються на:

- повітряні (джерелом відбору тепла є повітря);
- геотермальні (використовують тепло землі, наземних або підземних ґрунтових вод).

Геотермальні, в свою чергу розподіляються на теплові насоси:

а) замкнутого типу:

- горизонтальні, у яких колектор розміщується кільцями або хвилястими смугами у горизонтальних траншеях нижче глибини

промерзання ґрунту (від 1,2 м і більше). Цей спосіб є найбільш економічно ефективним для об'єктів, що не мають дефіциту земельної площі під контур;

- вертикальні, у яких колектор розміщується вертикально у свердловині глибиною до 200 м. Цей спосіб застосовується у випадках, коли площа земельної ділянки не дозволяє розмістити контур горизонтально або є загроза пошкодження ландшафту;

- водні, у яких колектор розміщується кільцями у водоймищі (озеро, ставок, річка) нижче глибини промерзання. Це найдешевший варіант, але є вимоги до мінімальної глибини та об'єму води у водоймищі для певного регіону;

б) відкритого типу: система використовує в якості теплообмінної рідини воду, що циркулює безпосередньо через систему геотермального теплового насосу в рамках відкритого циклу, тобто вода після проходження системою повертається у землю. Цей варіант можна реалізувати на практиці лише при наявності достатньої кількості відносно чистої води та за умови дозволу використання ґрунтових вод.

Оскільки температура холодоагенту може змінюватися (від мінус 5°C до + 20°C) в первинному контурі теплової насосної установки, то необхідно мати розширювальний бак.

Рекомендується також встановити на зворотній лінії накопичувальний бак (рис. 4.17). Компресор теплового насосу працює в режимі «включено-виключено». Занадто часті пуски можуть призвести до прискореного зносу його деталей. Бак корисний і як акумулятор енергії – на випадок відключення електроенергії. Його мінімальний обсяг приймається з розрахунку 10–20 л на 1 кВт потужності теплового насоса.

При використанні іншого джерела енергії (електричного, газового, або твердопаливного котла) він підключається до схеми через змішувальний клапан, привод якого управляється тепловим насосом або загальною системою автоматики.

У разі можливих відключень електроенергії потрібно збільшити потужність встановлюваного теплового насоса на коефіцієнт, який розраховується за формулою:

$$F = 24 / (24 - t_{\text{викл}}),$$

де $t_{\text{викл}}$ – тривалість перерви в електропостачанні.

Наприклад, у разі відключення електроенергії на 4 години цей коефіцієнт дорівнюватиме 1,2.

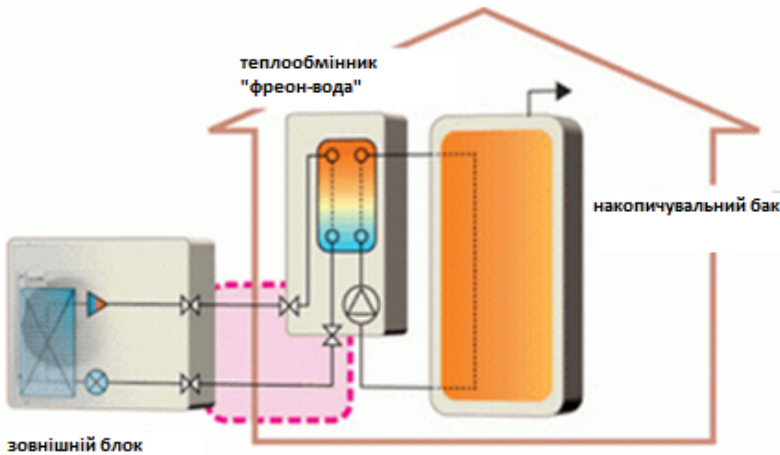


Рис. 4.17. Схема приєднання додаткового обладнання

Потужність теплового насоса можна підбирати виходячи з моновалентного або бівалентного режиму його роботи. У першому випадку передбачається, що тепловий насос використовується як єдиний генератор теплової енергії.

Моновалентний режим роботи теплового насоса. Моновалентний режим роботи теплового насоса забезпечує тепло всю будівлю, тобто він є єдиним теплогенератором. В цьому випадку система розподілу тепла повинна бути розрахована на температуру подачі, яка нижче максимальної температури подачі теплового насоса. При визначенні параметрів теплового насоса, повинні бути враховані можливі перерви в подачі електроенергії, а також тарифи енергопостачальної організації.

Бівалентний режим роботи теплового насоса. В цьому режимі роботи тепловий насос доповнюється ще одним теплогенератором, наприклад, водонагрівальним котлом для рідкого і газоподібного палива. Управління таким тепловим насосом виконує його контролер.

Моноенергетичний режим роботи теплового насоса. Бівалентний режим роботи, в якому додатковий теплогенератор, наприклад, компресор теплового насоса, живиться електроенергією. В якості

додаткового теплогенератора може використовуватися, наприклад, проточний водонагрівач для теплоносія у вторинному контурі. Для установок типової конфігурації теплопродуктивність теплового насоса вибирається з розрахунку приблизно 70–85 % від максимального теплоспоживання будівлі. Частка теплового насоса в середньорічній тривалості роботи опалення становить приблизно від 92 до 98 %.

Слід взяти до уваги, що в нашій країні тривалість періодів з досить низькою температурою повітря становить невелику частину опалювального сезону. Тому найбільш доцільною є робота теплового насоса в бівалентному режимі, що передбачає включення додаткового теплогенератора в періоди, коли температура повітря опускається нижче визначеної (мінус 5°C – в південних регіонах, мінус 10°C – у центральних). Це дозволяє знизити вартість даного теплового насоса; а також, робіт з монтажу первинного контуру (прокладка траншеї, буріння свердловин і т. ін.), яка значно збільшується у разі зростання потужності установки.

При встановленні теплових насосів в першу чергу слід подбати про утеплення будівлі та встановлення склопакетів з низькою теплопровідністю, рис. 4.18.

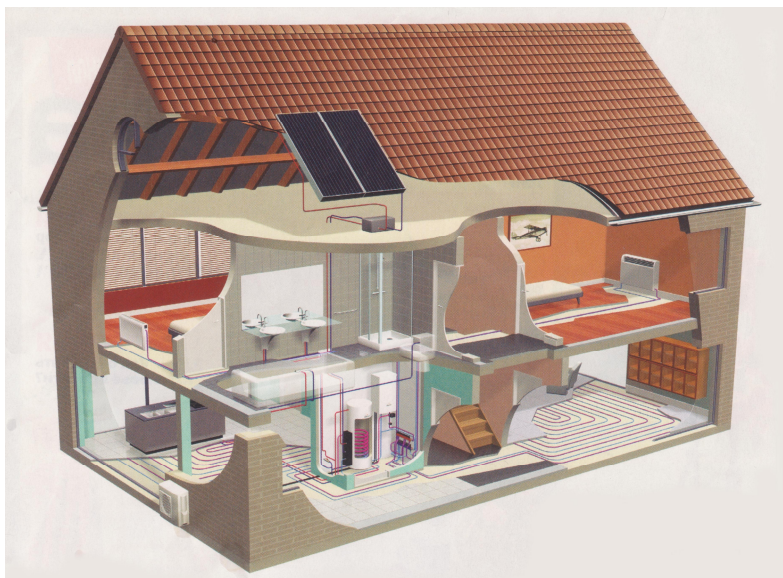


Рис. 4.18. Забезпечення приватного будинку тепловою енергією

При опаленні геотермальними тепловими насосами, зовнішній блок закопується у ґрунт або занурюється у водоймище, поряд з будинком. При цьому, незалежно від температури повітря на подвір'ї, зовнішній блок залишається вільним від льоду, ефективність теплопередачі залишається високою.

Принцип дії опалення геотермальними тепловими насосами ґрунтується на зборі тепла з ґрунту або води, і передачі зібраного тепла опаленню будинку (рис. 4.19).



Рис. 4.19. Принцип дії опалення геотермальним тепловим насосом

Для збору тепла незамерзаюча рідина тече по трубі, розташованій у ґрунті або у водоймищі біля будинку, і надходить до теплового насосу.

Тепловий насос, подібно холодильнику, охолоджує незамерзаючу рідину (відбирає тепло), при цьому рідина охолоджується ориєнтовно на 5°C і знову тече по трубі у ґрунті або воді, відновлює свою температуру і надходить до теплового насосу. Відібране тепловим насосом тепло передається системі опалення та/або на підігрів гарячої води.

Можливо відбирати тепло у підземної води, яка з температурою біля 10°C подається зі свердловини до теплового насосу, який охолоджує воду до $+1 \dots +2^{\circ}\text{C}$, і повертає воду під землю. При кон-

диціюванні будівлі, геотермальний тепловий насос працює у зворотному режимі, переносячи тепло з будинку в ґрунт або водоймище.

Теоретично, тепла енергія є у будь-якого предмета, що має температуру вищу за мінус двісті сімдесят три градуси Цельсія, тобто тепловий насос може відібрати тепло у будь-якого предмета – землі, водойми, льоду, підземної скали, води тощо.

Джерелами низькопотенційного тепла можуть бути зовнішнє повітря температурою від мінус 15°C до +15°C, повітря, яке відводиться з приміщення (15°C – 25°C), підґрунтові (4°C – 10°C) і ґрунтові (більше 10°C) води, озерна і річкова вода (0°C – 10°C), поверхневий (0°C – 10°C) і глибинний (більше 20 м) ґрунт (10°C).

Якщо в якості джерела тепла обрано атмосферне або вентиляційне повітря, застосовуються теплові насоси, які працюють за схемою «повітря-вода». Насос може бути розташований всередині або зовні приміщення. Повітря подається в його теплообмінник за допомогою вентилятора.

При використанні в якості джерела тепла ґрунтової води вона подається зі свердловини за допомогою насоса в теплообмінник, який працює за схемою «вода-вода», а потім закачується в іншу свердловину або скидається у водоймище, рис. 4.20.

При використанні горизонтального колектора теплового насоса знімання тепла з кожного метра труби колектора залежить від багатьох параметрів: глибини укладки, наявності ґрунтових вод, якості ґрунту і таке інше.

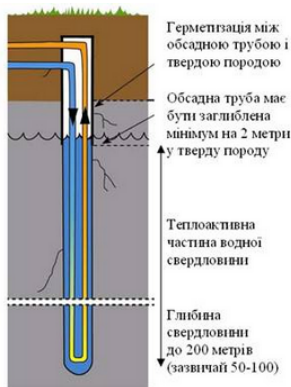


Рис. 4.20. Розміщення колектора

Орієнтовно можна вважати, що для горизонтальних колекторів значення теплоти в середньому становить 20 Вт/м (сухий пісок – 10 Вт/м, суха глина – 20 Вт/м, волога глина – 25 Вт/м, глина з великим вмістом води – 35 Вт/м). Різницю температури теплоносія прямої і зворотної петлі при розрахунках приймають зазвичай 3°C. На ділянці над колектором не слід зводити будов, щоб тепло землі поповнювалося за рахунок сонячної радіації.

Мінімальна відстань між прокладеними трубами повинна бути 0,7 ... 0,8 м. Довжина однієї траншеї складає зазвичай від 30 до 120 м (рис. 3.44). В якості теплоносія первинного контуру рекомендується використовувати 25-відсотковий розчин гліколя. У розрахунках слід врахувати, що його питома теплоємність при температурі 0° С складає 3,7 кДж/(кг · К), щільність – 1,05 г/см³. При використанні антифризу втрати тиску в трубах в 1,5 рази більші, ніж у разі циркуляції води. Для розрахунку параметрів первинного контуру теплонасосної установки витрати антифризу м³/год визначаються із співвідношення:

$$V_s = \frac{Q_0}{1,05 \cdot 3,7 \cdot t} 3600,$$

де t – різниця температур між прямою та зворотною лініями, яку часто приймають рівною 3 К; Q_0 – теплова потужність, що отримується від низькопотенційного джерела (грунту), яка розраховується як різниця повної потужності теплового насоса $Q_{\text{пн}}$ та електричної потужності, що витрачається на нагрівання теплоносія P :

$$Q_0 = Q_{\text{пн}} - P.$$

Сумарна довжина труб колектора L і загальна площа ділянки під нього S , розраховуються за формулами

$$L = \frac{Q_0}{q}, \quad S = L \cdot \Delta A,$$

де q – питома (з 1 м труби) теплотнімання, Вт/м; ΔA – відстань між трубами (крок укладання).

Основним показником ефективності роботи теплового насоса будь-якого типу є величина, яка називається коефіцієнтом перетворення $k_{\text{п}}$, який, по суті, є коефіцієнтом корисної дії теплового насоса.

Величина k_{Π} дорівнює відношенню теплової енергії, яка виробляється насосом в одиницю часу до потужності, яку споживає компресор насоса за цей же час:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{сп}}}{Q_{\text{вит}}} = \frac{Q_{\text{дж}} + Q_{\text{вит}}}{Q_{\text{вит}}} = \frac{Q_{\text{дж}}}{Q_{\text{вит}}} + 1,$$

де $Q_{\text{сп}}$ – енергія, що віддається тепловим насосом споживачеві теплоти високого рівня; $Q_{\text{вит}}$ – енергія, що витрачається на роботу компресора теплового насоса; $Q_{\text{дж}}$ – енергія, що отримується тепловим насосом від джерела теплоти низького рівня.

Відношення $\frac{Q_{\text{дж}}}{Q_{\text{вит}}}$ називається відношенням енергетичної ефективності, яку можна представити в формі відношення температур:

$$\frac{Q_{\text{дж}}}{Q_{\text{вит}}} = \frac{T_{\text{кип}}}{T_{\text{конд}} - T_{\text{кип}}},$$

де $T_{\text{кип}}$ – температура кипіння холодоагента; $T_{\text{конд}}$ – температура конденсації холодоагента.

Таким чином, коефіцієнт перетворення можна записати у вигляді:

$$k_{\Pi} = \left(\frac{T_{\text{кип}}}{T_{\text{конд}} - T_{\text{кип}}} \right) + 1,$$

Приклад розрахунку теплового насоса. Вихідні умови: теплоспоживання котеджу площею 120 ... 240 м² (залежно від теплоізоляції) – 12 кВт; температура води в системі опалення повинна бути 35°C; мінімальна температура теплоносія – 0°C. Для обігріву будинку обраний тепловий насос потужністю 14,5 кВт (найближчий типорозмір), який витрачає на нагрів фреону 3,22 кВт. Питоме теплоспівняння з поверхневого шару ґрунту (суха глина) q дорівнює 20 Вт/м.

Перш за все необхідно визначити, якою буде загальна схема пристрою опалення з тепловим насосом. Одна з можливих схем вибору відповідної конфігурації показана на рис. 4.21.

Відповідно до приведених вище формул розрахунку:

– необхідна теплова потужність колектора $Q_0 = 14,5 - 3,22 = 11,28$ кВт;

– сумарна довжина труб горизонтального колектора

$$L = \frac{Q_0}{q} = \frac{11,28}{0,02} = 564 \text{ м, тобто, для організації такого колектора}$$

знадобиться 6 контурів довжиною по 100 м;

– необхідна площа ділянки при кроці укладання $0,75 \cdot S = 600 \cdot 0,75 = 450 \text{ м}^2$;

– загальна витрата розчину гліколя обчислюється як

$$V_s = \frac{28}{1,05 \cdot 3,7 \cdot 3} \cdot 3600 = 3,51 \text{ м}^3/\text{год.},$$

тобто, витрата на один контур дорівнює $3,51 / 6 = 0,585 \text{ м}^3/\text{год.}$



Рис. 4.21. Загальна схема опалення з тепловим насосом

Для пристрою колектора вибираємо трубу з поліетилену високої щільності (HDPE) типорозміру 32 мм. Втрати тиску в ній складуть 45 Па/м; опір одного контуру – приблизно 7 кПа; швидкість потоку теплоносія – 0,3 м/с.

Якщо використовувати вертикальний колектор (зонд), то необхідно пробурити вертикальні свердловини глибиною від 20 м до 100 м, в які занурюються *U*-подібні металопластикові або пластикові (при діаметрах більших 32 мм) труби. Як правило, в одну свердловину вставляється дві петлі, після чого вона заливається цементним розчином. В середньому питоме теплотзнімання такого зонда складає 50 Вт/м. Можна орієнтуватися на наступні дані по теплотзніманню:

- сухі осадові породи – 20 Вт/м;
- кам'янистий ґрунт і насичені водою осадові породи – 50 Вт/м;
- кам'яні породи з високою теплопровідністю – 70 Вт/м;
- підземні води – 80 Вт/м.

Температура ґрунту на глибині понад 15м постійна і складає приблизно +10°C. Відстань між свердловинами повинна бути більше 5м.

За наявності підземних течій, свердловини повинні розташовуватися на лінії, перпендикулярній потоку.

Підбір діаметрів труб проводиться виходячи із втрат тиску для необхідної витрати теплоносія. Розрахунок витрати рідини може проводитися для $t = 5^\circ\text{C}$.

Наприклад, для питомого теплотзнімання зонда 50 Вт/м і необхідної потужності 11,28 кВт довжина зонда L дорівнює 225 м. Тоді для пристрою колектора необхідно пробурити три свердловини глибиною по 75 м. У кожній з них розміщується по дві петлі з металопластикової труби типорозміру 26×3 (всього – 6 контурів по 150 м).

Загальна витрата теплоносія при $t = 5^\circ\text{C}$ складатиме 2,1 м³/год; витрата на один контур – 0,35 м³/год. Контури матимуть наступні гідравлічні характеристики: втрати тиску в трубі – 96 Па/м (теплоносії – 25-відсотковий розчин гліколя); опір контуру – 14,4 кПа; швидкість потоку – 0,3 м/с.

Обв'язку обладнання теплового насоса проводять металевими трубами, а опалювальну розводку по дому проводять пластиковими трубами, рис. 4.22.



Рис. 4. 22. Обв'язка обладнання теплового насоса

Внутрішні блоки для теплового насоса та геліоколектора встановлюють в окремій котельній або в окремому приміщенні будинку, рис. 4.23 а, б.

Для монтажу геотермальної системи необхідно задіяти декілька різнопланових спеціалістів: теплотехніків, бурових майстрів, сантехніків, електриків та монтажників.

У загальному випадку при визначенні параметрів теплового насоса треба враховувати наступні фактори:

- моновалентна або бівалентна (з використанням запасного опалювального пристрою) робота теплового насоса;
- режим використання теплового насоса (високо- або низькотемпературний, тобто для звичайних систем або для напільного виконання);
- необхідність застосування теплового насоса не тільки в якості опалювального приладу, але і для охолодження в літній період;
- наявність тарифної різниці по оплаті електроенергії в залежності від місця встановлення;
- максимально необхідне електричне навантаження.

Враховуючи всі дані, спеціаліст інженерної компанії може визначити оптимальну потужність обладнання. Важливо, щоб це значення гарантувало забезпечення в домі температури, яка перевищує нормативну, тобто для стабільної роботи системі треба забезпечити запас потужності.



а



б

Рис. 4.23. Оптимальне розміщення обладнання теплового насоса

4.4. Ефективність теплових насосів

При встановленні теплових насосів треба чітко визначити, що вони можуть забезпечити при подальшому їх використанні. Крім того, треба підрахувати окупність такого встановлення. Економія енерговитрат є і вона досить суттєва, але за рахунок початкових витрат вона не стільки велика, як уявляється на перший погляд. Наведемо кілька прикладів.

Так, для добре утепленого дому жилою площею 150 м^2 , з постійним проживанням чотирьох осіб (і, відповідно, потребою в гарячій воді $80 \text{ л / особу в день}$) необхідно встановити тепловий насос потужністю біля 10 кВт . До речі, треба розуміти, що погано утеплений дім з питомими тепловтратами більше 60 Вт / м^2 , негерметичними вікнами і дверима зведе майже нанівець переваги від використання поновлювальної енергії.

Витрати на встановлення теплового насоса в залежності від його типу і місцевих умов складають біля $600 - 1500 \text{ у. о.}$ в розрахунок на 1 кВт тепла, яке виробляється тепловим насосом.

Однак для опалення газовим або електричним котлом потребує $2 - 3 \text{ у.о.}$ на добу на кожні 100 м^2 площі дому, а тепловий насос «з'їдає» не більше $0,5 - 1 \text{ у.о.}$ Відповідно, за весь опалювальний період для дому площею 150 м^2 економія може скласти $400 - 600 \text{ у. о.}$ Ефективність використання теплового насоса спостерігається в домах будь-якої площі, але чим більша площа, тим різниця більш очевидна. Повна окупність вкладів у купівлю і монтаж системі настане приблизно через $7 - 10$ років. Це не так і мало, але до кінця аналогічного періоду багато іншого обладнання може фізично вийти з ладу, в той же час як тепловий насос буде працювати і далі.

Всі ці розрахунки мають першочергове значення у випадку встановлення обладнання в домі для заміни або доповнення к традиційним системам опалення і гарячого водопостачання. Але у випадку нової будови порівнянню належать сумарні витрати на використання різних видів енергії. І тут у вигоді від теплового насоса немає ніякого сумніву. Справа лише у тому, що оплата за цю техніку робиться практично зразу, а витрати на обладнання в домі, наприклад, газового опалення звичайно розтягується у часі. Але загальні витрати на розробку проекту, затвердження та узгодження його у різних установах, прокладку магістралі, купівлю обладнання

(а також додаткові неофіційні витрати) складуть суму, яка така ж сама або більша, ніж витрати на встановлення альтернативної техніки.

Таким чином, навіть початкові вкладення в обладнання теплового насоса при новому будівництві можуть виявитися більш вигідними, ніж підключення традиційних видів опалення і водопостачання. При цьому грамотне вкладення коштів, які є на даний момент, дозволить на протязі декількох десятиліть витратити менше і жити в гарантовано комфортних умовах, практично не залежачи від можливих економічних негаразд в державі.



Питання до глави 4

1. Поясніть принцип роботи теплового насоса.
2. Які основні типи теплових насосів?
3. Поясніть принцип дії теплового насоса повітряного типу.
4. Поясніть принцип дії теплового насоса водного типу.
5. Поясніть етапи розрахунку теплового насоса.

ДОДАТОК
ДОВІДКОВІ ТАБЛИЦІ

Таблиця 1

Густина твердих речовин

Речовина	$\rho, \frac{\text{кг}}{\text{дм}^3}$
Алюміній	2,71
Залізо	7,8
Золото	12,3
Латунь	8,6
Мідь	8,9
Плексиглас	1,2
Стекло	2,5
Цинк	7,1

Густина рідин (при 20° С)

Вода	7,02
Гліцерин	1,26
Ртуть	13,5
Спирт	0,83

**Густина газоподібних речовин
(при 0° С, 101,3 кПа (760 мм рт.ст))**

Речовина	$\rho, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$
Азот	1,25
Водень	0,09
Повітря	1,29
Гелій	0,179
Кисень	1,47
Окис вуглецю	1,25

Таблиця 2

**Коефіцієнт об'ємного розширення газів
(в інтервалі 0...100°C при тиску 101,3 кПа)**

Речовина	$\beta, 10^{-3} \frac{1}{\text{К}}$
Азот	3,672
Водень	3,664
Повітря	3,665
Гелій	3,66
Кисень	3,672
Окис вуглецю	3,667

Таблиця 3

Газова стала

Речовина	$R, \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$
Азот	297
Водень	4125
Повітря	287
Гелій	2078
Кисень	260
Окис вуглецю	297

Таблиця 4

Питома теплоємність c (при 20°C)

Речовина	$c, \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$
Алюміній	0,896
Залізо	0,465
Золото	0,130
Латунь	0,385
Мідь	0,385
Стекло	0,779
Цинк	0,389
Вода	4,19
Гліцерин	2,39
Ртуть	0,138
Спирт	2,39

Таблиця 5

Питома теплоємність газів c

Речовина	$c_p, \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$	$c_v, \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$
Азот	1,038	0,745
Водень	14,27	10,13
Повітря	1,009	0,720
Гелій	5,238	3,161
Кисень	0,917	0,653
Окис вуглецю	1,047	0,754

Таблиця 6

ТЕПЛОПРОВІДНІСТЬ
Провідники тепла

Речовина	$\lambda, \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$
Срібло	407
Мідь	384
Золото	308
Алюміній	209
Латунь	101
Сталь	47

Погані провідники тепла

Пісок	2,0
Кварцове скло	1,36
Бетон	0,7 – 1,2
Скло	0,7
Цегла	0,7
Вода	0,58

Теплоізолятори

Азбест	0,4 – 0,8
Дерево	0,1 – 0,2
Скловата	0,05
Пінопласт	0,04
Повітря	0,034
Вакуум	0,0

Таблиця 7

Коефіцієнт тепловіддачі

Речовина	$\alpha, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$
Спокійна вода – металічна стінка	350...580
Текуча вода – металічна стінка	$350 + 2100\sqrt{v}$
Кип'яток – металічна стінка	3500...5200
Повітря – гладка поверхня	$5,6 + 4v$

v – швидкість, $\frac{\text{м}}{\text{с}}$

ЛІТЕРАТУРА

1. *Соловей О.І.* Нетрадиційні та поновлювальні джерела енергії: навч. посіб. / О.І.Соловей. – Черкаси: ЧДТУ, 2007. – 484 с.
2. *Титко Р.* Відновлювальні джерела енергії / Р. Титко, В. Калініченко: Полтавська. державна аграрна академія, 2010. – 533 с.
3. *Мхитарян Н.М.* Энергосберегающие технологии в жилищном и гражданском строительстве / Н.М. Мхитарян. – К.: Наукова думка, 2000.
4. *Мхитарян Н.М.* Энергетика нетрадиционных и возобновляемых источников. Опыт и перспективы /Н.М. Мхитарян. – К.: Наукова думка, 1999.
5. *Бабенко Г. О.* Вітроенергетичний комплекс України – досягнення, проблеми, перспективи / Г.О. Бабенко, В.М. Богма, Ю.В. Жабський та ін. – К.: Новини енергетики. Спецвипуск, серпень 2003 – 25 с.
6. *Атлас* енергетичного потенціалу відновлювальних та нетрадиційних джерел енергії України / НАНУ, Ін-т електродинаміки, Державний Комітет України з енергозбереження. – К.: 2001.
7. *Пройсс Р.Д.* Аэродинамика винта в нестационарном потенциальном потоке и ее приложение к расчету крыльчатых ветряков / Р.Д. Пройсс, Э.О. Сусью, Л. Морино // Ракетная техника и космонавтика. – 1980. – № 5. – С. 44–53.
8. *Гоман О.Г.* Аэродинамическая оптимизация лопасти ветроэнергетической установки с горизонтальной осью вращения / О.Г. Гоман, В.И. Карплюк // Вісник Дніпропетровського ун-ту, Серія «Механіка»; вип. 1. – Т. 1. – 1998. –С.104–111.
9. *Волков Н.И.* Аэродинамика ортогональных ветровых двигателей (некоторые математические модели и численная реализация): учеб. пособ. / Н.И. Волков. – Сумы: ВВП «Мрия-1» ЛТД, 1996. – 198 с.
10. *Мельничук М.М.* Geographical parameters of extraction geothermal energy in Ukraine / М.М. Мельничук, С.Р. Боблях, А.Д. Калько // Вісник Харківського нац. ун-ту ім. В.Н. Каразіна. – 2010. – №33. – С. 138–143.
11. *Денисенко Г.И.* Возобновляемые источники энергии / Г.И.Денисенко. – К.: Вища школа, 1983. – 168 с.

12. *Денисенко О.Г.* Преобразование и использование ветровой энергии / О.Г. Денисенко, Г.А. Козловский, Л.П. Федосенко. – К.: Техника, 1992. – 174 с.
13. *Кривцов В.С.* Неисчерпаемая энергия, кн. 1; Ветроэлектрогенераторы, кн. 2 / В.С. Кривцов, А.М. Олейников, А.И. Яковлев. – Харьков: Нац. аэрокосмический ун-т, 2003. – 400 с.
14. *Яхно О.М.* Ветроэнергетика, конструирование и расчет ВЭУ / Т.Г. Таурит, И.Г. Грабар. – Житомир: ЖГТУ, 2002. – 255 с.
15. *Абрамовский Е.Р.* Аэродинамика ветродвигателей / Е.Р. Абрамовский, С.В. Городько, Н.В. Свиридов – Днепропетровск: Днепропетровский гос. ун-т, 1987. – 219 с.
16. *Яковлев А.И.* Прогнозирование мощностных и моментных характеристик ветроколеса с вертикальной осью вращения и различными аэродинамическими профилями рабочих лопастей / А.И. Яковлев, М.А. Затучная, И.Г. Головчинер, А.А. Зайкин // Нетрадиционные источники, передающие системы и преобразование энергии. – Харьков: 1997. – С. 111–115.
17. *Яковлев А.И.* Энергетические характеристики ветротурбин с вертикальной осью вращения / А.И. Яковлев, М.А. Затучная // Авиационно–космическая техника и технология. – Харьков: вып. 7. – 1998. – С. 98–102.
18. *Еремеев К.Д.* Экспериментальные исследования масштабной модели ортогонального крыльчатого ветродвигателя трехлопастной компоновочной схемы / К.Д. Еремеев, Ю.Ф. Усик, В.И. Холявко, В.В. Чмовж // Авиационно–космическая техника и технология. – Харьков, вып. 8. – 1999. – С. 34–38.
19. *Фатеев Е. М.* Ветродвигатели и ветротурбины /Е.М. Фатеев. – М.: Сельхозгиз, 1957. – 544 с.
20. *Муто Х.* Совместные экспериментальные исследования роторов Дарье и Савониуса в аэродинамической трубе / Х. Муто, Ю. Терашима, Е. Оута, Т. Машияма. – Токио, 1983.
21. *Андрианов В.Н.* Ветроэлектрические станции / В.Н. Андрианов, О.Н. Быстрицкий, К.П. Вашкевич, В.Р. Секторов. – М.: Госэнергоиздат, 1960. – 256 с.

ЗМІСТ

	ВСТУП.....	3
1	КЛАСИФІКАЦІЯ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ТА ПРИНЦИПИ ПЕРЕТВОРЕННЯ ЕНЕРГІЇ.....	5
1.1	Класифікація відновлювальних джерел енергії.....	5
1.2	Фізичні основи перетворення енергії вітру.....	8
1.3	Фізичні основи перетворення енергії сонця.....	18
1.4	Фізичні основи перетворення енергії землі.....	31
	Питання до глави 1.....	43
2	ЕНЕРГЕТИЧНІ УСТАНОВКИ НА ОСНОВІ ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ ВІТРУ.....	44
2.1	Основні співвідношення обертального руху.....	44
2.1.1	Рух тіла по колу.....	44
2.1.2	Обертальний рух тіла.....	46
2.1.3	Динаміка обертального руху.....	49
2.2	Класифікація вітроенергетичних установок.....	54
2.3	Вітроенергетичні установки з горизонтальною віссю обертання.....	58
2.3.1	Структура та класифікація вітроенергетичних установок з горизонтальною віссю обертання.....	59
2.3.2	Комплекс технічних засобів горизонтально-осьових вітроенергетичних установок.....	62
2.3.3	Показники ефективності горизонтально-осьових установок.....	69
2.3.4	Розрахунок вітроенергетичних установок з горизонтальною віссю обертання.....	73
2.4	Вітроенергетичні установки з вертикальною віссю обертання.....	121
2.4.1	Структура та класифікація вітроенергетичних установок з вертикальною віссю обертання.....	122
2.4.2	Комплекс технічних засобів вітроенергетичних установок з вертикальною віссю обертання.....	124
2.4.3	Показники ефективності вертикально-осьових установок.....	127
2.4.4	Розрахунок вітроенергетичних установок з вертикальною віссю обертання.....	130

	Питання до глави 2.....	151
3	ЕНЕРГЕТИЧНІ УСТАНОВКИ	
	З ВИКОРИСТАННЯМ ЕНЕРГІЇ СОНЦЯ.....	153
3.1	Структура енергетичних установок з використанням енергії сонця.....	153
3.2	Класифікація сонячних енергетичних установок.....	156
3.3	Сонячні колектори.....	161
3.4	Розрахунок систем енергопостачання на основі сонячних колекторів.....	176
3.5	Сонячні електростанції, що використовують фотобатареї.....	188
3.6	Комплекс технічних засобів у сонячних енергетичних установках.....	194
3.7	Ефективність сонячних енергетичних елементів.....	207
3.8	Розрахунок сонячних енергетичних установок.....	208
	Питання до глави 3.....	221
4	ЕНЕРГЕТИЧНІ УСТАНОВКИ НА ОСНОВІ	
	ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ ЗЕМЛІ.....	222
4.1	Основні співвідношення термодинаміки.....	222
4.1.1	Основні співвідношення, пов'язані з температурою.....	222
4.1.2	Основні співвідношення, пов'язані з тепловою енергією.....	226
4.1.3	Кругові процеси (цикли).....	237
4.1.4	Теплові машини.....	240
4.1.5	Другий закон термодинаміки.....	243
4.1.6	Процеси передачі тепла.....	245
4.2	Класифікація теплових насосів.....	249
4.3	Розрахунок теплових насосів.....	254
4.4	Ефективність теплових насосів.....	268
	Питання до глави 4.....	269
	ДОДАТОК. ДОВІДКОВІ ТАБЛИЦІ.....	270
	ЛІТЕРАТУРА.....	274
	ЗМІСТ.....	276

Навчальне видання

**Синєглазов Віктор Михайлович,
Зеленков Олександр Аврамович,
Аскеров Шохраддін Ісабали-огли
Дмитренко Богдан Іванович**

ВІДНОВЛЮВАЛЬНА ЕНЕРГЕТИКА

Навчальний посібник

Підписано до друку 09.12.2015

Формат 60×84/16. Папір офсетний.

Тираж 300 екз.

**Видавництво «Освіта України»,
04136, м. Київ, вул. Маршала Гречко, 13, оф. 218**

Свідоцтво про внесення в Державний реєстр
видавців ДК №1957 від 27.09.2004 р.
Тел./факс (044) 507-04-52, (097) 479-78-36, (050) 552-20-13
E-mail: osvita2005@gmail.com, www.rambook.ru