

СЕРІЯ  
НАУКОВО-ТЕХНІЧНА ОСВІТА:  
ЕНЕРГЕТИКА, ДОВКІЛЛЯ, ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ХАРКІВСЬКА НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА

**В.А. Маляренко**

# **ЕНЕРГЕТИЧНІ УСТАНОВКИ**

**ЗАГАЛЬНИЙ КУРС**

*Рекомендовано  
Міністерством освіти і науки України  
як навчальний посібник для студентів  
технічних вузів*

Харків  
«Видавництво САГА»  
2008

УДК 625.311:502.5

М21

*Рецензенти:*

завідувач кафедри електропостачання міст Харківської національної академії міського господарства д.т.н., професор *О.Г. Гриб*

завідувач кафедри загальної теплотехніки Національного технічного університету «ХПІ» д.т.н., професор *В.М. Кошельник*,

завідувач відділу оптимізації турбомашин Інституту проблем машинобудування НАН України ім. А.М.Підгорного д.т.н., професор *О.Л.Шубенко*

Рекомендовано Міністерством освіти і науки України як навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів, які навчаються за напрямком «Енергетика», рішення № 24/18-1821 від 8.10.2002р.

**Маляренко В.А.**

М21 Енергетичні установки. Загальний курс: Навчальний посібник. – 2-е видання X: «Видавництво САГА», 2008. – 320 с.з іл.  
ISBN 978-966-2918-54-0.

Наведено інформацію про теоретичні основи перетворення і використання енергії, базові положення енергетики, традиційні та альтернативні енергоустановки, технології виробництва електричної і теплової енергії. Розглянуто головні аспекти їх взаємодії з довкіллям.

Показано перспективні екологічно чисті та енергозберігаючі напрямки розвитку сучасної енергетики, організаційно – технічні заходи підвищення енергоефективності.

Для студентів, аспірантів, викладачів, наукових та інженерно - технічних працівників.

ISBN 978-966-2918-54-0

© Маляренко В.А.,  
«Видавництво САГА», 2007

# ПЕРЕДМОВА

Історично склалося, що тривалий час економіка України створювалася у напрямку переважного розвитку енергоємних галузей промисловості, що було зумовлено загальною стратегією Радянського Союзу, наявністю відповідних ресурсів, розвинутою інфраструктурою, сприятливими кліматичними та гірничо-геологічними умовами. Це спонукало першочергове створення потужного паливно – енергетичного комплексу (ПЕК), основу якого склали передові, на той час, технології енергомашинобудування, теплові електростанції на органічному та ядерному паливі.

Як наслідок, на даний час Україна володіє достатніми енергетичними потужностями, але велику їх частку складає застаріле, технічно зношене обладнання та устаткування. Тому проблема енергозабезпечення країни вже переросла в проблему національної безпеки, від вирішення якої залежить можливість подолання багатьох внутрішніх і зовнішніх кризових процесів . Важливим є всебічне осмислення загальних питань енергозабезпечення, технологічного та економічного обґрунтування заходів подальшого розвитку енергетики, в цілому, та її складових.

Енергетичною стратегією України передбачено збільшити енергоефективність енергопостачання та енергоспоживання, знизити шкідливий вплив енергетики на довкілля, підвищити ККД енергетичних агрегатів і установок, замінивши старі на нові зразки, упровадивши передові енерготехнології.

В запропонованому загальному курсі «Енергетичні установки» викладаються основні положення енергетики, термодинамічні основи теплоенергетичних установок, процеси теплообміну та руху робочого тіла. Розглянуто паливно-енергетичні ресурси, паливо та його згорання, традиційні та альтернативні енергетичні установки і технології виробництва електричної та теплової енергії, головні аспекти їх функціонування, взаємодії з довкіллям, а також перспективи подальшого розвитку .

*Мета вивчення:*

- опанування знаннями з питань загальної енергетики, енергопостачання, енергозбереження та основ енергетики сучасних міст;
- визначення ролі та місця в житті людства процесів перетворення енергії, паливно – енергетичних ресурсів та енергетичних, зокрема, теплоенергетичних установок (ТЕУ);
- ознайомлення з теоретичними основами ТЕУ, їх класифікацією, загальними характеристиками, конструктивними та експлуатаційними особливостями;
- придбання досвіду у виборі джерел енергопостачання, розрахунку навантаження і споживання енергії, визначенні основних параметрів енергоносія, проведення конструктивних та експлуатаційних розрахунків; оцінка питомої вартості енергії;
- ознайомлення з нормами і стандартами проектування, та експлуатації енергетичних установок.

*Інформаційний обсяг.*

Змістовий модуль 1. Структура і тенденції розвитку енергетики. Роль енергетики в розвитку цивілізації. Енергетика та енергопостачання: основні поняття і визначення. Паливно-енергетичний комплекс. Енергогенерувальні потужності. Енергетика і навколишнє середовище. Системи енергопостачання. Енергетичні і теплоенергетичні установки в системах енергопостачання.

Змістовий модуль 2. Технічна термодинаміка – теоретична основа теплових двигунів і теплоенергетичних установок. Загальна технологічна схема теплової енергоустановки. Теплообмінні апарати. Загальні основи технічної механіки рідини та газу. Основи теорії теплопередачі. Теплова ізоляція.

Змістовий модуль 3. Паливно-енергетичні ресурси. Органічне паливо та його використання в енергетиці. Традиційна енергетика і енергопостачальні енергоустановки. Альтернативна та нетрадиційна енергетика, джерела поновлювальної енергії. Вторинні енергетичні ресурси. Теплові насоси. Базові енергогенеруючі установки та їх складові. Котельні установки. Теплові електричні станції.

Змістовий модуль 4. Загальні питання транспортування, споживання енергії та енергозбереження. Вплив енергетичних об'єктів на довкілля, організаційно – технічні заходи підвищення ефективності її виробництва і використання.

Таким чином, головна мета – систематизація загальних знань про теоретичні основи, складові частини, технологічні та екологічні аспекти роботи об'єктів традиційної та альтернативної енергетики. Видання базується на навчальному посібнику «Енергетические установки и

окружающая среда» / за редакцією професора Маляренко В.А. – Харків: ХДАМГ, 2002, – 398 с., який пройшов достатню апробацію і знайшов схвальні відгуки фахівців як в Україні, так і за її межами. Доповнений і доопрацьований з врахуванням розвитку енергетики і освіти України, він узагальнює існуючий досвід, результати наукових досліджень, а також викладання енергетичних дисциплін в вищих учбових закладах. Викладений матеріал детально систематизовано, в кінці кожного розділу наведено контрольні питання.

Навчальний посібник призначено для студентів енергетичних спеціальностей і буде корисним при підготовці фахівців інших напрямів технічних вузів. Здійснення першого видання було підтримано міжнародним проектом «Регіональна кампанія з енергоефективності», започаткованим Фондом громадської дипломатії Міністерства закордонних справ та у справах співдружності Великої Британії, який реалізувався в Україні за участю Харківської національної академії міського господарства.

«Видавництво САГА», враховуючи важливість розглядаємих питань, а також обмеженість навчальної літератури в даному напрямку, здійснює друге видання навчального посібника «Енергетичні установки. Загальний курс» в серії «Науково-технічна освіта: Енергетика. Довкілля. Енергозбереження».

# ЧАСТИНА І.

## ВСТУП В ЗАГАЛЬНУ ЕНЕРГЕТИКУ

### 1 СТРУКТУРА І ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИКИ

#### 1.1. Роль енергетики в розвитку цивілізації

*Роль енергетики в розвитку цивілізації*

*Паливно-енергетичний комплекс*

*Структура споживання паливно-енергетичних ресурсів*

*Енергетика і навколишнє середовище*

*Контрольні запитання*

Уся історія людства і становлення цивілізації – це історія освоєння енергії і розвитку енергетики. Відповідно до сформованих уявлень весь тривалий процес освоєння енергії людиною можна умовно розділити на п'ять етапів.

*Перший етап* – етап мускульної енергії, що почався багато тисячоліть тому і тривав до V–VII ст. н. е. Великим досягненням цього періоду є оволодіння вогнем. Це відбулося 80–150 тис. років тому і знаменувало собою один з найважливіших переломних моментів в історії цивілізації. Поступово люди стали використовувати силу природних тварин, вітру і води. До початку нашого літочислення належить запуск першого млина з колом, яке приводилося в рух кінетичною енергією водяного потоку.

*Другий етап (VII–XVII ст.)* - починається з освоєння енергії вітру і води. До в XI ст. відноситься досвід використання водяних млинів і вітряків. З'являються прядильні і ткацькі верстати, маслоробні і паперовиробні машини, лісопилні установки. Усе це потребувало величезної кількості металу, а отже – енергії. Для виробітку великої кількості вугілля з деревини зводили нанівещь величезні площі лісів. Це була перша серйозна екологічна криза антропогенного походження, пов'язана з розвитком промисловості. З'явилася потреба в нових, більш потужних і постійно діючих приводах, які б не залежали ні від розміщення, ні від сезону року. Вихід з цієї енергетичної кризи було знайдено за допомогою опанування «рушійної сили вогню», яку використовували для нагрівання і випаровування води, а також застосування сили стиснутої пари. Прийшла ера третього етапу в розвитку енергетики.

*Третій етап (від XVIII до початку XX ст.)* відповідає ширшому застосуванню вогню, джерелом якого є хімічна енергія палива, накопиченого в літосфері: кам'яного вугілля, нафти, газу, горючих сланців тощо.

До середини XVIII ст. було реалізовано давні спроби одержати механічну енергію за рахунок теплової: 1755 р. - англійський коваль Томас Ньюкомен конструює першу практично корисну парову машину, 1763 р - російський винахідник Іван Ползунов створює оригінальну рівномірно працюючу парову машину. Парові машини цього часу мали багато недоліків: великі розміри і масу, дуже низький коефіцієнт корисної дії, вузьку сферу застосування та ін.

Розвиток капіталізму в XVII–XVIII ст. зумовив зародження науки, яка сформулювала правила розробки і створення енергетичних двигунів. Промислова революція, як часто називають цю епоху великих відкриттів, докорінно змінила життя на нашій планеті. Головним наслідком цього стало остаточне падіння феодалізму і зміцнення капіталістичних виробничих відношень. У другій половині XVIII ст. в Англії Джеймс Уатт розробив прообраз сучасної парової машини безупинної дії, що «розкрутила» коло історії до небувалих до цього обертів: в Англії, потім у континентальній Європі і Північній Америці швидко розповсюдилися парові машини. Одержувану з їхньою допомогою енергію стали використовувати для надання руху заводським механічним агрегатам. Виникають перші теплові машини-двигуни.

Далі наукова конструкторська думка приходиться до створення двигунів внутрішнього згорання, парових, газових і парогазових стаціонарних турбін, авіаційних і транспортних газових турбін, реактивних і ракетних двигунів. Але все це буде набагато пізніше.

Почалося «золоте століття водяної пари». Поряд із розвитком практичної теплотехніки розвиваються її теоретичні основи – теорія теплових дви-

гунів або, як тепер називають, технічна термодинаміка. Вже в XIX столітті на основі спостережень за тепловими явищами і роботою теплових машин Джоуль, Майер, Гельмгольц, Карно, Клаузіус встановили перший і другий закони термодинаміки, що лягли в основу цієї фундаментальної дисципліни, яка вивчає взаємне перетворення теплової і механічної енергії.

Однак швидке зростання кількості парових машин, їх безупинна модернізація до кінця XIX ст. вже були не в змозі задовольнити потреби економіки в енергетичних потужностях. Очевидними стали відомі недоліки перших парових машин: низький ККД, велика витрата палива, передача механічної енергії від машин до верстатів через складні і ненадійні системи трансмісій, несприятливі екологічні наслідки. Атмосфера міст з тисячами заводських димарів стає непридатною для життя. Але з кризових явищ завжди є вихід: 1831 р. відкрито спосіб перетворення механічної енергії в електричну. Починається нова ера – ера електрики.

*Четвертий етап* (з початку XX ст.) – «золоте століття електрики».

В XX ст. електрика вступила в права основного енергодавця, енергоперетворювача і енергопереносника. Тим самим було дано сильний поштовх до використання теплової енергії і теплових двигунів, пов'язаний з появою і широким застосуванням електричних машин і моторів, у яких механічна енергія перетворюється на електричну і навпаки. Електрична енергія виявилася більш зручною, ніж механічна: вона швидко і з відносно малими втратами передається на великі відстані, легко перетворюється на інші види енергії.

Поява теплових двигунів забезпечила широке використання для одержання механічної енергії величезних природних енергетичних ресурсів у вигляді: вугілля, нафти, газу, горючих сланців, торфу тощо. Успіхи у створенні машин і двигунів, які виробляють за рахунок теплової енергії електричну, зумовили швидкий розвиток потужних теплових електричних станцій, де нині тепла енергія перетворюється спочатку на механічну, а потім на електричну.

Водночас, завдяки науковим відкриттям XX ст., людство вступило в нову епоху – епоху використання атомної енергії.

*П'ятий етап* – створення і розвиток атомної енергетики – є одним з найбільших досягнень XX ст.

Атомна енергетика ґрунтується на розщепленні важких ядер деяких хімічних елементів (урану, плутонію, торію). У результаті влучення в ядро нейтрона розвивається ланцюгова реакція з виділенням величезної кількості енергії (теплоти). Один з трьох названих елементів – плутоній – поширений на Землі в мізерно малих кількостях (в уранових рудах). На сучасних атомних електростанціях ядерним паливом є збагачений природний уран і штучно одержаний плутоній. Торій, запаси якого більші, ніж



урану, поки ще не застосовують у ядерній енергетиці, його розглядають як перспективне ядерне паливо. Ядерні реакції з величезним енерговиділенням можуть відбуватися також у результаті синтезу ядер елементів, які мають малу атомну вагу, наприклад ізотопів водню – дейтерію і тритію. Але це вже – термоядерна реакція.

Кожний історичний етап розвитку науки і техніки ставить перед ученими та інженерами багато проблем. Одна з основних проблем сучасності і найближчого майбутнього – забезпечення людства достатньою кількістю енергії. Проблема ця досить гостра, тому що має не тільки суто технічний характер. Слова *енергія* та *енергетична криза* щодня вимовляють з екранів телевізорів, не сходять зі сторінок журналів і газет, не кажучи вже про спеціальні видання. Енергетична ситуація в окремих державах істотно впливає на життєвий рівень і культуру населення, позначається на внутрішній і зовнішній політиці. Країни без ПЕР докладають великих зусиль, щоб забезпечити себе потрібними джерелами енергії. Країни – експортери нафти, нафтові монополії одержують величезні прибутки і надприбутки. З другого боку, інші країни виношують політичні і військові плани перерозподілу та збереження нафтових і газових промислів. Поняття *нафтове ембарго* викликає паніку в цілому ряді країн і стає зняряддям економічного і політичного шантажу. Усе частіше виникають питання: «Як жити далі без нафти і газу? Чим опалювати житло і виробничі помешкання? Як надавати рух машинам і агрегатам? Як підтримувати технологічні процеси? Звідки брати енергію, щодня усе більше енергії?»

## 1.2. Паливно - енергетичний комплекс

Паливно-енергетичний комплекс – один з найважливіших і чітко організованих комплексів будь-якої національної економіки. Це єдина система енергопостачання країни, яка охоплює сукупність процесів виробництва, перетворення, транспорту і розподілу ПЕР. Головна мета функціонування ПЕК – ефективно і надійно забезпечувати всі потреби народного господарства держави енергією відповідної якості (електричною і тепловою), а також у вигляді тих або тих енергоносіїв і робочого тіла.

ПЕК складається з двох основних економічно самостійних галузей: енергетики і паливної промисловості. Енергетична промисловість охоплює сукупність процесів виробництва, транспортування і розподілу електричної і теплової енергії на АЕС, ТЕС, ГЕС та гідроакумулювальних електростанціях (ГАЕС) з використанням ліній електропередач, електричних і теплових мереж, котельних та утилізаційних установок. Крім названих потужних об'єктів енергетики існує значна кількість малих систем тепло-

електрогенерування, зосереджених у районах великих міст, населених пунктів і різних об'єктах промисловості. Це – районні опалювальні й опалювально-виробничі котельні, заводські ТЕС, ТЕЦ і котельні, промислові печі, автономні теплоцентралі, призначені для обслуговування декількох будинків і споруд, індивідуальних будівництв тощо.

Усі ці енергогенерувальні об'єкти малої потужності мають ознаки окремої (єдиної) галузі зі своєю продукцією у вигляді теплової та електричної енергії, зі своїми потребами в паливі, устаткуванні, матеріалах, інвестиціях, а також зі своїм внеском у загострення екологічної обстановки. Цей своєрідний ПЕК називають малою енергетикою. Його можна розширити за рахунок нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії: установок і споруд, які використовують сонячну енергію, енергію вітру, геотермальну енергію, енергію Світового океану, біомаси, низькопотенційну енергію тощо.

Мала енергетика є паливоємною галуззю України. Так, в кінці ХХ століття тільки об'єкти комунальної енергетики використали більше ніж 65 млн т умовного палива (т у. п.)<sup>\*</sup> і виробляли 250 ГДж<sup>\*\*</sup> теплової енергії. В той же час усі теплові електростанції України виробляли 324 ГДж теплової енергії, витрачаючи на це майже 80 млн т у. п. (з 300 млн т у. п., споживаного щорічно на той час в Україні).

Важливою складовою частиною ПЕК є паливна і паливопереробна галузі, які охоплюють сукупність процесів видобутку природних видів палива і їх переробки (сортування та збагачення). Тенденції і об'єми видобутку окремих видів органічного палива в Україні можна визначити з табл. 1.1.

**Таблиця 1.1. - Баланс (в тому числі прогнозний) видобутку органічного палива в Україні**

Вид палива	Показники	1990	1995	2000	2005	2010	2030
Вугілля, млн..т.	Товарне вугілля	164,8	83,58	62,4	64,6	81,9	130,3
	Власний видобуток	-	-	-	56,9	72,7	115,7
	Імпорт	-	-	-	7,7	9,2	14,6
Нафта млн..т.	Видобуток всього	5,25	4,09	3,69	4,3	8,7	14,6
	- з власних запасів	5,25	4,09	3,69	4,3	5,1	5,4
	- за межами України	-	-	-	-	3,6	9,2
Газ, млрд.м <sup>3</sup> .	Ресурси газу всього	28,1	18,12	17,9			
	Видобуток	28,1	18,12	17,9	76,4	67,6	49,5
	-з власних запасів	-	-	-	20,5	23,2	28,5
	-за межами України	-	-	-	0	2,3	11,6
	Імпорт	-	-	-	55,9	42,1	9,4
	Споживання	-	-	-	76,4	67,6	49,5

<sup>\*</sup> т у. п. – тонна умовного палива, яке має теплоту згорання 29 300 кДж/кг.

<sup>\*\*</sup> 1 ГДж = 10<sup>9</sup> Дж.

У перерахунку на умовне паливо ( $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 29\,300$  кДж/кг) в Україні 1990 р. було видобуто 163,1 млн т у. п. з таким балансом: вугілля – 74,8 %; газ – 19,8 %; нафта – 4,8 %; торф і дрова – 0,6 %. В 1994 р. загальний видобуток становив 99,2 млн т у. п.: вугілля – 71,8 %; газ – 21,3 %; нафта – 6 %; торф – 0,4 %; дрова – 0,5 %. Порівняємо ці цифри з рекордним видобутком в Україні минулих років: вугілля (1976 р.) – 218 млн т; нафта, включаючи газовий конденсат (1972 р.) – 14,4 млн т; природний газ (1975 р.) – 68,7 млрд м<sup>3</sup>, які свідчать про високий паливно-енергетичний потенціал України.

Далі наведено коротку характеристику паливодобувної галузі ПЕК України.

*Вугільна промисловість.* Розвідані запаси вугілля становлять 46,7 млрд т, з них коксівних – 13,9 млрд т (29,8 %), антрацитів – 7,0 млрд т (15 %). Вони зосереджені в таких регіонах України:

- Донецький басейн: балансові ресурси кам'яного вугілля – 43,0 млрд т, зокрема коксівного – 13,5 млрд т, антрацитів – 7,0 млрд т; діючих шахт – 261;
- Львівсько-Волинський басейн: балансові ресурси кам'яного вугілля – більше 1,0 млрд т, зокрема коксівного – 0,4 млрд т; діючих шахт – 17;
- Дніпровський басейн: промислові запаси бурого вугілля – 2,28 млрд т; з них придатних для розробки відкритим способом – 0,54 млрд т; діючих шахт – 6, розрізів – 7.

Як видно з табл. 1.1, починаючи з 1990 року, видобуток вугілля в Україні постійно падав. Це пояснюється не тільки екологічною кризою, але й старінням шахтного фонду, ускладненням гірничо-геологічних умов видобутку. На глибоких горизонтах (більше 600 м) працюють близько 60 % шахт, які видобувають більше половини українського вугілля; газоносними є більше 80 % шахт.

За оцінками, запасу вугілля промислової категорії в Україні вистачить ще на 250–300 років. Але щоб їх добути, потрібні інвестиції і нові технології, високоефективні й екологічно чисті. Тим більше, що питомі витрати енергоресурсів на видобуток 1 т вугілля становлять: теплової енергії – 89,1 Мкал, електроенергії – 125,1 кВт·год. На збагачення 1 т вугілля витрачають 10,3 кВт·год електроенергії, на виробництво 1 т вугільних брикетів: теплової енергії – 1267,8 Мкал, електроенергії – 66,5 кВт·год.

*Газова промисловість.* Балансові запаси природного газу (нафтового газу) в Україні становлять 1460,2 млрд м<sup>3</sup>, позабалансові – 2,1 млрд м<sup>3</sup>. Більше 75 % усього видобутку природного газу припадає на Дніпровсько-Донецьку, Прикарпатську і Причорноморсько-Кримську газонафтоносну

область (відповідно 85, 10 і 5 %). Нові родовища характеризуються невеликими запасами газу і складною геологічною структурою.

Питома витрата енергоресурсів на транспортування 1 млн м<sup>3</sup> природного газу по магістральних газопроводах України становить: теплової енергії – 3,5 Мкал, електроенергії – 8,8 кВт·год.

*Нафтовидобувна промисловість.* Запаси нафти в Україні становлять 3,9 млн т. Знаходяться вони в Західному (39 родовищ), Східному (73) і Південному (8) регіонах. Усього 122 нафтових родовища, з яких 84 знаходяться в промисловій розробці. Запаси газового конденсату – 80,3 млн т. Зосереджені в 133 родовищах, з яких 73 – у промисловій розробці. Для нафтовидобутку характерний спад виробництва, пов'язаний передусім з виробленням діючих і браком відкритих за останні роки великих і середніх родовищ. Запаси розвіданих родовищ незначні і залягають на великих глибинах. Питома витрата електроенергії на транспортування 1 т нафтопродуктів на 1 км по магістральних нафтопроводах – 10,4 кВт·год.

*Нафтопереробна промисловість.* На Україні діє шість нафтопереробних заводів загальною потужністю 61 833 тис. т на рік (Кременчуцький – 18 625 тис. т на рік, Херсонський – 8 643, Одеський – 3 917, Дрогобицький – 3 880, Надвornянський – 3 367, Лисичанський – 23 461). Рівень переробки – 53–54 %.

Питомі витрати енергоресурсів на переробку 1 т нафти, включаючи газовий конденсат, становлять: теплової енергії – 196,0 Мкал; електроенергії – 53,6 кВт·год (66,3 кг у. п.).

*Торф'яна промисловість.* Незважаючи на загальні балансові запаси у 734,8 млн т, зосереджені переважно в Рівненській (18 %), Волинській (18 %) і Чернігівській областях (13 %), видобуток паливного торфу дуже нестабільний. Основна продукція торф'яних заводів – торф'яні брикети, грудковий торф для опалення, торф для добрив.

*Атомна промисловість.* В Україні немає замкненого циклу виробництва ядерного палива. Розвіданих запасів уранових руд вистачить для виробництва ядерного палива більше ніж на 150 років. Український уран після очищення містить тільки 0,7 % урану-235, тоді як атомні реактори потребують 4 %.

За даними Всесвітньої енергетичної конференції, щоб забезпечити сучасні потреби в паливі та енергоресурсах, людству вистачить: нафти – на 30 років, природного газу – на 50–60 років, вугілля – на 500–600 років; палива для АЕС – на теплових нейтронах на 25–120 років, на швидких – на 800–1 000 років. З урахуванням браку в Україні замкненого паливно-ядерного циклу й екологічної небезпеки АЕС найперспективнішим з енергоносіїв у майбутньому залишається вугілля.

Але розвиток енергетики на тривалу перспективу не може бути орієнтований тільки на використання вугілля, хоча нині багато держав побудували свій ПЕК саме на вугіллі. Але й ці країни, перш за все США, Німеччина, Японія, Італія, Данія, Іспанія, інтенсивно шукають нові технології, основані переважно на використанні нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії.

### 1.3. Структура споживання паливно-енергетичних ресурсів

Перед людством сьогодні особливо гостро стоять три важливі взаємозалежні проблеми – забезпечення харчуванням, енергією та екологічна безпека. У розв’язанні цих проблем особливе місце належить енергетиці, від розвитку якої залежить економічний стан (занепад або процвітання суспільства), а також стан навколишнього середовища. Отже, одним з основних завдань фахівців і відповідних закладів є вивчення умов утворення шкідливих викидів у процесі виробництва теплової та електричної енергії, їх впливу на навколишнє середовище, розробка методів і пристроїв їх нейтралізації. Актуальність цих проблем визначається як недосконаліми енерготехнологіями, так і високим темпом використання ПЕР. Загальне уявлення про світове використання ПЕР за останні сто років дають дані табл. 1.2.

Таблиця 1.2. - Використання енергоресурсів у світі

Показник	1900	1950	1970	1990	2000
Сумарне енерговикористання, млрд т	0,95	2,86	7,3	17,0	30,0
Населення, млрд осіб	1,62	2,5	3,6	4,6	6,0
Питомі енерговитрати (т у. п. на 1 особу на рік)	0,59	1,16	2,03	3,7	5,0

Особливо актуальні питання взаємодії енергетики і навколишнього середовища для районів і регіонів з підвищеною концентрацією населення і промислового виробництва.

Структуру споживання ПЕР відображає так званий паливно-енергетичний баланс (ПЕБ), який характеризує розподіл у відсотках або в еквівалентних одиницях теплоти різних первинних енергетичних ресур-

сів у всіх галузях народного господарства. Порівняльне споживання ПЕР різними країнами (Україною, Великобританією і Фінляндією) наведено в табл. 1.3.

**Таблиця 1.3. - Порівняння структури споживання ПЕР різними країнами (1995 р.)**

Держава	Розподіл ПЕР, %					
	Тверде паливо	Нафта	Газ	Ядерне паливо	Інші види	Усього (Мт н.е.*)
Україна	32	16	41	11	0	106,5
Великобританія	23	34	32	10	1	219,3
Фінляндія	36	27	10	18	9	30,8

\* Мт н.е. – мегатонна ( $10^6$  т) нафтового еквівалента (1 т н.е. = 41,86 ГДж).

Як видно з табл. 1.3, 1995 р. загальний об'єм ПЕР в Україні становив 106,5 Мт н.е. порівняно з 219,3 Мт н.е. у Великобританії і з 30,8 Мт н.е. у Фінляндії.

Споживання твердого палива, особливо вугілля, зростає в Україні і знаходиться на тому самому рівні, що й у Великобританії. Менша кількість споживаної нафти в Україні зумовлена насамперед меншою кількістю автотранспортних засобів. Споживання природного газу у Великобританії збільшилося для виробництва електроенергії у зв'язку зі зменшенням використання вугілля.

Фінська система одержання енергії, порівняно з українською, універсальніша, тому що основана на різноманітних джерелах енергії. Досить сказати, що якщо «тверде паливо» для України та Великобританії – це передусім вугілля, то для Фінляндії до 36 % твердого палива включено: вугілля – 11 %, паливо з деревини (включаючи залишки переробки лісу, деревний спирт, дрова) – 19 %, торф – 6 %, а в інші види енергоресурсів входять: 4 % – гідроресурси, 3 % – імпорт електричної енергії та біоенергія.

Майже половина сумарного кінцевого споживання енергії (СКСЕ) України припадає на промисловість, що характеризується переважанням енергоємних галузей. Цим пояснюються величезні витрати енергії переважно в металургійній промисловості. Порівняно з Великобританією, де «промисловість» і «побут та сфера послуг» споживають 66 % СКСЕ, в Україні це споживання становить 92 %. Усе це енергетичне навантаження припадає на промислові регіони і насамперед на великі промислові міста. Саме техногенне навантаження і пов'язані з ним екологічні аспекти енергопостачання й енергоспоживання багато в чому визначають екологію великих міст і промислових регіонів.

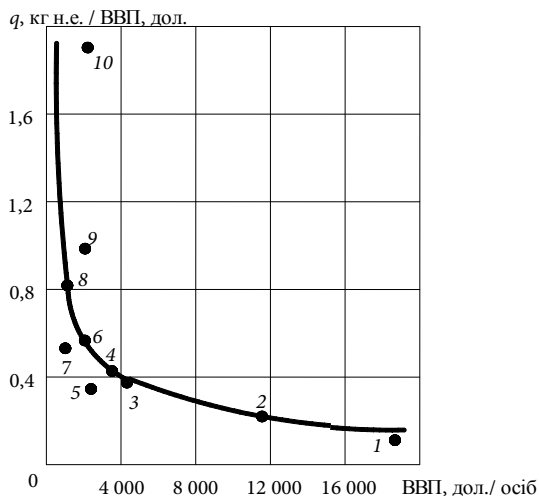
Усе споживання енергоресурсів поділяють на чотири приблизно однакові групи: промисловість, енергетика, транспорт і комунально-побутовий сектор. Кількісні співвідношення цих груп різні для різних країн. Тому для порівняння використовують розмір споживання енергоресурсів на душу населення, який нині становить приблизно 17 тис. кВт·год на людину на рік.

Розвиток енергоспоживання визначається двома тенденціями: зростанням споживання енергоресурсів на душу населення і зростанням самого населення. Зростання споживання енергоресурсів залежить від розвитку науки і техніки або стану економіки. Якщо в середині ХХ ст. населення Землі становило 1,7 млрд осіб, то в кінці воно перевищило 6,0 млрд осіб. Очікується, що до середини ХХІ ст. на Землі буде жити приблизно 10 млрд осіб.

У нинішніх кліматичних умовах і за досягнутого рівня розвитку сільськогосподарського виробництва наша Земля здатна прокормити 15–20 млрд осіб. Якщо припустити, що до кінця ХХІ ст. населення Землі становитиме 20 млрд осіб, а середнє споживання енергоресурсів на людину досягне нинішнього рівня США (130 тис. кВт·год на рік), то до 2100 р. на Землі буде споживатися ПЕР у 30 разів більше, ніж у кінці ХХ ст.

Забезпечити високі темпи використання ПЕР можна: розвідкою та організацією видобутку традиційних ПЕР і розробкою наукоємних технологій для повнішого й ефективнішого використання джерел, які раніше вважали нерентабельними, розробкою енергоощадних технологій у промисловості та опанування нетрадиційних джерел енергії.

Показниками науково-технічного розвитку суспільства і його добробуту є два основні енергетичні критерії – енергоспоживання на душу населення і енергоємність ВВП, сукупність яких адекватно характеризує стан економіки держави і добробут його населення. Зазвичай високорозвинені країни вирізняє високий рівень енергоспоживання на душу населення і низька енергоємність ВВП (рис. 1.1).



**Рисунок 1.1** - Залежність енергоємності ВВП від його питомого показника для різних регіонів світу (1995 р.): 1 – Тихоокеанський регіон; 2 – Європейський Союз; 3 – Середній Схід; 4 – середньосвітовий показник; 5 – Латинська Америка; 6 – Середземномор'я; 7 – Африка; 8 – Азія; 9 – Центральна та Східна Європа; 10 – колишній СРСР

Якщо говорити про питоме споживання первинної енергії на одну добу, то в 2005 році енергозабезпеченість України дорівнювала 4,3 т у.п./люд, що значно відстає від розвинутих країн світу (табл.1.4.).

**Таблиця 1.4.** - Питоме річне споживання енергії у країнах світу, т.у.п./люд (\* за даними Міжнародного енергетичного агенства)

Країни	Роки		
	1990	2000	2005
США	14,2	15,5	15,6
Японія	5,2	6,2	6,3
ЄС- 15	5,7	6,2	6,4
КНР	0,8	1,0	1,2
Індія	0,3	0,5	0,5
Туреччина	1,3	1,6	1,8
Східна Європа	4,6	3,4	3,6
СНД	7,5	5,1	6,2
Україна	7,1	3,7	4,3



Технологічний рівень країни опосередковано характеризується показником споживання електричної енергії на одну особу (кВтг/люд). В Україні в 2005 році він складав 3789 кВтг/люд (табл.1.5.), що 2-3 рази нижче ніж у розвинутих країнах світу. Зазначимо, що у 1990 році цей показник в Україні дорівнював 5198 кВтг/люд. Різке відставання було спричинено різким падінням споживання електричної енергії промисловістю і сільським господарством у 90-х роках.

**Таблиця 1.5.- Питоме річне споживання електричної енергії у країнах світу і Україні кВтг./люд (\* за даними Міжнародного енергетичного агенства)**

Країни	Роки		
	1990	2000	2005
США	11086	13062	12792
Японія	6169	7433	7727
ЄС- 15	5488	6393	6813
КНР	477	933	1170
Індія	304	473	485
Туреччина	910	1702	1592
Східна Європа	3426	3182	3458
СНД	5131	3842	4731
<i>Україна</i>	<i>5198</i>	<i>3412</i>	<i>3789</i>

## **1.4. Енергетика і навколишнє середовище**

Енергетика і паливно-енергетичний комплекс, що реалізує її призначення, є основою існування і розвитку цивілізації. Концентруючи величезні матеріальні ресурси, переробляючи колосальні паливно-енергетичні ресурси, активно втручаючись у гідро-, літо- й атмосферне середовище, енергетика здатна змінити і вже змінює природне його становище.

Пізнаючи закони природи і створюючи потужнішу техніку, людство за масштабами свого втручання в природне середовище зрівнялося з планетарними силами. Спровоковані діяльністю людини екологічні катастрофи не поступаються за масштабами свого руйнівного потенціалу ядерній загрозі. Отже, на сучасному етапі розвитку енергетики вже недостатньо розглядати її взаємодію з навколишнім середовищем на рівні окремих локальних впливів.

Виробництво енергії і теплоти на базі використання традиційних ПЕР є унікальним за масштабами матеріального та енергетичного обміну

з навколишнім середовищем. Споживаючи величезну кількість природних первинних ресурсів у вигляді твердого, рідкого і газоподібного палива, річна витрата якого наблизилася до 14 млрд т н.е. (питомого палива в нафтовому еквіваленті на рік), і кисню повітря – 87,5 млрд т на рік, енергетичне виробництво крім вторинної енергії видає кінцевий продукт у вигляді газоподібних і твердих продуктів згорання, а також стічної води.

Екологія й економіка природокористування ще не в змозі повною мірою оцінити збиток природному середовищу і народному господарству, завданий цими викидами.

Традиційні способи виробництва теплової й електричної енергії в котельних і ТЕС пов'язані з негативним локальним і глобальним впливом на навколишнє середовище, зумовленим:

- викидом в атмосферу таких шкідливих речовин, як оксиди сірки та азоту, монооксиди вуглецю, тверді частинки золи, канцерогенні органічні речовини, зокрема бенз(а)пірен та ін.;
- викидом величезних кількостей діоксиду вуглецю, що є основним чинником виникнення «парникового ефекту»;
- тепловим забрудненням навколишнього середовища;
- скиданням мінералізованих і нагрітих вод;
- споживанням у великих об'ємах кисню і води;
- забрудненням ландшафту;
- виникненням електромагнітних та електростатичних полів.

**Під час спалювання вугілля** в атмосферу виділяються зола із частинками неспаленого палива, сірчистий і сірчаний ангідриди  $\text{SO}_2$  і  $\text{SO}_3$ , оксиди азоту  $\text{NO}_2$  і  $\text{NO}$ , деяка кількість фтористих сполук та гідрокарбонати, а також газоподібні продукти неповного згорання. Летка зола іноді містить, крім нетоксичних складових, шкідливі домішки. Так, в золі донецьких антрацитів у незначній кількості міститься арсен, а в золі екібастузького вугілля і деяких інших родовищ – вільний діоксид кремнію, у золі сланців і вугілля Кансько-Ачинського басейну – вільний діоксид кальцію.

**У процесі спалювання мазуту** в атмосферне повітря з димом і газами надходять: сірчистий і сірчаний ангідриди  $\text{SO}_2$  і  $\text{SO}_3$ , оксиди азоту ( $\text{NO}$  і  $\text{NO}_2$ ), газоподібні і тверді продукти неповного згорання палива, сполуки ванадію, солей натрію, а також речовини, які видаляють з поверхні котлів під час їх очищення.

**Природний газ** в екологічному плані є найчистішим видом палива. Проте і під час добре організованого спалювання природного газу утворюються шкідливі речовини: діоксид вуглецю  $\text{CO}_2$ , оксиди азоту, у незначних кількостях оксиди сірки  $\text{SO}$ .

Незважаючи на найбільш негативний вплив продуктів згорання вугілля на навколишнє середовище, електроенергію виробляють переважно на твердому паливі. Якщо 1974 р. частка твердого палива в ПЕР становила 50 %, то до середини 90-х рр. його частка збільшилася до 60 %. Споживання нафти, навпаки, досягнувши пікового рівня 1980 р., набуло стабільної тенденції з темпом зменшення близько 2,6 % на рік. Застосування газу для генерування енергії постійно зростає.

Перевага, яку віддають вугіллю у виробництві теплової та електричної енергії, зумовлена тим, що світові розвідані запаси кам'яного вугілля становлять 87 % від усіх викопних джерел енергії на планеті. Загальні світові запаси кам'яного вугілля, включаючи прогнозовані родовища, мають енергетичний потенціал, що в 25 разів перевищує нафтовий. Якщо припустити, що людство відмовиться від усіх інших джерел енергії і буде використовувати тільки кам'яне вугілля, то з урахуванням щорічного зростання споживання енергії його вистачить приблизно на 200 років. Однак негативні екологічні наслідки при цьому неминучі. Крім того, щоб успішно спалювати різні види палива в топках котельних агрегатів, треба впроваджувати цілком нові технології.

Роль енергетичних ресурсів у життєдіяльності суспільства особливо виразно було продемонстровано під час енергетичної кризи 1973–1974 рр. Ці роки стали справжньою революцією в підходах до енергоспоживання в індустріальних країнах, які зуміли, практично не збільшуючи споживання енергоресурсів, нарощувати ВВП. Корінної перебудови зазнала економіка як у структурному, так і технологічному відношенні. Енергоємність ВВП стала одним з найважливіших і визначальних показників макроекономічного і науково-технічного стану економіки.

Рівень розвитку ПЕК значною мірою визначає темпи зростання і технічний рівень виробництва, стан економіки і добробут суспільства загалом.

Еволюція не терпить застою. Розвиток цивілізації неможливо уявити без зростання споживання енергії та енергоресурсів. І все ж тут можливі підходи як загального (глобального), так і місцевого (локального) плану. У глобальному плані – це регулювання виробництва енергії і зростання споживання енергоресурсів на державному і міжнародному рівні; перехід на нові, екологічно чисті й енергоощадні технології виробництва енергії; перегляд ставлення до процесу енергоспоживання, до визнаних людських цінностей, укладу життя як окремої людини, так і людства загалом. Реалізація зазначених процесів потребує розробки довгострокових державних програм, розрахованих на багато десятків років. Паралельно з визначенням

вище, щоб знизити вплив енергетики на біосферу, треба розглядати такі заходи, які вже сьогодні можуть дати істотну віддачу. Так, знизити викиди шкідливих речовин енергетичними об'єктами можна подальшим заміщенням мазуту природним газом, удосконаленням пальникових пристроїв, організацією багатоступеневого спалювання палива, застосуванням прогресивних способів очищення палива від сірки, підвищенням ефективності виробництва теплової та електричної енергії, дотриманням спеціальних режимів спалювання палива, застосуванням сучасних технологій очищення димових газів від  $SO_x$  та  $NO_x$  та іншими заходами, включаючи створення і впровадження тарифної і цінової політики, що стимулює розробку і впровадження екологічно чистих технологій і устаткування.

Велику роль у згладжуванні енергетичної проблеми і підвищенні життєвого добробуту населення відіграє енергозбереження – один з пріоритетних напрямів сучасної енергетичної політики. Так, економія 1 т вугілля зменшує викиди золи на 250 кг, оксидів сірки – приблизно на 2 кг, оксидів азоту – на 3 кг, оксиду вуглецю – на 10 кг; економія 1 т мазуту скорочує викиди сірчастого ангідриду на 40 кг, оксиду вуглецю – на 12 кг; економія 1 000 м<sup>3</sup> природного газу зменшує викиди оксиду азоту на 2,5 кг, оксиду вуглецю – на 8 кг. У результаті підвищення ефективності використання ПЕР за рахунок термодинамічних факторів можливе істотне зниження питомої витрати палива на виробництво 1 кВт·год електроенергії, що підвищує екологічну безпеку енергетичних об'єктів. Ще актуальнішим є розвиток і використання відновлюваних джерел енергії. Останнє особливо важливо в контексті заходів, вжитих міжнародним співтовариством щодо зниження дії «парникового ефекту», і виконання інших зобов'язань, пов'язаних із можливою зміною клімату Землі.

## Контрольні запитання

1. Етапи освоєння енергії людством.
2. Основні складові ПЕК
3. Загальна характеристика паливно - переробної галузі ПЕК.
4. Структура споживання ПЕР і їх зв'язок з добробутом суспільства
5. Загальні характеристики впливу енергетики на навколишнє середовище.

## 2 ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ТА ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ

### 2.1. Системи енергопостачання

Сучасна енергетика являє собою складну багаторівневу ієрархічну структуру, призначену забезпечити комфортні умови проживання населення, а також нормальне функціонування промислових підприємств, виробництв і закладів. Лише на основі надійної та ефективної системи забезпечення споживачів різного рівня потрібною енергією та енергетичними ресурсами можливі їх нормальне функціонування і розвиток. Політична та економічна незалежність і безпека держави багато в чому визначаються виробництвом енергетичних ресурсів, їх кількістю та якістю

Різноманіття форм існування енергії, властивість їх взаємоперетворення дозволяє використовувати для виробництва і споживання енергії різні енергоресурси та енергоносії, визначає їх взаємозамінність. Енергетична цінність ресурсів, ефективність способів їх перетворення, ступінь досконалості процесів і установок, технологічних стадій енергетичного виробництва визначається, в остаточному підсумку, коефіцієнтом використання енергоресурсу (коефіцієнтом корисної дії енергоустановки).

Енергетика – галузь народного господарства, що охоплює виробництво, перетворення і використання різних форм енергії. В енергетиці використовують такі основні п'ять видів установок або систем: мережі – призначені для передачі і розподілу енергії (електричні, теплові, газові, нафтопроводи, мережі стиснутого повітря та ін.);

*Системи енергопостачання*

*Енергетичні і теплоенергетичні установки в системах енергопостачання,*

*Галузь малої енергетики*

*Контрольні запитання*

- генерувальні – перетворюють потенційну або хімічну енергію природних енергетичних ресурсів на електричну, теплову, механічну або інший вид енергетичного ресурсу (наприклад, турбоустановки, газогенерувальні установки, котли, компресори);
- - перетворювальні – змінюють параметри та інші особливості певного виду енергії (трансформаторні підстанції, інвенторні електроустановки, трансформатори теплоти та ін.);
- акумулювальні – призначені для часткового регулювання режиму виробництва енергії (електричні і теплові акумулятори, насосно-акумулювальні гідроелектричні тощо);
- споживаючі – призначені для перетворення енергії до вигляду, у якому її безпосередньо використовують (електричний привід машин, опалювальні установки, промислові печі, світильники та ін.).

Основними формами застосування енергії є теплота й електроенергія.

Галузь енергетики, у якій одержання, перетворення, транспортування і використання цих форм енергії відбуваються за рахунок спалювання органічного палива, називають *теплоенергетикою*.

Галузь енергетики, яка займається перетворенням гідроенергії на електричну, називають *гідроенергетикою*.

Відкриття способів використання енергії атомного ядра створило нову галузь енергетики – *атомну або ядерну енергетику*.

Питаннями використання енергії вітру займається вітроенергетика.

Енергетичні технології, що базуються на використанні енергії Сонця, належать до *геліоенергетики*.

Кожна з галузей енергетики як наука має свою теоретичну основу, яка ґрунтується на законах фізичних явищ у цій сфері.

Перетворення енергії пов'язане з потребою використання різних її форм для сучасних технологічних процесів і не вичерпується тільки переходом одних її форм на інші. Так, теплову енергію застосовують за різних рівнів температури і тиску теплоносія (пари, газу, води), електричну – у вигляді змінного або постійного струму і за різних рівнів напруги.

Перетворення енергії відбувається в різних машинах, апаратах і пристроях, які складають загалом технічну основу енергетики. Так, у котельних установках хімічна енергія палива перетворюється на теплову; у паровій турбіні – тепла енергія, носієм якого є водяна пара, перетворюється на механічну енергію, яка в електричному генераторі, у свою чергу, перетворюється на електричну енергію. На гідроелектростанціях у гідротурбінах і електрогенераторах енергія водяних потоків перетворюється на електричну; в електричних двигунах електрична енергія перетворюється на механічну тощо.

Способи створення і експлуатації різних установок, машин, апаратів і пристроїв, призначених для одержання, перетворення, транспортування і застосування різних форм енергії, базуються на використанні відповідних розділів теоретичних основ енергетики: теплотехніки, електротехніки, гідротехніки, вітротехніки та ін.

У цій складній структурі енергетичних галузей на сьогодні склалися ключові поняття:

- *Енергетичний ланцюжок (energy chain)* характеризує потік енергії від видобутку (виробництва) первинного енергоресурсу до одержання і використання підведеної кінцевої енергії.
- *Первинний енергоресурс (primary energy resource)* – енергоресурс (сира нафта, природний газ, вугілля, горючі сланці, ядерна енергія, гідроенергія, геотермальна, сонячна, вітрова енергія тощо), який не переробляли і не перетворювали.
- *Енергоносії (energy carrier)* – ресурс, що безпосередньо використовують на стадії кінцевого споживання, попередньо перероблений, перетворений, а також природний енергетичний ресурс, що споживається на цій стадії.
- *Підведений енергетичний ресурс (energy resource supplied)* – енергоресурс, підведений до енергетичної установки для переробки, перетворення, транспортування або використання.
- *Кінцева підведена енергія (final energy або energy supplied)* – енергія, підведена до споживача перед її кінцевим перетворенням на корисну роботу (кінцевим використанням) або кількість енергії в підведеному енергетичному ресурсі або енергоносії.
- *Енергопостачання* – сукупність послідовних процесів виробництва, передачі і використання енергії.
- *Система енергопостачання* – сукупність установок і пристроїв, призначених для цілей енергопостачання.
- *Ланцюг перетворення енергії* – сукупність процесів і відповідних елементів для їх реалізації, що характеризують перехід від одного виду енергії до іншого.

Енергію у вільній формі неможливо накопичувати на будь-який тривалий час. Тому процеси виробництва і споживання енергії мають збігатися в часі або відбуватися безпосередньо один за одним і бути пов'язаними між собою відповідною ланкою передачі. Це суттєво впливає на характер виробничих, технічних і економічних зв'язків енергетики з іншими галузями матеріального виробництва і стосується структури та форм розвитку власне енергетики і систем енергопостачання.

У ряді випадків уживають поняття *види енергії*, під яким розуміють різні джерела енергії. Зокрема, розглядають невідновлювані ПЕР: викопне органічне паливо (вугілля, нафту, природний газ, торф, горючі сланці), ядерну енергію. Існують й інші ПЕР або джерела енергії, наприклад біомаса, енергія сонця, вітру, хвиль, гідроенергія, геотермальна енергія. Це відновні види енергії, які є прямим результатом впливу енергії сонця, тоді як викопне паливо отримано в процесі біохімічних реакцій в надрах Землі сотні мільйонів років тому.

Усі названі вище види енергії – це первинні енергетичні ресурси, вони утворюють першу ланку ланцюга перетворення енергії (рис. 2.1).

Ця схема наочно демонструє шлях енергії від її вихідного стану до кінцевого споживання, подає загальний взаємозв'язок між джерелами енергії і видами кінцевої енергії. Наприклад, сира нафта, яку видобувають з надр землі, є первинним джерелом енергії, але її застосовують обмежено. Її можна перетворити на корисніші вторинні джерела енергії, такі як бензин, газове паливо, мазут, дизельне паливо тощо. Такі перетворення пов'язані зі значними втратами енергії. Вторинну енергію треба довести до споживача. Її транспортування та розподіл потребують додаткової витрати енергії. На цьому етапі джерело енергії перетворюють на відповідний енергоносіє, який на заключному етапі використовують для отримання кінцевої корисної енергії і подачі її до пункту споживання. Наприклад, у процесі спалювання мазуту в топці одержуємо теплоносіє (водяну пару, гарячу воду), який можна подавати на технологічні потреби, опалення і гаряче водопостачання окремих об'єктів.

Основними природними (первинними) ПЕР, на яких базується сучасна енергетика, є викопне паливо (вугілля, торф, нафта, сланці, природний газ), гідроресурси (енергія рік, морів та океанів), ядерне паливо (уран, торій). Цією обставиною визначаються основні напрями розвитку сучасної енергетики: теплоенергетика (використовує органічне паливо); гідроенергетика (розвивається на базі гідроенергетичних ресурсів); атомна енергетика (основана на перетворенні внутрішньоядерної енергії на інші види).

Основними видами продукції енергетичної галузі є електрична і теплова енергія. Пристрої, у яких енергія природних енергетичних ресурсів перетворюється на інші види енергії, називають енергогенерувальні (або енергогенератори); пристрої, у яких енергія перетворюється на кінцевий вид – енергоспоживачі або абоненти.



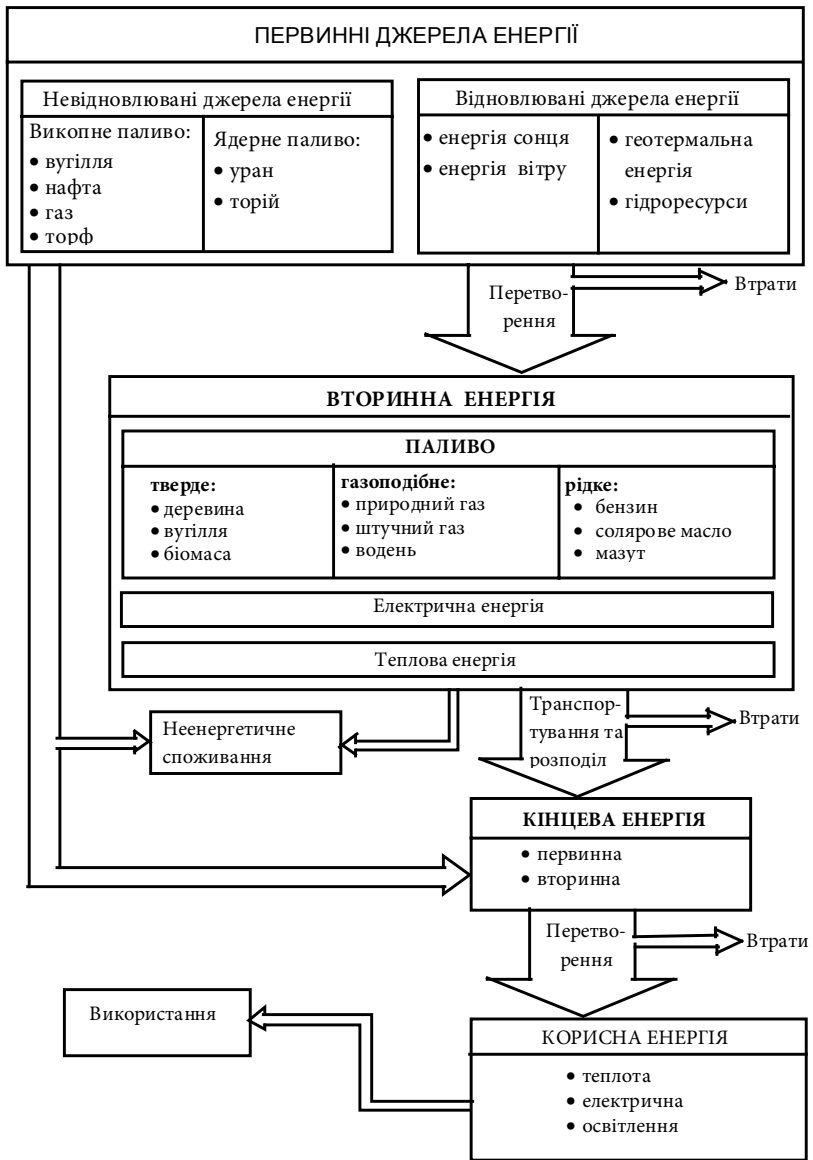


Рисунок 2.1 – Структура енергопостачання

Отже, виходячи із завдань енергопостачання і ланцюга перетворення енергії будь-яка система енергопостачання базується на визначених енергетичних ресурсах і містить три головні елементи: джерело енергії (енергогенератор), мережі (розподільні і транспортні) і енергоспоживач (абонент). Структура передавальних ланок у системі визначається рівнем концентрації і централізації енергопостачання.

*Концентрація* – процес зосередження виробництва енергії на великих енергетичних об'єктах, тобто збільшення одиначної потужності і продуктивності енергетичних установок і устаткування. Концентрація – один з найважливіших чинників удосконалювання технічної бази і підвищення ефективності енергетичного виробництва.

*Централізація* – об'єднання споживачів енергії єдиними для них енергетичними мережами і джерелами енергії, зумовлене передусім нерозривністю в часі процесів виробництва і споживання енергії. Централізація в енергетиці – форма раціональної організації енергопостачання.

Концентрація і централізація енергопостачання збільшують дальність передачі енергії, що пов'язано з додатковими капітальними та експлуатаційними витратами і втратами енергії в розподільній системі. Знизити ці втрати і збільшити дальність транспортування дозволяє підвищення потенціалу енергоносіїв, що використовують для передачі і розподілу енергії. Тому важливим елементом централізованих систем енергопостачання є трансформувальні (перетворювальні) енергоустановки. Вони призначені для зміни і регулювання рівня потенціалу енергоносіїв, а також об'єднаних в одній системі споживачів з різним рівнем потенціалу енергії, що розподіляється між ними.

Основною формою енергопостачання в багатьох країнах були і залишаються на тривалу перспективу централізовані системи. Об'єднуючи енергогенерувальні установки, трансформувальні і розподільні пристрої та енергоспоживачі, вони характеризуються спільністю принципів формування і режиму роботи всіх ланок, взаємозалежністю процесів виробництва, розподілу і використання енергії. Концентрація і централізація – неодмінна умова створення ефективних форм енергопостачання, розширення сфер і подальшого впровадження найраціональніших видів енергії в різні технологічні процеси. З цим пов'язане об'єднання власне енергетики, паливодобувних галузей і переробної промисловості в єдиний ПЕК.

## 2.2. Енергетичні і теплоенергетичні установки в системах енергопостачання.

**Основні типи електричних станцій.** Залежно від виду первинної енергії розрізняють ТЕС, ГЕС, АЕС та ін. До ТЕС належать конденсаційні електростанції (КЕС) і теплофікаційні або теплоелектроцентралі (ТЕЦ). На КЕС використовують органічне паливо, на базі якого виробляють електричну енергію. ТЕЦ також працюють на органічному паливі, але на відміну від КЕС виробляють як електричну, так і теплову енергію у вигляді гарячої води і пари для промислових потреб та теплофікаційних цілей. Атомні електростанції, переважно конденсаційного типу, використовують енергію ядерного палива. У ТЕЦ, КЕС і державних районних електростанціях (ДРЕС) потенційна хімічна енергія органічного палива (вугілля, нафти або газу) перетворюється на теплову енергію водяної пари, яка, у свою чергу, перетворюється на електричну. Саме так виробляють ~80 % одержуваної в світі енергії. Слід зазначити, що сучасна атомна і, можливо, майбутня термоядерна електростанції також являють собою теплові станції. Відмінність полягає в тому, що топка парового котла (генератора теплової енергії у вигляді водяної пари відповідних параметрів) замінюється на ядерний або термоядерний реактор.

Гідравлічні електростанції, на відміну від ТЕС і АЕС, використовують відновлювану первинну енергію у вигляді гідравлічного напору потоку води, який перетворюється на механічну енергію в гідравлічній турбіні і на електричну – в електрогенераторі.

Теплові, гідроелектричні та атомні станції – основні енергогенерувальні джерела, розвиток і стан яких визначають рівень і можливості сучасної світової енергетики й енергетики України зокрема. Електростанції зазначених типів називають також турбінними.

Однією з основних характеристик електростанцій є встановлена потужність, що дорівнює сумі номінальних потужностей електрогенераторів і теплофікаційного обладнання. *Номінальна потужність* – це найбільша потужність, за якої обладнання може працювати тривалий час відповідно до технічних умов.

З усіх видів виробництва енергії найбільш розвинена теплоенергетика – енергетика парових турбін на органічному паливі. Питомі капіталовкладення на будівництво ТЕС істотно нижчі, ніж для ГЕС і АЕС. Значно коротший і термін будівництва ТЕС. Що стосується собівартості виробленої електроенергії, то вона найнижча для гідроелектричних станцій. Вартість виробництва електроенергії на ТЕС і АЕС різниться не дуже істотно, але все-таки нижча на АЕС. Однак ці показники не є визначальними для вибору того або того типу електростанції. Багато залежить від місця знаходження

станції. ГЕС будують на річці; ТЕС розміщують зазвичай неподалік від місця видобутку палива або району великої концентрації споживання енергії. ТЕЦ бажано мати поруч зі споживачами теплової енергії. АЕС не можна будувати поблизу населених пунктів. Отже, вибір типу станції багато в чому залежить від їх призначення і передбачуваного розміщення.

З урахуванням специфіки розміщення ТЕС, ГЕС і АЕС визначають не тільки розміщення електростанцій, але й умови майбутньої експлуатації цих енергетичних об'єктів: положення станції щодо центрів споживання, що особливо важливо для ТЕЦ; основний вид енергоресурсу, на якому буде працювати станція, і умови його надходження на станцію; умови водопостачання станції, які набувають особливого значення для КЕС і АЕС. Суттєвим моментом є близькість станції до залізничних та інших транспортних магістралей, до населених пунктів. В останні десятиліття на собівартість виробництва енергії, на вибір типу електростанції і її розміщення значно впливають екологічні проблеми, пов'язані з одержанням і використанням енергоресурсів.

Глобальні проблеми навколишнього середовища особливо загострилися наприкінці 80-х рр. ХХ ст. після встановлення фактів руйнування озонового шару, збільшення концентрації вуглекислого та інших шкідливих газів в атмосфері. Відповідно до «Міжнародного огляду ринку енергосистем», підготовленого американськими експертами, до 2015 р. об'єми викидів CO<sub>2</sub> досягнуть 9 700 млн т, що на 61 % більше, ніж 1990 р. Дві третини цих викидів припадає на країни, енергетика яких залежить переважно від вугілля.

Про значне техногенне навантаження на територію України свідчать дані щодо рівнів викидів в докризовому 1989 р.: пилу – 2 млн т, SO<sub>2</sub> – 3,1 млн т, CO<sub>2</sub> – 3,7 млн т, CO – 0,8 млн т. Після аварії на Чорнобильській АЕС радіонуклідами забруднено 4,6 млн га орних земель, вилучено із землекористування 119 тис. га. Тільки радіоактивне забруднення Цезієм-137 становить: 34 000 км<sup>2</sup> – 1...5 Кі на 1 км<sup>2</sup>; 1 960 км<sup>2</sup> – 5...15; 820 км<sup>2</sup> – 15...40; 640 км<sup>2</sup> – понад 40 Кі на 1 км<sup>2</sup>.

Отже, у ряді регіонів України масштаби забруднення навколишнього середовища досягли критичного рівня. Головні забруднювачі атмосфери – енергетика, металургія і транспорт. Зі зростанням енерговиробництва й енергоспоживання забруднення атмосфери перетворюється на важливу техніко-економічну і соціальну проблему.

Потенціал електроенергетики України складають 44 потужних ТЕС, 7 ГЕС і 5 АЕС (табл. 2.1).

Головну роль відіграють теплові електростанції, обладнані переважно блоками 150, 200, 300 і 800 МВт. Найбільш великі теплові електростанції України: Угледорська (3 600 МВт), Запорізька (3 600 МВт), Криворізька

(2 820 МВт), Бурштинська (2 300 МВт), Зміївська (2 150 МВт), Ладиженська, Трипільська (1 800 МВт). Усі вони, як і багато інших ТЕС, знаходяться в основних промислових регіонах України.]

**Таблиця 2.1. - Розподіл виробництва електроенергії між об'єктами Мінпаливенерго України**

Тип електро-станції	Установлена потужність		Виробництво електричної енергії							
	млн кВт	%	1990		1995		2000		2005	
			млрд кВт·год	%	млрд кВт·год	%	млрд кВт·год	%	млрд кВт·год	%
ТЕС+ТЕЦ	30,1	57,8	211,6	70,8	113,3	58,4	80,8	48,04	75,52	40,8
ГЕС+ГАЕС	4,74	9,1	10,7	3,6	10,2	5,3	11,4	6,67	12,31	6,6
АЕС	13,7	26,6	76,2	25,6	70,7	36,3	77,3	45,29	88,76	47,9
Блок – станції та інші джерела	3,36	6,5	-	-	-	-	-	-	8,64	4,7
Усього	52,0	100	298,5	100	194,0	100	169,5	100	185,23	100

ТЕС працює за рахунок використання трьох видів природних ресурсів: палива, води і повітря. Перше місце серед них за вартістю посідає паливо.

Конденсаційна електростанція потужністю 2,5 млн кВт спалює за рік майже 6 млн т антрацитового штибу або приблизно 12 млн т бурого вугілля. Для перевезення 6 млн т вугілля в рік треба щодоби 300 вагонів. Транспортні витрати зростають пропорційно відстані від місця видобутку до ТЕС. Для потужності електростанції 4 млн кВт транспорт високоякісного палива не вигідний уже на відстань понад 400 км, а низькокалорійного – понад 100 км. Рациональнішим є розміщення станції поблизу місця видобутку палива, а електроенергію подавати по лініях електропередач. Крім того, на охолодження відпрацьованого тепла і конденсату цієї електростанції витрачають 90 м<sup>3</sup>/с води. Площа дзеркала ставка-охолоджувача, який забезпечує подачу й охолодження такої кількості води, має бути не менше 2 500 га. Використання градирень для охолодження води знижує термічний ККД станції. Тому великі ТЕС будують у місцях, близьких до родовищ палива, де можливо створити ставок-охолоджувач або використати воду річок.

Отже, можна відзначити чітку тенденцію «осередкового» розміщення великих теплових електростанцій України: смутою від Дону до Дністра (Слов'янська, Зміївська, Придніпровська, Запорізька, Криворізька та ін.). Експлуатовані в Україні енергетичні установки й устаткування, що працюють на органічному паливі, практично вже давно виробили свій ресурс (їх

експлуатують 20 і більше років), катастрофічно «старіють» і потребують заміни чи модернізації. Водночас в останні роки не очікують введення нових потужностей. У результаті погіршуються умови експлуатації теплових електростанцій, знижується ККД виробництва електричної і теплової енергії, швидко зношується устаткування, збільшується кількість викидів в атмосферу високотоксичних речовин, розширюються території, відчужені під золошлакові відходи (тільки на Зміївській ГРЕС щорічно скидають 800 тис. т золошлакових відходів і 300 т золи на добу в атмосферу).

*Атомні електростанції* є однією з альтернативних ланок енергетичної галузі України. На сьогодні це єдина ланка енергетики України, яка працює досить стабільно і вносить більше 45 % електроенергії в загальний енергетичний баланс. Україна має власні запаси ядерного палива, хоча проблеми його підготування також потребують часу і засобів. Отже, власний розвиток атомної енергетики – реальний шлях енергетичної незалежності.

Атомні електростанції характеризуються потужнішими енергоагрегатами і відповідно більшою загальною потужністю, ніж теплові електростанції. В Україні є п'ять АЕС: Запорізька – потужністю 6 000 МВт, Південно-Українська – 3 000 МВт, Рівненська – 1 818 МВт, Ладизенська і Хмельницька – по 1 000 МВт. Чорнобильську АЕС (1 000 МВт) зупинено 2000 р. після аварії 1986 р. Їх оснащено переважно паротурбінними блоками 1 000 МВт і реакторами ВВЕР. Їх сумарна встановлена потужність становить 24 % від загальної потужності електростанцій України. Однак саме вони виробляють майже 45 % усієї електроенергії країни.

Отже, АЕС відіграють в енергетиці України значну роль. Їх експлуатація пов'язана з цілим рядом проблем і передусім з захороненням радіоактивних відходів.

Якщо для ТЕС потужністю 4 млн кВт потрібна площа ставків-охолоджувачів 4 000 га, то для АЕС – до 6 000 га. Існують й інші способи відведення теплоти на електростанціях, наприклад, за рахунок використання проточної води річок, застосування градирень. Але перший з них на території України практично цілком вичерпано, а другий не дозволяє одержати максимальний ККД станції. До того ж тепловий потік від градирень щільніший, ніж від ставків-охолоджувачів. Питоме тепловиділення у процесі використання ставків-охолоджувачів становить близько 1 кВт на кожний квадратний метр охолоджувача. Наскільки велика ця цифра, можна оцінити на прикладі сонячного випромінювання, тепловий питомий потік якого становить 0,14 кВт/м<sup>2</sup>.

Серйозний вплив електроенергетики на навколишнє середовище виявляється в регіональних змінах кліматичних умов у зв'язку з концентрацією великих об'ємів теплових викидів на порівняно малих площах. Так, теплові викиди ТЕС, що працює на органічному паливі, еквівалентні

майже полуторній тепловій потужності. Станція потужністю 4 млн кВт виділяє в навколишнє середовище 6 млн кДж/с теплової енергії. АЕС має ще більші теплові викиди: при тій самій потужності в 4 млн кВт втрати становлять 9,2 млн кДж/с теплової енергії, тобто в півтора рази більше, ніж для ТЕС. Теплові потоки великих електростанцій, розміщених в Україні порівняно щільно, можуть об'єднуватися і створювати так звані «острови теплоти» з відповідними змінами мікроклімату.

Гідралічні електростанції забезпечують не тільки виробництво та акумулювання електроенергії, але завдяки наявності водоймища дозволяють вирішувати ряд інших важливих народногосподарських завдань, пов'язаних з судноплаством, водопостачанням, зрошенням сільгоспу, розвитком рибного господарства і рекреацією земель.

Прикладом такого комплексного вирішення народногосподарських завдань слугує каскад ГЕС на Дніпрі. Із загальної встановленої потужності ГЕС і ГАЕС України (4,7 млн кВт) більше 3,8 млн кВт припадає на частку шести ГЕС цього каскаду: Київську – потужністю 361,2 МВт, Канівську – 444 МВт, Кременчуцьку – 625 МВт, Дніпродзержинську – 352 МВт, Дніпровську – 1 532 МВт і Каховську – 351 МВт. Поруч з Київською ГЕС споруджено ГАЕС, яка забезпечує зняття пікових навантажень переважно для Києва в ранкові і вечірні години, коли потреба в електроенергії різко зростає. Потужність Київської ГАЕС – 235,5 МВт. На р. Дністер неподалік від м. Могилів-Подільський споруджено Дністровську ГЕС потужністю 702 МВт, у Закарпатській області – Теребня-Рикську ГЕС потужністю 27 МВт.

### 2.3. Структура первинних енергетичних ресурсів

Структуру первинних енергетичних ресурсів у виробництві електричної енергії і тепла електростанціями об'єднаної енергетичної системи України подано в табл. 2.2.

Таблиця 2.2. – Структура використання енергетичних ресурсів в енергетиці України, країн Європи та СНД

Вид енергоресурсів	Одиниця виміру	1995	1996	1997	2001		
		Україна			Європа	СНД	
Вугілля	млн т	39,6	31,3	29,9			
	млн т у. п.	24,3	18,2	18,0			
	%	34,0	29,9	26,8	23	21	27
Нафта	млн т	2,4	1,7	1,3			
	млн т у. п.	3,3	2,3	1,8			
	%	4,6	3,8	2,7	18	42	40

Вид енергоресурсів	Одиниця виміру	1995	1996	1997	2001		
		Україна			Європа	СНД	
Газ	млн т	14,4	14,3	12,8			
	млн т у. п.	16,5	16,3	14,6			
	%	23,1	26,7	21,8	43	21	23
Гідроенергія	млн т у. п.	3,4	2,4	3,6			
	%	4,8	3,9	5,4			
Ядерна енергія	млн т у. п.	23,9	21,8	29,0			
	%	33,5	35,7	43,3	16*	16*	10*
Усього	млн т у. п.	71,4	61,0	67,0			

\* Для 2001 р. наведено дані використання ядерного палива та інших енергоресурсів (усіх, окрім вугілля, нафти та газу).

Як видно з табл. 2.2, до 1997 р. кількість спаленого органічного палива зменшувалася: вугілля з 24,3 до 18 млн т у. п., газу – з 23,1 до 21,8 млн т у. п. і мазуту – з 4,6 до 2,7 млн т у. п.; натомість збільшувалося використання ядерної енергії (з 33,5 до 43,3 млн т у. п.). Після 2000 р. структура використання енергоресурсів в Україні змінилася і щодо нафти та газу значно відрізняється від країн Європи та СНД.

До кінця ХХ ст. основними видами енергетичних ресурсів електростанцій України були вугілля і ядерне паливо, а основним виробником електроенергії – атомні електростанції.

Виробництво енергії в Україні багато в чому залежить від імпорту енергоресурсів. Частка власних ПЕР становить у паливно-енергетичному балансі країни не більше 50 %. Забезпеченість власним вугіллям оцінюється на рівні 92 %, нафтою – 18 %, природним газом – 22 %. Ядерне паливо (Твели) цілком імпортують з Росії. Є дві основні причини такої залежності: високі енергоємності виробництва валового внутрішнього продукту (ВВП) і брак реальної політики енергозаощадження в усіх галузях народного господарства. Високий рівень енергоємності ВВП України зумовлений недосконалістю структури її економіки, фізичним і моральним зносом застосовуваних технологій, браком економічних стимулів ефективного використання енергоресурсів.

Як наслідок з 1990 по 2000 р. енергоємність ВВП збільшилася в середньому на 40 %, зокрема, паливоємність – на 35 %, електроємність – на 50 %. Пов'язано це переважно з тим, що, незважаючи на скорочення обсягів виробництва, практично не змінилася витрата енергії і палива на загальні потреби підприємств, особливо в житловій і комунально-побутовій сфері (табл. 2.3).



**Таблиця 2.3. - Електробаланс в Україні, млрд кВт·год**

<b>Показники електробалансу</b>	<b>1990</b>	<b>1994</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>
Вироблено електроенергії	298,5	202,9	172,8	172,1
Одержано електроенергії з-за меж України	15,3	12,4	10,0	7,0
Спожито галузями економіки:				
промисловістю	166,0	104,5	82,7	79,9
будівництвом	4,0	2,1	1,4	1,2
сільським господарством	28,5	27,0	15,7	14,9
транспортм	14,5	10,9	9,7	9,5
комунальним господарством	23,1	26,0	25,1	25,7
підприємствами й установами зв'язку, культури, охорони здоров'я, торгівлі тощо в містах і селищах міського типу	12,0	9,7	7,5	7,3
Втрати в мережах загального користування	21,9	21,7	30,0	30,2
Відпущено електроенергії за меж України	43,8	13,4	10,7	10,4

Рівень енергонезалежності України від поставок органічного палива подібен до розвинутих країн ЄС (60,7% - 2004 рік, 54,8 – 2005рік), але характеризується відсутністю диверсифікації джерел постачання енергоносіїв, насамперед, нафти, природного газу та ядерного палива.

У структурі споживання ПЕР в Україні за минулі роки найбільший обсяг припадає на газ - 41% (в країнах світу 21%); обсяг споживання нафти в Україні складав 19%, вугілля – 19%, ядерного палива – 17%, гідроресурсів та інших відновлювальних джерел – 4 %. Це наглядно ілюструє таблиця 2.4.

**Таблиця 2.4. - Структура споживання енергії в Україні та інших країнах.**

<b>ПЕР, %</b>	<b>Світ</b>	<b>Україна</b>	<b>ЄС-15</b>	<b>США</b>
Природний газ	21	41	22	24
Нафта	35	19	41	38
Вугілля	23	19	16	23
Уран	7	17	15	8
Гідроенергетика та інші відновлювальні ресурси	14	4	6	7
ВСЬГО	100	100	100	100

Відсутність політики диверсифікації та орієнтація на переважне використання природного газу, збільшує енергозалежність України і, як наслідок, суттєво впливає на її енергетичну безпеку.

Вирішити проблему задоволення потреби України в паливі заплановано за рахунок скорочення використання природного газу і збільшення частки твердого палива у виробництві електричної і теплової енергії. Це дозволить знизити залежність економіки України від дорогого імпортно-

го газу. Однак перерозподіл видів ПЕР у бік кам'яного вугілля загострює і без того не просту екологічну обстановку, передусім у великих промислових центрах.

Водночас природно - кліматичні умови України дають можливість досить ефективно використовувати нетрадиційні первинні джерела енергії: метан вугільних родовищ, біогаз побіжних відходів, енергію вітру, сонячну і геотермальну енергію.

## **2.4.Галузь малої енергетики**

До малої енергетики України відносять промислові ТЕЦ (ПТЕЦ) і котельні, усе устаткування комунальної енергетики, районні котельні, промислові печі, побутові енергоустановки різної потужності, автономні теплоцентралі. Для них передусім характерний низький рівень економічності, надійності і безпеки, зокрема й екологічної. Мала енергетика споживає більше 60 % усього палива ПЕК України. Об'єми споживання газоподібного, рідкого і твердого палива становлять (в умовному паливі) відповідно 49, 20 і 31 %.

В Україні нараховують більше 2,0 млн одиниць паливоспалювальних установок, які належать до малої енергетики. Значна їх частина (більше 1,5 млн) – котли тепловою потужністю до 0,1 МВт.

Особливу групу устаткування малої енергетики складають промислові ТЕЦ (243 одиниці загальною потужністю 3 100 МВт). Загальне вироблення електроенергії промисловими ТЕЦ 1995 р. становило 5,7 млн кВт-год, а теплової енергії – 43,3 млн Гкал. При цьому витрачено 11,3 млн т у. п., зокрема 7,5 млрд м<sup>3</sup> газу, 1,7 млн т рідкого палива (переважно паливного мазуту) і 0,4 млн т вугілля. Техніко-економічні показники більшості зазначених ПТЕЦ дуже низькі, а негативний вплив на екологію дуже значний.

Найбільшими споживачами палива є також промислово-виробничі і опалювальні котельні, з яких 1 750 мають установлену одиничну невелику потужність близько 20 Гкал-год.

Отже, на потреби потужностей енергогенерувальних систем теплопостачання малої енергетики витрачають ПЕР більше, ніж на будь-яку іншу галузь народного господарства. Ефективність використання палива й екологічні показники цих систем теплопостачання не завжди відповідають сучасним вимогам науково-технічного прогресу. Є велика кількість низькоефективних котельних і автономних теплогенераторів, які спалю-

ють найдефіцитніші види палива – газ, мазут (до 60 % від загальної кількості палива, що споживає весь ПЕК). Середня питома витрата умовного палива на виробництво теплової енергії дуже висока (43,5 кг у. п./ГДж або 181,9 кг у. п./Гкал) і відповідає середньому ККД не більше 75 %. Здебільшого теплові ККД дрібних котелень та індивідуальних джерел в 1,5–2,0 рази нижчі за технічно припустимий рівень. Усі ці джерела виробництва теплоти є не тільки найбільшими споживачами ПЕР, але й джерелами забруднення навколишнього середовища, вони збільшують екологічне навантаження на міста і населені пункти.

В економічному й екологічному відношенні найдосконаліші теплоелектроцентралі і великі районні котельні. Однак їх використання економічно виправдане тільки за наявності великих централізованих споживачів. Потреба в розгалужених і дорогих теплових мережах помітно знижує ефективність ТЕЦ і масштаби їх використання.

Важливою складовою малої енергетики є підприємства відновлювальних джерел енергетики, на особливостях яких зупинимось далі.

## **Контрольні запитання**

1. Характеристика основних систем виробництва енергії.
2. Головні поняття і визначення для енергетики та енергопостачання.
3. Види паливно – енергетичних ресурсів.
4. Характеристика джерел енергії традиційної енергетики.
5. Структура первинних енергетичних ресурсів України.
6. Загальна характеристика малої енергетики.

# ЧАСТИНА II. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ПЕРЕТВОРЕННЯ І ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ

## 3 | ТЕХНІЧНА ТЕРМОДИНАМІКА – ТЕОРЕТИЧНА ОСНОВА ЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК

### 3.1. Основні поняття і визначення

Термодинаміка – наука, що вивчає енергію та закони її перетворення з одних видів в інші. Розділяється на загальну, хімічну й технічну. Загальна (фізична) термодинаміка дає поняття про загальні теоретичні основи й закономірності перетворення енергії. Хімічна термодинаміка вивчає теплові ефекти хімічних реакцій і процесів.

Технічна термодинаміка, основа інженерної теплотехніки, – розділ термодинаміки, що займається застосуванням законів термодинаміки в теплотехніці. Головне її завдання – обґрунтування теорії теплових двигунів, енергетичних установок та теплотехнічного обладнання.

У термодинаміці використовується феноменологічний метод дослідження, при якому не вводяться ніякі припущення щодо молекулярної будови досліджуваних тіл. Тобто, вона виходить із загальних законів, що отримані експериментально.

*Основні поняття  
і визначення*

*Рівняння стану  
ідеального газу*

*Теплоємність*

*Контрольні запитання*

Технічна термодинаміка ґрунтується на трьох основних законах (основах): першому, що являє собою застосування до теплових систем закону перетворення та збереження енергії, другому, який характеризує напрямок протікаючих у природі процесів та явищ, і третьому, стверджуючому, що абсолютний нуль температури недосяжний.

Отже, даній науці властивий високий рівень абстракції термодинамічної моделі об'єкта дослідження. Це робить термодинаміку і її методи придатними для вирішення багатьох практичних задач в різних галузях науки і техніки, але не дозволяє пояснити причини, природу явищ, що відбуваються. Термодинаміка як інструмент пізнання закономірностей матеріального світу одержала загальне визнання і довела велику користь від її використання.

Вся минула і сучасна її історія підтверджує слова великого фізика Альберта Ейнштейна: «Теорія справляє тим більше враження, чим простіші її передумови і обширніша область застосування. Термодинаміка – єдина фізична теорія універсального змісту, яка в межах прийнятих нею основних понять ніколи не буде спростована».

*Тепловий рух* – безладний (хаотичний) рух мікрочастинок (молекул, атомів та ін.), з яких складаються всі тіла.

*Передача енергії* в результаті обміну хаотичним, ненаправленим рухом мікрочастинок називається *теплообміном*, а кількість переданої при цьому енергії – кількістю теплоти, теплотою процесу або просто *теплотою*.

Вивчаючи поведінку речовин (об'єктів), що беруть участь у процесах з обміном енергією, термодинаміка виділяє їх із сукупності навколишніх тіл. Звідси випливає таке важливе поняття як термодинамічна система.

*Термодинамічною системою* називається сукупність макроскопічних тіл, що обмінюються енергією між собою і навколишнім середовищем (всіма іншими тілами, які не ввійшли в термодинамічну систему). Вона має межі, що відокремлюють її від навколишнього середовища, і можуть бути як реальними (газ у резервуарі, межа розділу фаз), так і чисто умовними у вигляді контрольної поверхні.

Термодинамічна система, між будь-якими частинами якої відсутні поверхні розділу, називається гомогенною. Якщо ж вона складається з окремих частин, розмежованих поверхнями розділу, – гетерогенною, однорідна частина якої називається фазою.

Термодинамічна система може енергетично взаємодіяти з навколишнім середовищем і з іншими системами, а також обмінюватися з ними речовиною.

Залежно від умов взаємодії з іншими системами розрізняють: відкриту систему – при наявності обміну енергією та речовиною з

іншими; закриту – при відсутності обміну речовиною з іншими системами; адіабатну – при відсутності обміну теплотою з іншими системами; ізольовану – при відсутності обміну енергією й речовиною з іншими системами.

Розрізняють рівноважний і нерівноважний стани термодинамічної системи. Рівноважним термодинамічним станом називають стан тіла чи системи, що не змінюється в часі без зовнішнього енергетичного впливу. При цьому зникають усякі макроскопічні зміни (дифузія, теплообмін, хімічні реакції), хоча тепловий (мікроскопічний) рух молекул не припиняється. Стан термодинамічної системи, при якому у всіх її частинах температура однакова, називають ізотермічним рівноважним станом.

Ізольована термодинамічна система незалежно від свого початкового стану із часом завжди приходиться у стан рівноваги, з якого ніколи не може вийти самовільно.

Стан термодинамічної системи, при якому значення параметрів у всіх її частинах лишаються незмінними в часі (через зовнішній вплив потоку речовини, енергії, імпульсу і т.д.), називається стаціонарним. Якщо значення параметрів змінюються в часі, то стан термодинамічної системи називається нестаціонарним.

*Параметри стану* – фізичні величини, що однозначно характеризують стан термодинамічної системи і не залежні від її передісторії.

Основні термодинамічні параметри стану системи, що характеризують макроскопічний стан тіл: тиск, температура і питомий об'єм ( $P$ ,  $T$ ,  $\vartheta$ ).

*Тиск* – фізична величина, чисельно рівна нормальній складовій сили, що діє на одиницю площі поверхні тіла. Тиск може вимірюватися висотою стовпа рідини ( $h$  мм ртутного, водяного та ін.), що врівноважує тиск розглянутого середовища. При цьому  $P = h \cdot \rho \cdot g$  або  $h = \frac{P}{\rho \cdot g}$ , де  $\rho$  – густина рідини,  $g$  – прискорення вільного падіння.

Для вимірювання тиску застосовують барометри, манометри і вакуумметри. Відповідно розрізняють атмосферний або барометричний тиск, абсолютний тиск, манометричний або надлишковий, розрідження або вакуум.

$P_{\text{БАР}}$  – барометричний тиск (атмосферний, заміряний барометром);

$P_{\text{АБС}} > P_{\text{БАР}}$  :  $P_{\text{АБС}} = P_{\text{БАР}} + P_{\text{МАН}}$  – абсолютний тиск з урахуванням надлишкового (манометричного) тиску;

$P_{\text{АБС}} < P_{\text{БАР}}$  :  $P_{\text{АБС}} = P_{\text{БАР}} - P_{\text{МАН}}$  – абсолютний тиск у випадку розрідження (вакууму).

У термодинаміці параметром стану тіла є тільки абсолютний тиск, відлічений від нуля (абсолютного вакууму), що характеризує стан термодинамічної системи.

Атмосферний тиск – величина змінна, тому в техніці застосовується нормальний атмосферний тиск,  $P_0 = 0,10131 \text{ МПа}$  (760 мм рт. ст.).

Тиск вимірюють в Паскалях: 1 Па рівний тиску 1 Н (сили, що надає тілу масою 1 кг прискорення  $1 \text{ м/с}^2$  у напрямку дії сили) на площі  $1 \text{ м}^2$ , тобто  $1 \text{ Па} = 1 \text{ Н/м}^2$ . Позасистемними одиницями тиску є атмосфера ( $1 \text{ ат} = 1 \text{ кгс/см}^2$ ) і бар ( $1 \text{ бар} = 10^5 \text{ Н/м}^2 = 1,01972 \text{ кгс/см}^2 = 750,06 \text{ мм рт. ст.} = 10197 \text{ мм вод. ст.}$ ;  $1 \text{ ат} = 1 \text{ кг/см}^2 = 735,6 \text{ мм рт. ст.} = 10000 \text{ мм вод. ст.} = 98066 \text{ Н/м}^2$ , див. також табл. 3.1.

Таблиця 3.1 - Співвідношення між одиницями тиску

Одиниця	Па	бар	мм вод. ст.	кгс/см <sup>2</sup>
Паскаль	1	$10^{-5}$	0,102	$1,02 \cdot 10^{-5}$
Бар	$10^5$	1	$1,02 \cdot 10^4$	1,02
Міліметри ртутного стовпа	133,332	$1,333 \cdot 10^{-3}$	13,6	$1,36 \cdot 10^{-3}$
Міліметри водяного стовпа	9,8067	$9,8067 \cdot 10^{-5}$	1	$10^{-4}$
Кілограм-сила на квадратний сантиметр	$9,8067 \cdot 10^4$	0,98067	$10^4$	1

Молекулярно-кінетична теорія газу дозволяє встановити зв'язок між тиском і кінетичною енергією теплового руху молекул газу, пари або рідини. Тиск являє собою, відповідно до цієї теорії, статистично усереднену величину імпульсу, що переноситься в результаті хаотичного (теплового) руху молекул в одиницю часу через одиницю площі поверхні, яка обмежує об'єм системи

$$P = n \frac{m \cdot \overline{w^2}}{3} = \frac{2}{3} \cdot \frac{N_A}{M_0} \cdot \frac{(m \cdot \overline{w^2})}{2}, \quad (3.1)$$

де  $n$  – число молекул в  $1 \text{ м}^3$ ;  $m$  – маса молекули, кг;  $\overline{w}$  – середньоквадратична швидкість молекул, м/с;  $N_A = 6,02 \cdot 10^{26}$  – число Авогадро;

$M_0$  – молекулярний об'єм речовини газу,  $\text{м}^3/\text{кмоль}$ ; вираз  $\frac{m \cdot \overline{w^2}}{2}$  визначає середню кінетичну енергію поступального руху однієї молекули.

Молекулярно-кінетична теорія газів встановлює пряму пропорційність між середньою кінетичною енергією поступального руху молекул і абсолютною температурою:

$$\frac{2}{3} m \frac{\overline{w^2}}{2} = k \cdot T, \quad (3.2)$$

де  $m$  – маса молекули, кг;  $T$  – абсолютна температура,  $k$  – постійна Больцмана, рівна  $1,3806 \cdot 10^{-23}$  Дж/К.

Отже, абсолютна температура є мірою середньої кінетичної енергії поступального руху молекули і відноситься до всієї сукупності молекул, що рухаються з різними швидкостями.

З виразів (3.1), (3.2) випливає рівняння

$$P = n \cdot k \cdot T, \quad (3.3)$$

яке називають основним рівнянням кінетичної теорії газів. З рівняння (3.3) виходить: тиск  $P$  тим більше, чим вище абсолютна температура  $T$  і чим більше молекул в одиниці об'єму; тиск має не тільки механічний, але і статистичний зміст, тому що він зв'язаний з температурою.

**Температура.** Абсолютна температура робочого тіла – міра інтенсивності теплового руху молекул (завжди позитивна, її нульове значення відповідає стану повного спокою молекул, точці початку відліку температури (нулю) термодинамічної шкали Кельвіна). У техніці прийнята шкала Цельсія (нуль якої  $t = 0$  °C відповідає температурі танення льоду при нормальному тиску, тобто при  $T = 273,15$  К).

Температура характеризує величину нагрівання тіла і визначає напрямком передачі теплоти. Якщо два тіла  $A$  і  $B$  мають відповідно температуру  $T_A > T_B$ , то теплота переходить від тіла  $A$  до тіла  $B$ . При цьому температура тіла  $A$  зменшується, а температура тіла  $B$  збільшується. Якщо  $T_1 = T_2$ , то тіла  $A$  і  $B$  перебувають у тепловій рівновазі, тому самовільного переходу теплового потоку між ними не буде.

Числове значення термодинамічної абсолютної температури можна визначити з рівняння (3.2) у вигляді:

$$T = \frac{2}{3 \cdot k} m \frac{w^2}{2}. \quad (3.4)$$

Таким чином, у термодинаміці температура розглядається як середньостатистична величина, що характеризує систему, яка складається з величезного (але кінечного) числа молекул, які знаходяться у хаотичному (тепловому) русі. Тому до одиничних молекул поняття температури застосувати не можливо.

Однак практично неможливо безпосередньо виміряти кінетичну енергію молекул газу. Тому температура вимірюється опосередковано за допомогою різних термометричних пристроїв (термометрів). У їхню основу покладене явище залежності від температури якої-небудь властивості речовини (теплового розширення, електричного опору, контактної ЕРС, теплового випромінювання та ін.), за величиною зміни якої судять про зміну температури.



**Питомий об'єм** робочого тіла (речовини) – це об'єм, який займає одиниця маси даної речовини, м<sup>3</sup>/кг

$$\vartheta = \frac{V}{M},$$

де  $V$  – об'єм тіла,  $M$  – його маса.

Величина, зворотна питомому об'єму, що визначає кількість речовини в одиниці об'єму, – густина робочого тіла –  $\rho = 1/\vartheta = M/V$ , кг/м<sup>3</sup>,  $M = \rho \cdot V$  і  $\vartheta \cdot \rho = 1$ .

Питомий об'єм і густина також є статистичними усередненими величинами, тому що характеризують розподіл маси речовини по об'єму системи внаслідок хаотичного (теплого) руху молекул газу.

Одиниця густини в СІ – кг/м<sup>3</sup>, СГС – г/см<sup>3</sup>. Густина і питомий об'єм залежать від температури та тиску, тобто від термодинамічного стану речовини. Звичайно в довідковій літературі наводяться їхні значення при нормальних фізичних умовах  $P = 101,325$  кПа (760 мм рт. ст.) і  $t = 0$  °С.

Отже, властивості руху системи, пов'язані з її станом, називають параметрами стану.

Будь-яка зміна параметрів стану є причиною (умовою) виникнення (наявності) термодинамічних процесів.

**Термодинамічний процес** – послідовна зміна стану тіла, що відбувається в результаті енергетичної взаємодії робочого тіла з навколишнім середовищем, яка характеризується обов'язковою зміною хоча б одного параметра стану. Розрізняють рівноважний процес, якщо в системі в кожен момент часу встигає установитися рівноважний стан (тобто процес, який протікає вкрай повільно), і процес нерівноважний, якщо він протікає з кінцевою швидкістю і викликає появу кінцевих різниць тисків, температур, густини і т.д.

Основні параметри стану системи, що перебуває в термодинамічній рівновазі, зв'язані між собою, причому число незалежних параметрів стану системи завжди дорівнює числу її термодинамічних ступенів свободи:

$$P = f_P(\vartheta, T), \quad \vartheta = f_\vartheta(P, T), \quad T = f_T(P, \vartheta). \quad (3.5)$$

Таким чином, рівноважний стан термодинамічної системи повністю визначається значеннями двох незалежних змінних. У цьому випадку термодинамічна система називається простою системою або простим тілом. До простих тіл відносяться гази, пари, рідини і багато твердих тіл, що знаходяться у термодинамічній рівновазі.

В загальному випадку термодинамічні параметри поділяються на інтенсивні й екстенсивні: інтенсивні не залежать від розмірів і маси системи (тиск, температура, питомий і молярний об'єми, питома і молярна

внутрішня енергія, питома і молярна ентальпія та ентропія); екстенсивні, пропорційні кількості речовини або масі даної термодинамічної системи (об'єм, маса, внутрішня енергія, ентальпія, ентропія та ін.). Основні параметри стану – інтенсивні.

Термодинамічні властивості (параметри), крім поділу на екстенсивні й інтенсивні, можуть бути класифіковані як термічні й калоричні властивості (величини). До термічних відносяться тиск  $P$ , об'єм  $\vartheta$ , температура  $T$ , а також термічні коефіцієнти (ізотермічний коефіцієнт стиснення, коефіцієнт об'ємного розширення і термічний коефіцієнт тиску).

До калоричних властивостей відносяться такі термодинамічні величини, як ентропія  $S$ , внутрішня енергія  $U$ , ентальпія  $I = U + PV$ , вільна енергія  $E = U - TS$ , ізобарно-ізотермічний потенціал  $Z = I - TS$ , теплоємність  $c_x$  ( $c_p, c_\vartheta, \dots$ ).

### 3.2. Рівняння стану ідеального газу

Висловлює зв'язок між параметрами рівноважного стану термодинамічної системи, який в загальному випадку можна описати виразом:

$$f(P, \vartheta, T) = 0, \quad (3.6)$$

тобто визначається завданням двох параметрів стану, наприклад, тиску  $P$  і питомого об'єму  $\vartheta$  (температура  $T$  в цьому випадку є функцією  $T = f(P, \vartheta)$ ).

У технічній термодинаміці в якості робочого тіла розглядається ідеальний газ - теоретична модель реального газу, в якій не враховується взаємодія часток газу, молекул, що являють собою безоб'ємні матеріальні точки; силами міжмолекулярного зчеплення зневажають. Це дає підставу кожен дійсно існуючий у природі газ, в якому можна знехтувати силами зчеплення та об'ємом молекул (через малу їх величину), називати ідеальним газом. Ця обставина тим більш справедлива, чим вище температура газу і менше тиск.

Для зображення термодинамічних станів і процесів використовують плоскі діаграми. Наприклад, точки  $1, 1', 1''$  (рис. 1.1) на  $P - \vartheta$  діаграмі відображають рівноважний стан, а лінія  $1-2$  – рівноважний процес.

У технічній термодинаміці розглядаються наступні основні процеси: ізохорний – при постійному об'ємі; ізобарний – при постійному тиску; ізотермічний – при постійній температурі; адіабатний – без зовнішнього

теплообміну; політропний – який протікає при будь-якому, але постійному значенні теплоємності (у певних умовах може розглядатися як узагальнений термодинамічний процес).

Основні закони ідеальних газів, установлені дослідним шляхом, мають наступний вигляд:

закон Бойля-Маріотта: при  $T = const$   $P \cdot \vartheta = const$ , або

$$P_1 \cdot \vartheta_1 = P_2 \cdot \vartheta_2; \quad (3.7)$$

закон Гей-Люссака: при  $P = const$   $\frac{\vartheta}{T} = const$ , або

$$\frac{\vartheta_1}{T_1} = \frac{\vartheta_2}{T_2}; \quad (3.8)$$

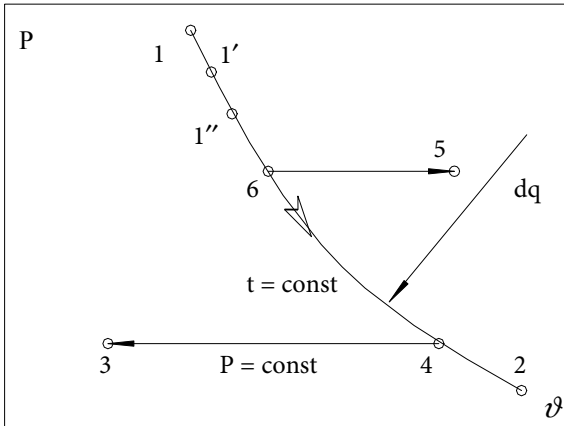


Рисунок 3.1 - Діаграма стану

При цьому всі гази при нагріванні на 1 С збільшують відносний об'єм на ту саму величину, що дорівнює

$$\beta_0 = \frac{1}{273,16}$$

тобто

$$\vartheta = \vartheta_m (1 + \beta_m \cdot t).$$

На основі зазначених законів можна встановити зв'язок між пара-

метрами двох довільних станів ідеального газу.

Розглянемо рис. 3.1: процес 1-4:  $T_1 = T_4$ ;  $P_1 \vartheta_1 = P_4 \vartheta_4$ ;

процес 4-3:  $P_4 = P_3$ ;  $\frac{\vartheta_4}{T_4} = \frac{\vartheta_3}{T_3}$ ;

Виключивши з наведених рівнянь параметри т. 4, одержимо

$$\frac{P_1 \cdot \vartheta_1}{T_1} = \frac{P_3 \cdot \vartheta_3}{T_3}. \quad (3.9)$$

Аналогічний перехід із стану 1 в стан 5 із проміжної т.6 дасть співвідношення

$$\frac{P_1 \cdot \vartheta_1}{T_1} = \frac{P_5 \cdot \vartheta_5}{T_5}. \quad (3.10)$$

З (3.9) і (3.10) випливає, що

$$\frac{P_1 \cdot \vartheta_1}{T_1} = \frac{P_3 \cdot \vartheta_3}{T_3} = \frac{P_5 \cdot \vartheta_5}{T_5} = \dots = const, \quad (3.11)$$

або

$$\frac{P \cdot \vartheta}{T} = const = R \quad (3.12)$$

$R$ , кДж/(кг К) - питома газова постійна кожного газу, фізичний зміст якої полягає в тому, що вона являє собою роботу, виконану 1 кг газу в ході процесу при постійному тиску і зміні температури на 1 градус.

Дійсно, в цьому випадку для двох будь-яких станів робочого тіла рівняння стану матиме вигляд:

$$P \cdot \vartheta_1 = R \cdot T_1; \quad (3.13)$$

$$P \cdot \vartheta_2 = R \cdot T_2. \quad (3.14)$$

Віднімаючи від (3.13) рівняння (3.14), одержуємо

$$P \cdot (\vartheta_2 - \vartheta_1) = R \cdot (T_2 - T_1); \quad (3.15)$$

звідки

$$R = \frac{P \cdot (\vartheta_2 - \vartheta_1)}{T_2 - T_1}, \quad (3.16)$$

де  $P \cdot (\vartheta_2 - \vartheta_1) = l$  - являє собою роботу, виконану газом у даному процесі.

Знаючи параметри стану газу, легко визначити питому газову постійну. Так, при нормальних фізичних умовах ( $P_0 = 101325$  Па,  $T_0 = 273,15$  К),

$$R = \frac{P_0 \cdot \vartheta_0}{T_0} = \frac{101325 \cdot \vartheta_0}{273,15} = 371 \cdot \vartheta_0 \quad (3.17)$$

або

$$R = \frac{371}{\rho_0}, \quad (3.18)$$

де  $\vartheta_0$  і  $\rho_0$  - відповідно питомих об'єм і густина газу при нормальних фізичних умовах.

Рівняння (3.12) називається характеристичним рівнянням Клапейрона або термічним рівнянням стану ідеальних газів. Тобто ідеальний газ строго підкоряється рівнянню Клапейрона. Поняття про ідеальний газ і його закони корисні як граничний випадок законів реального газу.

Згідно із законом Авогадро, однакові об'єми ідеальних газів при однакових  $P$  і  $T$  містять одну і ту ж кількість молекул. Тоді, помноживши на  $\mu$  обидві частини рівняння (3.11), де  $\mu$  – молекулярна маса газу, одержимо рівняння Клапейрона-Менделєєва:

$$P \cdot \vartheta_{\mu} = R_{\mu} \cdot T, \quad (3.19)$$

в якому  $\vartheta_{\mu} = \vartheta \cdot \mu$  – молярний об'єм робочого тіла, м<sup>3</sup>/моль.

При нормальних фізичних умовах ( $t = 0$  °С і  $P = 760$  мм рт. ст.) об'єм одного кіломоля для всіх ідеальних газів відповідає  $\vartheta_{\mu} = 22,4$  м<sup>3</sup>/кмоль;  $R_{\mu} = R \cdot \mu$  – універсальна газова постійна,  $R_{\mu} = 8314,2$  Дж/(кмоль К). Отже газова постійна конкретного робочого тіла Дж/(кг К)

$$R = \frac{R_{\mu}}{\mu} = \frac{8314,2}{\mu}. \quad (3.20)$$

Універсальна газова постійна за фізичним змістом також є роботою розширення, але тільки 1 кмоль ідеального газу, в ході процесу, що відбувається при постійному тиску і зміні температури на 1 градус. У цьому випадку рівняння Клапейрона-Менделєєва має вигляд:

$$P \cdot \vartheta = \frac{8314,2}{\mu} \cdot T. \quad (3.21)$$

На основі характеристичного рівняння можна одержати вираз для визначення будь-якого параметра при переході від одного стану до іншого, якщо значення інших параметрів відомі:

$$\left. \begin{aligned} \frac{P_1 \cdot \vartheta_1}{T_1} &= \frac{P_2 \cdot \vartheta_2}{T_2}; & \frac{P_1 \cdot V_1}{T_1} &= \frac{P_2 \cdot V_2}{T_2}; \\ \frac{P \cdot V}{T} &= \frac{P_H \cdot V_H}{T_H}; & \frac{P_1}{\rho_1 \cdot T_1} &= \frac{P_2}{\rho_2 \cdot T_2}. \end{aligned} \right\} \quad (3.22)$$

### 3.3. Теплоємність газів

Теплоємністю тіла називається кількість теплоти, яка необхідна для його нагрівання (або охолодження) на один градус. Оскільки одиницею кількості теплоти в СІ є джоуль, а температури – градус К, то одиницею теплоємності буде Дж/ К.

Теплоємність одиниці кількості речовини, тобто відношення теплоти  $dq$ , отриманої одиницею кількості речовини при нескінченно малій зміні його стану, до елементарної зміни температури  $dt$ , називають питомою теплоємністю тіла в даному процесі:

$$c_x = \frac{dq}{dt}. \quad (3.23)$$

Значення  $c_x$  залежить не тільки від інтервалу температур, але й від виду процесу підведення теплоти, що характеризується деяким постійним параметром  $X$ , яким можуть бути питомий об'єм тіла  $\vartheta$ , тиск  $P$  та ін.

Загальна кількість теплоти, отримана в процесі, визначається наступним виразом:

$$q_{1-2} = \int_{t_1}^{t_2} c_x dt, \quad (3.24)$$

де інтеграл береться від початкового стану 1 до заданого кінцевого стану 2, (див. рис. 3.1).

Теплоємність речовини залежить від її температури. За цією ознакою розрізняють середню і дійсну теплоємності.

Якщо  $q_{1-2}$  – кількість тепла, підведена (відведена) до одиниці кількості речовини в процесі нагрівання (охолодження) від температури  $t_1$  до температури  $t_2$ , то

$$c_m = \frac{q_{1-2}}{t_2 - t_1} \quad (3.25)$$

являє собою середню теплоємність у межах  $t_1 \dots t_2$ .

Границю цього відношення, коли різниця температур прямує до нуля, називають дійсною теплоємністю, тобто

$$c = \frac{dq}{dt} \quad (3.26)$$

Теплоємність ідеальних газів залежить від їхньої температури, атомності та характеру процесу.

Теплоємність реальних газів залежить від їхніх природних властивостей, характеру процесу, температури та тиску.

Зміні стану при постійному об'ємі або тиску відповідають різні значення теплоємностей, які називаються відповідно ізохорною та ізобарною, і позначаються  $c_v$  та  $c_p$ .

У термодинаміці розрізняють масову, об'ємну й мольну теплоємності. Теплоємність, віднесена до одиниці маси робочого тіла, на-

зивають масовою і позначають: при постійному об'ємі  $c_V$  та  $c_{Vm}$  і постійному тиску  $c_P$  та  $c_{Pm}$ . Одиницею виміру масової теплоємності є Дж/(кг·К). Масову теплоємність називають також питомою теплоємністю.

Теплоємність, віднесена до одиниці об'єму робочого тіла, називають об'ємною і позначають: при постійному об'ємі  $c'_V$  та  $c'_{Vm}$  і постійному тиску  $c'_P$  та  $c'_{Pm}$ . Одиниця виміру – Дж/(м<sup>3</sup>·К).

Теплоємність, віднесена до 1 кмоль газу, називають мольною і позначають при постійному об'ємі  $\mu c_V$  й  $\mu c_{Vm}$  і постійному тиску  $\mu c_P$  та  $\mu c_{Pm}$ . Мольну теплоємність вимірюють у Дж/(моль·К).

Масова і мольна теплоємність пов'язані наступним співвідношенням

$$c = \frac{\mu \cdot c}{\mu} = \frac{c_\mu}{\mu}, \quad (3.27)$$

де  $\mu$  – молекулярна маса.

Об'ємна теплоємність виражається через мольну як

$$c' = \frac{\mu \cdot c}{\vartheta_\mu} = \frac{c_\mu}{22,4}, \quad (3.28)$$

де  $\vartheta_\mu = 22,4$  м<sup>3</sup>/кмоль – молярний об'єм газу при нормальних фізичних умовах.

Зв'язок між об'ємною і масовою теплоємністю виражається співвідношенням

$$c' = c \cdot \rho_H,$$

де  $\rho_H = \mu / 22,4$  – густина газу при нормальних фізичних умовах.

Між ізобарною  $c_P$  та ізохорною  $c_V$  теплоємностями існує залежність, що визначається рівнянням Майєра:

$$c_P - c_V = R. \quad (3.29)$$

Якщо обидві частини цього рівняння помножити на молекулярну масу, то вона набуде вигляду

$$c_{\mu P} - c_{\mu V} = R_\mu, \quad (3.30)$$

де  $R_\mu$  – універсальна газова постійна, рівна 8,314 кДж/(кмоль·К).

Отже для ідеального газу різниця питомих теплоємностей  $c_P$  і  $c_V$  постійна і рівна питомій газовій постійній, а різниця молярних теплоємностей  $c_{\mu P}$  і  $c_{\mu V}$  – універсальній газовій постійній. Величина газової постійної  $R$  визначається зовнішньою роботою в ізобарному

процесі при відсутності внутрішньої. Для реальних газів, на відміну від ідеального, різниця теплоємностей залежить від температури і тиску, тобто

$$c_p - c_v = f(P, T).$$

Відношення даних теплоємностей можна представити таким чином:

$$k = \frac{\mu \cdot c_p}{\mu \cdot c_v} = \frac{c_p}{c_v}, \quad k = \frac{c_v + R}{c_v} = 1 + \frac{R}{c_v}.$$

Сказане вище дозволяє визначити питому кількість теплоти, затрачену в процесі нагрівання газу в інтервалі температур від  $t_1$  до  $t_2$  при постійному об'ємі або при постійному тиску:

$$q_v = c_{vm_2} \cdot t_2 - c_{vm_1} \cdot t_1; \quad (3.31)$$

$$q_p = c_{pm_2} \cdot t_2 - c_{pm_1} \cdot t_1. \quad (3.32)$$

Якщо в процесі бере участь  $M$  (кг) або  $V_H$  ( $\text{м}^3$ ) газу, то

$$Q_v = M(c_{vm_2} \cdot t_2 - c_{vm_1} \cdot t_1) = V_H(c_{vm_2} \cdot t_2 - c'_{vm_1} \cdot t_1); \quad (3.33)$$

$$Q_p = M(c_{pm_2} \cdot t_2 - c_{pm_1} \cdot t_1) = V_H(c'_{pm_2} \cdot t_2 - c'_{pm_1} \cdot t_1). \quad (3.34)$$

## Контрольні запитання

1. Технічна термодинаміка: основні поняття й визначення.
2. Термодинамічна система.
3. Параметри і функції стану. Термодинамічні процеси. Робоча (P-V) діаграма стану термодинамічної системи.
4. Ідеальний газ. Рівняння стану ідеального газу.
5. Теплоємність газів. Рівняння Майєра.



# 4

## ПЕРШИЙ ТА ДРУГИЙ ЗАКОН ТЕРМОДИНАМІКИ. ТЕРМОДИНАМІЧНІ ПРОЦЕСИ І ЦИКЛИ

### 4.1. Перший закон термодинаміки

Базується на таких основних положеннях.

**Принцип еквівалентності теплоти та роботи.** В 1842 р. Р. Майер установив еквівалентність теплоти і механічної роботи, що не залежить від характеру перетворення енергії. Пізніше Джоулем у результаті ретельно поставлених експериментів було отримано наступний вираз:

$$Q = A \cdot L, \quad (4.1)$$

де  $Q$  – кількість теплоти, що перетворюється в роботу;  $L$  – робота, отримана за рахунок теплоти;  $A = \frac{1}{427}$  ккал/кгс м. – термічний еквівалент роботи. Механічний еквівалент теплоти  $E = 427$  кгс м/ккал.

**Внутрішня енергія робочого тіла** – сукупність всіх видів енергії, тіла (системи тіл):

$$U = f(P, V, T). \quad (4.2)$$

Оскільки параметри пов'язані між собою характеристичним рівнянням  $PV = RT$ , то  $U = f_1(P, V)$ ,  $U = f_2(V, T)$ ,  $U = f_3(P, T)$ . Отже внутрішня енергія  $U$  також є параметром стану газу.

У технічній термодинаміці розглядаються процеси, в яких змінюється кінетична і потенціальна складові внутрішньої енергії.

Температура газу визначає кінетичну енергію поступального і обертального руху молекул і енергію внутрішньомолекулярного коливання, а від  $P$  і  $V$  залежить потенціальна енергія, обумовлена силами зчеплення.

*Перший закон термодинаміки*

*Функції стану робочого тіла*

*Процеси зміни термодинамічного стану*

*Загальні питання дослідження процесів. Другий закон термодинаміки*

*Контрольні запитання*

Внутрішня енергія – сума всіх енергій. Для ідеального газу  $U = f(T)$ , бо сили зчеплення між молекулами відсутні. Тоді зміна внутрішньої енергії має вигляд  $\Delta U = U_2 - U_1$ , Дж/кг.

**Робота робочого тіла.** Розглянемо просту термодинамічну систему (ТС), в якій газ рухає поршень у циліндрі двигуна.

Нехай у циліндрі з поршнем площею  $S$  знаходиться 1 кг газу, питомий об'єм якого  $\vartheta$ , тиск  $P$ . При рівності внутрішнього тиску газу в циліндрі і зовнішнього тиску об'єм газу буде залишатися незмінним. Якщо яким-небудь чином створити між внутрішнім тиском газу і зовнішнім тиском нескінченно малу різницю, то поршень переміститься на величину  $dl$ , об'єм газу зміниться на величину  $d\vartheta = S \cdot dl$  й газ виконає роботу ( $d\vartheta > 0$  – роботу розширення,  $d\vartheta < 0$  – роботу стиску):

$$dA = P \cdot S \cdot dl = p \cdot d\vartheta. \quad (4.3)$$

Якщо поршень переміщується з дуже малою швидкістю, тобто весь процес розширення можна розбити на елементи  $dl$ , а тиск і температуру вважати однаковими, то роботу робочого тіла можна виразити при зміні об'єму від  $\vartheta_1$  до  $\vartheta_2$  в наступному вигляді:

$$A = \int_{\vartheta_1}^{\vartheta_2} P d\vartheta. \quad (4.4)$$

#### **Аналітичний вираз першого закону термодинаміки**

Нехай термодинамічна система масою  $M$  займає об'єм  $V$  при температурі  $T$  і тиску  $P$  (рис. 4.1). При підведенні до неї кількості теплоти  $dQ$  температура системи збільшується на  $dT$ , а, отже, її кінетична енергія  $E_k$  зростає на  $dE_k$ .

Відповідно до рівняння Клапейрона підвищення температури при постійному тиску спричинить збільшення об'єму системи на величину  $dV$ .

Частина теплоти витрачається на збільшення відстані між молекулами і, як наслідок, викликає зростання потенціальної енергії системи на величину  $dE_{\text{п}}$ . Зміна внутрішньої енергії системи складе сумарну зміну кінетичної і потенціальної енергій

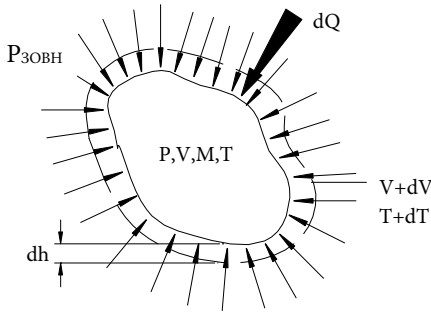
$$dU = dE_k + dE_{\text{п}} \quad (4.5)$$

і визначається тільки початковим і кінцевим станом системи

$$\Delta U = \int_1^2 dU = U_2 - U_1. \quad (4.6)$$

Якщо початковий і кінцевий стани збігаються, то

$$\oint dU = 0. \quad (4.7)$$



**Рисунок 4.1.** – Схема термодинамічної системи для визначення роботи при розширенні робочого об'єму

В ідеальних газах сили міжмолекулярного зчеплення не враховуються, тобто  $dE_{II} = 0$ , і внутрішня енергія системи змінюється тільки залежно від температури. Той факт, що кожному рівноважному стану відповідає певне значення температури, часто називають нульовим принципом термодинаміки.

При підведенні до системи  $dQ$  змінюється не тільки внутрішня енергія робочого тіла, але й виконується робота

та внаслідок зміни об'єму  $V$  системи на  $dV$  при подоланні сил зовнішнього опору (рис. 4.1.), величина якої складе  $dA = P_{\text{зовн}} \cdot S \cdot dh$  ( $S$  – площа поверхні,  $dh$  – переміщення кожної точки, яка обмежує площу). Оскільки  $S \cdot dh = dV$  при  $P = P_{\text{зовн}}$  (процес рівноважний)

$$dA = P \cdot dV. \quad (4.8)$$

Розділивши ліву і праву частини виразу (4.8) на  $M$ , отримаємо елементарну питому роботу  $dA' = P \cdot d\vartheta$ , чисельно рівну елементарній площадці під процесом, наприклад 1-D-2, при зміні об'єму на  $d\vartheta$ . Кінцева робота

$$A' = \int_{\vartheta_1}^{\vartheta_2} P d\vartheta, \quad (4.9)$$

де  $\vartheta_1, \vartheta_2$  – початковий і кінцевий питомий об'єм.

У координатах  $P - \vartheta$  ця кількість роботи характеризується площею під процесом, наприклад a-1-D-2-b. Робота  $A$  ( $A'$ ) – функція процесу.

Через те, що підведення до системи  $dQ$  веде в загальному випадку до зміни внутрішньої енергії системи  $dU$  і здійснення зовнішньої роботи  $dA$ , вираз першого закону термодинаміки для ізолюваних систем (закону збереження енергії) має вигляд

$$dq = dU + dA', \quad dQ = dU + dA. \quad (4.10)$$

З (4.10) виходить, що без підведення теплоти ( $dQ = 0$ ) зовнішня робота здійснюється тільки за рахунок внутрішньої енергії системи. Підведення тепла в системі визначається тільки термодинамічним процесом. При  $dq > 0$  – підведення тепла,  $dq < 0$  – відведення, при  $dq > 0$  – процес розширення робочого тіла,  $dq < 0$  – стиснення.

## 4.2. Функції стану робочого тіла

Величини  $q$  і  $A$ , що характеризують зміну процесу робочого тіла, є не параметрами, а функціями стану. До останніх відноситься також ентальпія.

*Ентальпія.* Макроскопічні тіла, властивості й поведінку яких вивчає термодинаміка, перебувають у взаємодії з навколишнім середовищем.

Сукупність внутрішньої енергії тіла (термодинамічної системи) і енергії зовнішньої взаємодії тіла з навколишнім середовищем об'єднується поняттям *ентальпія*:

$$\left. \begin{aligned} I &= U + P \cdot V \\ I &= U + R \cdot T \end{aligned} \right\} \quad (4.11)$$

Тому що  $U = f(T)$  і  $PV = f(T)$ , то і  $I = f(T)$ , тобто ентальпія залежить тільки від температури. Оскільки  $U$ ,  $P$ ,  $V$  визначається станом термодинамічної системи, ентальпія  $I$  є функцією стану.

При зміні стану термодинамічної системи

$$di = dU + \vartheta \cdot dP + P \cdot d\vartheta.$$

Оскільки  $dq = dU + dA$ , а  $dA = P \cdot d\vartheta$ , то

$$di = dq + \vartheta \cdot dP. \quad (4.12)$$

Рівняння (4.12) є другою формою запису першого закону термодинаміки.

Для ідеальних газів

$$di = c_p \cdot dT; \quad i = c_{pm} \cdot T. \quad (4.13)$$

Кількість теплоти в процесі  $P = const$  чисельно можна знайти як

$$q = i_2 - i_1. \quad (4.14)$$

*Ентропія.* Робота, обумовлена інтегралом (4.4), є одним з видів обміну енергією термодинамічної системи із зовнішнім середовищем. Обмін енергією може відбуватися у вигляді передачі тієї чи іншої

кількості теплоти  $q$ . Значення  $q$ , як і  $A$ , можна підрахувати у вигляді інтегралу, що збігається за формою з (4.4).

В 1852 р. Р. Клазійусом був запропонований параметр, що змінюється тільки від кількості переданої теплоти так само, як об'єм при здійсненні роботи (при  $d\vartheta > 0$  – робота додатна,  $d\vartheta < 0$  – від'ємна). Цей параметр, що пізніше був названий ентропією  $S$ , не може бути вимірний яким-небудь чином і визначається розрахунковим шляхом.

Подібно до будь-якої іншої функції стану питома ентропія системи може бути подана у вигляді функції будь-яких двох з параметрів стану  $P$ ,  $\vartheta$ ,  $T$ :  $S = f_1(P, V)$ ,  $S = f_2(P, V)$  і т.д.

Ентропія одержала велике поширення при дослідженні процесів перетворення енергії в теплотехнічних розрахунках. Якщо довільний оборотний процес (наприклад, 1-2 на рис. 3.1 у  $P - \vartheta$  діаграмі) розбити на нескінченно малі ділянки, на кожному з яких, через малу їх величину  $T = const$  ( $dT = 0$ ), то відношення елементарної кількості  $dq$ , підведеної до ділянки, до температури  $T$  – також нескінченно мала величина, тобто

$$\frac{dq}{T} = dS, \quad S = \int dS = \int \frac{dq}{T},$$

де  $S$  – ентропія газу.

$$\text{Для процесу 1-2} \quad \int_1^2 dS = \int_1^2 \frac{dq}{T} = S_2 - S_1 = \Delta S,$$

де  $\Delta S$  – зміна ентропії газу.

$$\Delta S = \int_1^2 \frac{dq}{T} = \int_1^2 \frac{dU + P d\vartheta}{T} = \int_1^2 \frac{dU}{T} + \int_1^2 \frac{P d\vartheta}{T} = \int_1^2 \frac{c_V dT}{T} + \int_1^2 R \frac{d\vartheta}{\vartheta}.$$

Вважаючи  $c_V = const$ , одержимо

$$\Delta S = c_V \cdot \ln \frac{T_2}{T_1} + R \cdot \ln \frac{V_2}{V_1}.$$

Оскільки  $\frac{V_2}{V_1} = \frac{T_2}{T_1} \cdot \frac{P_1}{P_2}$ ,  $\frac{T_2}{T_1} = \frac{V_2}{V_1} \cdot \frac{P_2}{P_1}$  то

$$\Delta S = c_p \cdot \ln \frac{T_2}{T_1} + R \cdot \ln \frac{P_2}{P_1},$$

$$\Delta S = c_V \cdot \ln \frac{P_2}{P_1} + c_p \cdot \ln \frac{V_2}{V_1}.$$

Якщо вважати стан у точці 1 нормальним, тобто  $\vartheta_1 = \vartheta_H$ ,  $T_1 = T_H$ ,  $P_1 = P_H$ , і  $S_1 = 0$ , то для будь-якого стану ідеального газу з параметрами  $V$ ,  $T$  і  $P$  значення ентропії складе

$$S = c_v \cdot \ln \frac{T}{273} + R \cdot \ln \frac{V}{V_H};$$

$$S = c_p \cdot \ln \frac{T}{273} - R \cdot \ln \frac{P}{P_H};$$

$$S = c_v \cdot \ln \frac{P}{P_H} + c_p \cdot \ln \frac{V}{V_H}.$$

Термодинамічні тотожності мають такий вигляд:

$$T dS = dU + P dV \quad \text{або} \quad T dS = dI - P dV.$$

Таким чином, за аналогією з інтегралом (4.9), кількість теплоти дорівнює

$$Q = \int_{S_1}^{S_2} T dS; \quad (4.15)$$

$$dQ = T dS. \quad (4.16)$$

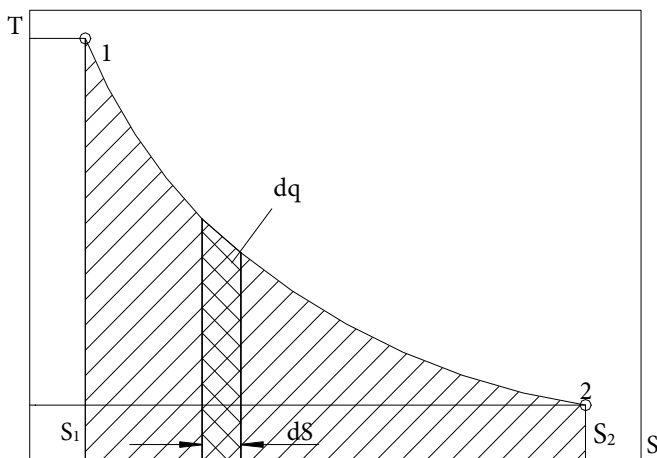


Рисунок 4.2. – T-S діаграма

При  $dS > 0$  теплота підводиться до системи, при  $dS < 0$  – відводиться. Питома кількість теплоти

$$q = \int_{S_1}^{S_2} T dS = T dS, \quad (4.17)$$

де  $S$  – питома ентропія. За аналогією з  $P - \Phi$  діаграмою, що характеризує роботу (рис. 3.1), подання функціональної залежності  $T = f(S)$  в  $T - S$  координатах характеризує теплообмін із зовнішнім середовищем (рис. 4.2). Площа під кривою 1-2 відповідає інтегралу (4.17) і характеризує кількість підведеної теплоти, якщо  $dS > 0$ , або відведеної, якщо  $dS < 0$ .

У термодинаміці внутрішню енергію  $U$ , ентальпію  $I$ , ентропію  $S$ , теплоємність  $c$  називають калориметричними властивостями речовини, а  $P$ ,  $V$  і  $T$  – термічними властивостями.

Ентропія – параметр стану, обумовлений початковим і кінцевим станом робочого тіла. Її не можна виміряти, а можна тільки обчислити розрахунковим шляхом.

### 4.3. Процеси зміни термодинамічного стану

Перехід термодинамічної системи з одного стану в інше, пов'язаний зі зміною параметрів стану, називається термодинамічним процесом.

У загальному випадку два будь-яких параметри робочого тіла можуть змінюватися довільно. Однак найбільший інтерес представляють деякі окремі випадки термодинамічних процесів: ізохорний ( $dV = 0$ ); ізобарний ( $dP = 0$ ); ізотермічний ( $dT = 0$ ); адіабатний ( $dq = 0$ ) і політропний, що за певних умов може розглядатися як узагальнений стосовно зазначених вище.

Головним етапами аналізу термодинамічних процесів є застосування до них рівнянь стану ідеального газу і першого закону термодинаміки, отримання еквівалентності теплоти і роботи, відображення розглядаємих процесів в  $PV$  (робочий) та  $TS$  (тепловий) діаграмах.

**Ізохорний процес:**  $V = \text{const}$  ( $dV = 0$ ),  $P = \text{var}$ ,  $T = \text{var}$ .

З характеристичного рівняння при  $V = \text{const}$  випливає

$$\frac{R}{V} = \frac{P}{T} = \text{const} \quad \text{або} \quad \frac{P_2}{P_1} = \frac{T_2}{T_1} \quad (4.18)$$

тобто тиск пропорційний температурі і тому що  $dV = 0$ , робота не виконується. Отже

$$A = \int_{q_1}^{q_2} P dq = 0.$$

З виразу першого закону термодинаміки (при  $dA = 0$ ) випливає, що в ізохорному процесі вся підведена теплота витрачається на зміну внутрішньої енергії, тобто

$$dq = dU = c_v \cdot dT,$$

$$dq = T \cdot dS = dU = c_v dT,$$

або при  $c_v = \text{const}$

$$q = \Delta U = c_v \cdot (T_2 - T_1),$$

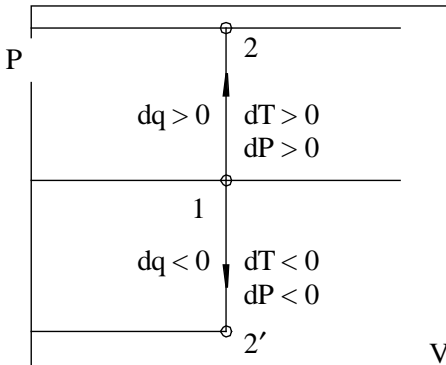
$$Q_v = M \cdot c_v \cdot (T_2 - T_1).$$

Зміна ентропії у вихідному процесі

$$\Delta S_v = S_2 - S_1 = \int_{T_1}^{T_2} c_v \frac{dT}{T},$$

або при  $c_v = \text{const}$

$$\begin{aligned} \Delta S_v &= c_v \cdot \ln \frac{T_2}{T_1} = \\ &= c_v \cdot \ln \frac{P_2}{P_1}. \end{aligned} \quad (4.19)$$



**Рис 4.3** - P-V діаграма

Площа під кривою 1-2 (1-2') графічно зображує кількість підведеного (відведеного) тепла.

Тоді орієнтовно  $q_v = \Delta U = 0,5 \cdot (T_1 + T_2) \cdot \Delta S_v$

У P-V діаграмі (рис. 4.3)

при  $dV = 0$ : 1-2 - процес нагрівання, 1-2' - процес охолодження.

У T-S діаграмі (рис. 4.4.) рівняння (4.19) зображується логарифмічною кривою 1-2 (1-2'): 1-2 - ентропія зростає, тепло надається газу і він нагрівається, 1-2' - ентропія спадає, тепло відводиться і газ охолоджується.



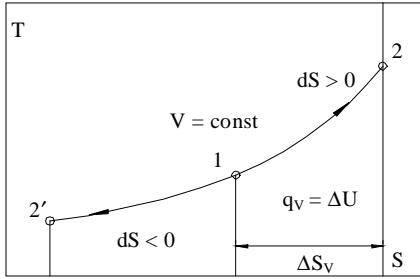


Рис.4.4 - T-S діаграма

**Ізобарний процес:**  
 $P = const \quad (dP = 0), \quad V = var,$   
 $T = var.$

З характеристичного рівняння при  $P = const$  випливає

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{T_2}{T_1} = const, \quad (4.20)$$

тобто об'єм газу змінюється пропорційно термодинамічній температурі.

Ізобарний процес в  $P$ - $V$  діаграмі

представлений на рис. 4.5: де 1-2 – розширення газу ( $dV > 0$ ,  $dq > 0$ ), 1-2' – стиснення ( $dV < 0$ ,  $dq < 0$ ). Робота розширення (стиснення) при цьому записується у вигляді:

$$A = \int_{\vartheta_1}^{\vartheta_2} P d\vartheta = P \cdot (\vartheta_2 - \vartheta_1) = R \cdot (T_2 - T_1) = R \cdot \Delta T, \quad (4.21)$$

Тепло, що надається газу в ізобарному процесі, може бути виражене через ізобарну теплоємність  $c_p$  рівнянням

$$dq = c_p dT. \quad (4.22)$$

Для  $M$ , кг або  $V$ , м<sup>3</sup> газу  $Q_p = M \cdot c_p \cdot (T_2 - T_1) = V_H \cdot c'_p \cdot (T_2 - T_1)$ .

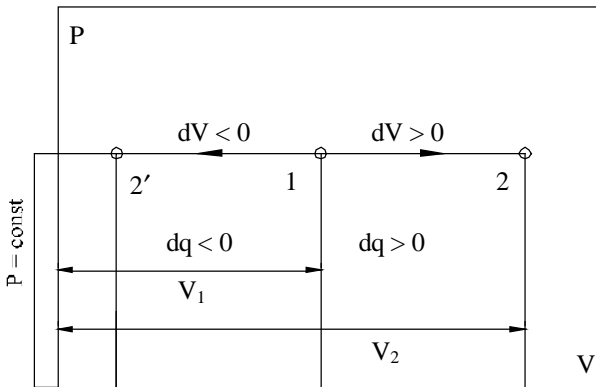


Рисунок 4.5 – P-V діаграма

Виходячи із другого запису першого закону термодинаміки (4.10), при  $P = const$  отримуємо, що  $di = dq$ , тобто

$$q_p = c_p(T_2 - T_1) = i_2 - i_1, \\ dq_p = di = c_p dT. \quad (4.23)$$

Таким чином, теплота, підведена до робочого тіла при ізобарному процесі, призводить до збільшення його ентальпії і витрачається на зміну внутрішньої енергії, а також здійснення роботи

Коли згадати, що  $dq = T \cdot dS = di = c_p dT$ , то при  $c_p = const$

$$\Delta S_p = S_2 - S_1 = \int_{T_1}^{T_2} c_p \cdot \frac{dT}{T} = c_p \cdot \ln \frac{T_2}{T_1}.$$

Тобто в  $T$ - $S$  координатах ізобарний процес зображується (рис. 4.6.) логарифмічною кривою  $1-2$  (при  $\Delta S > 0$ ) і  $1-2'$  ( $\Delta S < 0$ ). При зростанні ентропії тепло підводиться ( $T_2 > T_1$ ), при спаданні – відводиться ( $T_2 < T_1$ ). Кількість підведеного (відведеного) тепла графічно зображує (рис. 4.6.) площа під кривою процесу ( $q_p = \Delta i$ ).

Із зіставлення виразів  $\Delta S_V = c_V \cdot \ln \frac{T_2}{T_1}$ , і  $\Delta S_p = c_p \cdot \ln \frac{T_2}{T_1}$  випливає, що  $\Delta S_p > \Delta S_V$ , бо  $c_p > c_V$  (відповідно до рівняння Майера  $c_p - c_V = R$ ). Тобто у  $T$ - $S$  діаграмі ізохора ( $1-2''$ ) завжди крутіше ізобари ( $1-2$ ).

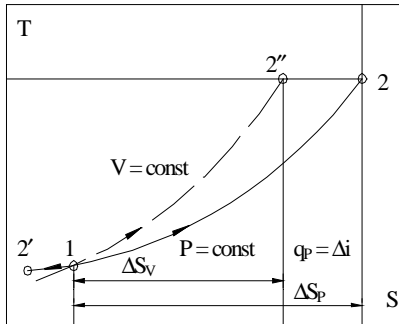


Рис 4.6 - T-S діаграма

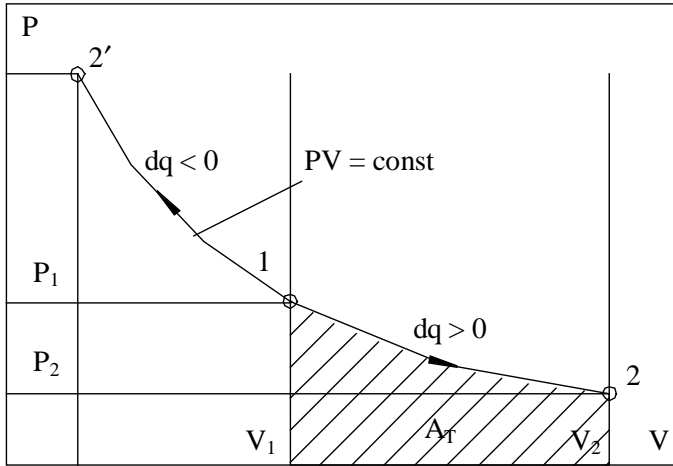
**Ізотермічний процес:**

$T = const$  ( $dT = 0$ ),  $P = var$ ,  $V = var$ , можливий при наявності досить потужного джерела тепла. З рівняння стану випливає, що при  $T = const$   $P \cdot V = const$ ,

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{V_2}{V_1} = const. \quad (4.24)$$

Оскільки  $dT = 0$ , то з виразу  $dU = c_V \cdot dT$  і  $di = c_p dT$  виходить, що внутрішня енергія і ентальпія при ізотермічному процесі не змінюються. Теплота, підведена до

робочого тіла, витрачається на здійснення роботи  $q_T = A_T$ ,  $dq_T = dA_T$ .



**Рис. 4.7** - P-V діаграма

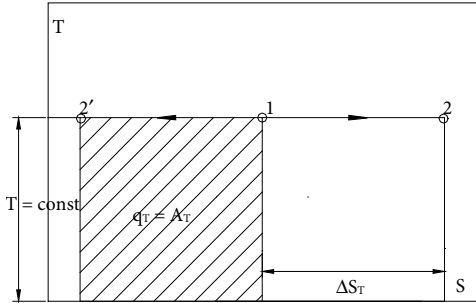
$$A = \int_{\vartheta_1}^{\vartheta_2} P d\vartheta = P \vartheta \int_{\vartheta_1}^{\vartheta_2} \frac{d\vartheta}{\vartheta}, \quad \text{або} \quad A_T = P \cdot \vartheta \cdot \ln \frac{\vartheta_2}{\vartheta_1} = R \cdot T \cdot \ln \frac{\vartheta_2}{\vartheta_1}. \quad (4.25)$$

У  $P-V$  діаграмі (рис. 4.7.): 1-2 – ізотермічний процес розширення ( $dV > 0$ ,  $dq > 0$ ), 1-2' – стиснення ( $dV < 0$ ,  $dq < 0$ ).

Кількість тепла в  $T-S$  діаграмі зображується (рис. 4.8) площею прямокутника висотою  $T$  і основою  $\Delta S_T$

$$q_T = T \cdot \Delta S_T = R \cdot T \ln \frac{\vartheta_2}{\vartheta_1} = R \cdot T \ln \frac{P_1}{P_2} = A_T.$$

З визначення теплоємності  $c = \frac{dq}{dT}$  випливає, що теплоємність ізотермічного процесу  $c_T = \pm \infty$ .



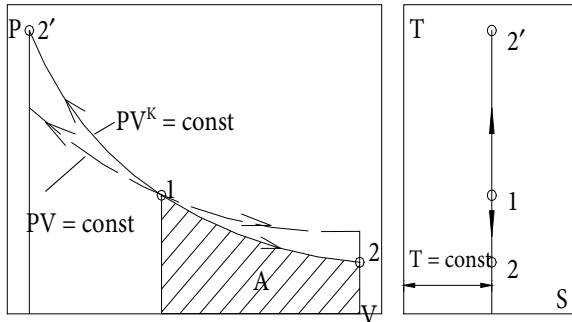
**Рисунок 4.8.** – T-S діаграма

процес, при якому  $dq_1 = 0$  й  $dq_{TP} = 0$ , називається ізоентропійним. При  $dq_1 = 0$ , а  $dq_{TP} \neq 0$  – необоротний адіабатний процес.

Для ізоентропійного процесу

$$P V^k = const \quad (4.26)$$

де  $k = \frac{c_p}{c_v} > 1$  – показник адіабати (ізоентропі).



**Рисунок 4.9.** – P-V діаграма

Вираз (4.26) є рівнянням адіабати в системі координат P-V (рис. 4.9) при постійній теплоємності ( $c_v = const$ ) для ідеального газу.

Робота 1 кг газу в адіабатному процесі

$$A = \frac{1}{k-1} (P_1 \vartheta_1 - P_2 \vartheta_2), \quad A = \frac{R}{k-1} (T_1 - T_2)$$

або для M кг газу

$$A = \frac{MR}{k-1} (T_1 - T_2). \quad (4.27)$$

**Політропний процес** - зміна стану ідеального газу при будь-якому, але постійному протягом усього процесу, значенні теплоємності. Тобто в ньому розподіл тепла між значеннями, що характеризують зміну внутрішньої енергії і роботу газу, залишається незмінним:

$$\frac{dU}{dq} = \frac{c_v dT}{c dT} = const,$$

де  $c$  - постійна для даного процесу теплоємність.

Виходячи з рівняння першого закону термодинаміки  $dq = c_v dT + P dV$ , рівняння політропного процесу має загальний вигляд:

$$PV^n = const \quad (4.28)$$

при довільному, постійному для даного процесу, значенні  $n$ . де  $n$  - показник політропи. Оскільки  $\frac{c_p}{c_v} = k$ , то

$$c = c_v \frac{n-k}{n-1}. \quad (4.29)$$

В часних випадках для окремих процесів маємо:

- для ізохорного:  $n = \infty$ ;  $c = c_v \cdot \frac{1-k}{1-\frac{1}{n}} = c_v$ ;
- для ізобарного:  $n = 0$ ;  $c = k \cdot c_v = c_p$ ;
- для ізотермічного:  $n = 1$ ;  $c = \infty$ ;
- для адіабатного:  $n = k$ ;  $c = 0$ .

#### 4.4. Загальні питання дослідження процесів. Другий закон термодинаміки

Виходячи з першого закону термодинаміки, загальний метод дослідження всіх процесів містить наступні основні моменти:

1. Виведення рівняння, подання процесу в  $P$ - $V$  і  $T$ - $S$  діаграмах.
2. Встановлення залежності між основними параметрами робочого тіла на початку і в кінці процесу.

3. Визначення зміни внутрішньої енергії ( $\Delta U$ ), справедливе для всіх процесів ідеального газу:

$$\Delta U = U_2 - U_1 = \int_{T_1}^{T_2} c_V dT = c_{VM} \int_0^{T_2} T_2 - c_{VM} \int_0^{T_1} T_1,$$

або при постійній теплоємності

$$\Delta U = U_2 - U_1 = c_V (T_2 - T_1)$$

4. Обчислення роботи зміни об'єму газу за основною формулою

$$A = \int_{V_1}^{V_2} P dV = \int_{V_1}^{V_2} f(V) dV.$$

5. Визначення кількості теплоти, що бере участь у процесі

$$q_{1-2} = \int_{T_1}^{T_2} c_X dT = c_{XM} \int_0^{T_2} T_2 - c_{XM} \int_0^{T_1} T_1.$$

6. Визначення зміни ентальпії у процесі за формулою, справедливою для всіх процесів ідеального газу

$$\Delta i = i_2 - i_1 = c_{PM} \int_0^{T_2} T_2 - c_{PM} \int_0^{T_1} T_1.$$

7. Визначення зміни ентропії ідеального газу

$$\Delta S = S_2 - S_1 = c_V \ln \frac{T_2}{T_1} + R \ln \frac{V_2}{V_1},$$

$$\Delta S = S_2 - S_1 = c_P \ln \frac{T_2}{T_1} - R \ln \frac{P_2}{P_1}.$$

*Другий закон термодинаміки.* Розглянуті вище процеси вважаються оборотними, протікають як у прямому, так і у зворотному напрямку. В той же час процеси, що нас оточують, необоротні, бо вони завжди спрямовані у бік досягнення системою рівноважного стану (механічного, термічного та ін.).

Цю обставину відображає другий закон термодинаміки, який можна сформулювати наступним образом: неможливий процес, при якому теплота мимовільно переходила від більш холодних тіл до більш нагрітих (постулат Клазіуса).

Другий закон термодинаміки визначає умови, при яких тепло може як завгодно довго перетворюватись в роботу. Це можливо тільки в круговому процесі, або циклі, по якому працюють всі теплові двигуни.

## Контрольні запитання

1. Перший закон термодинаміки: базові положення і визначення, аналітичний вираз, часткові викладки.
2. Функції стану термодинамічної системи (робочого тіла). Ентальпія та ентропія. Теплова (T-S) діаграма.
3. Процеси зміни термодинамічного стану робочого тіла.
4. Загальний метод дослідження термодинамічних процесів: базові положення і загальні питання.
5. Другий закон термодинаміки.

# 5 | ВОДЯНА ПАРА І ЇЇ ВЛАСТИВОСТІ

## 5.1. Пароутворення. Водяна пара. Рівняння Ван-дер-Ваальса

Водяна пара застосовується в різних галузях промисловості, головним чином як теплоносіє у теплообмінних апаратах і робоче тіло в паросилових установках. У промисловості будівельних матеріалів водяна пара використовується для тепловологісної обробки силікатної цегли, теплоізоляційних матеріалів, бетонних, залізобетонних та інших виробів, для розпилення мазуту при його спалюванні за допомогою форсунок; у парових сушарках; в установках для одержання дереволокнистої маси і т.д.

Маючи високий тиск і відносно малу температуру, водяна пара за своїми властивостями близька до води. Тому не можна нехтувати силами зчеплення між її молекулами і їхнім об'ємом, як для ідеального газу. Отже характеристичне рівняння  $PV = RT$  для водяної пари не може бути застосоване. У всіх перерахованих вище випадках водяна пара – реальний газ.

Властивості реальних робочих тіл описуються відповідними емпіричними рівняннями. Найбільш простим з них, що якісно правильно відбиває поведінку реального робочого тіла – водяної пари, є рівняння Ван-дер-Ваальса (1873 р.):

$$\left( P + \frac{a}{v^2} \right) \cdot (v - b) = RT, \quad (5.1)$$

де  $a$  й  $b$  – експериментально отримані константи;  
 $\frac{a}{v^2}$  – поправка на сили молекулярної взаємодії;  
 $b$  – поправка на об'єм молекул газу.

Величина  $\frac{a}{v^2}$  характеризує внутрішній тиск і має, наприклад, для рідких тіл досить великі значення (так, для води при  $t = 20$  °С становить 1050 МПа).

*Пароутворення.  
Водяна пара.  
Рівняння  
Ван-дер-Ваальса*

*Ідеальний  
термодинамічний  
цикл Карно*

*Цикли паросилових  
установок*

*Контрольні  
запитання*



Рівняння (5.1) можна подати у вигляді

$$\vartheta^3 - \left( b + \frac{R \cdot T}{P} \right) \vartheta^2 + \left( \frac{a}{P} \right) \vartheta - \frac{a \cdot b}{P} = 0, \quad (5.2)$$

розв'язками якого при  $T = const$  є ізотерми, представлені в  $P-V$  координатах на рис. 5.1 і відомі як ізотерми Ван-дер-Ваальса.

У дійсності в області 2 (рис. 5.1) ізотерми протікають при  $P = const$  у вигляді прямих  $m-n$ , побудова яких виконується за умови рівності площадок, обмежених кривими, розташованими вище й нижче даної прямої  $m-n$ .

З'єднавши точки  $m, k, n$  плавною кривою, отримаємо межі різних агрегатних станів робочого тіла: 1 – перегріта пара; 2 – волога пара; 3 – рідина.

Відмінність характеру ізотерм, розташованих вище і нижче ізотерми  $T_K = const$ , дозволило визначити її як критичну, де  $K$  – критична точка з параметрами робочого тіла  $P_K, T_K(t)$  і  $\vartheta_K$ , які можуть бути отримані експериментально та визначають величини коефіцієнтів  $a$  і  $b$  рівнянь (5.1), (5.2).

Російськими вченими М.П. Вукаловичем і І.І. Новиковим в 1939 р. було одержане рівняння для реальних газів з урахуванням асоціації і дисоціації їхніх молекул

$$P \vartheta = RT \left( 1 - A \frac{1}{\vartheta} - B \frac{1}{\vartheta^2} \right), \quad (5.3)$$

де  $A$  і  $B$  – експериментальні коефіцієнти.

Рівняння (5.3) на практиці застосовувати складно. З його допомогою обчислені значення основних фізичних величин перегрітої водяної пари при різних значеннях  $P$  і  $T$ . Складені таблиці й побудована діаграма в  $i-S$  координатах, на підставі яких проводяться розрахунки процесів зміни стану водяної пари.

Водяна пара буває перегрітою і насиченою, яка, у свою чергу, ділиться на суху й вологу.

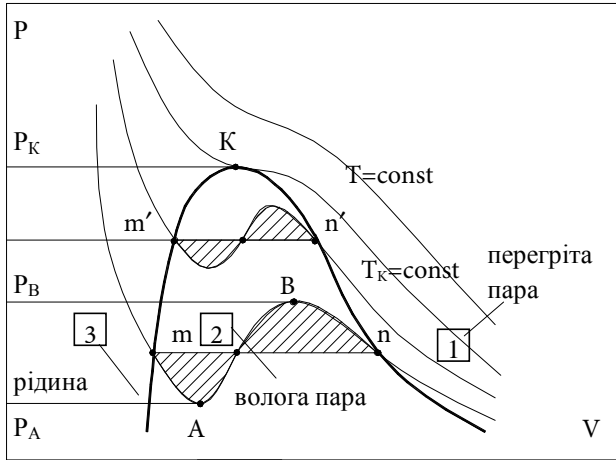
Для з'ясування властивостей водяної пари і її стану розглянемо процес перетворення рідини в пару – процес пароутворення: випаровування і кипіння.

**Випаровування** – процес пароутворення, що відбувається тільки з поверхні рідини і при будь-якій температурі. Випаровування буде повним, якщо над рідиною знаходиться необмежений об'єм.

Зі збільшенням температури інтенсивність випаровування зростає, тому що зростає швидкість і енергія молекул, сили їхньої взаємодії зменшуються. Температура рідини при випаровуванні падає, що пов'язано зі

зменшенням середньої швидкості залишених молекул при вильоті молекул, які мають більші швидкості.

При певній величині температури, яка залежить від природи і тиску рідини, починається пароутворення у всій її масі, що супроводжується утворенням бульбашок, – **кипіння** рідини. Тиск пари, що утворюється при цьому, такий же, як і в оточуючого середовища



**Рисунок 5.1** – Рівняння стану водяної пари в P-V координатах

Процес, зворотний випаровуванню, називається **конденсацією**. Це перетворення пари в рідину, що відбувається при постійній температурі, якщо  $P = const$ .

При рівності швидкості конденсації і швидкості випаровування в системі настає динамічна рівновага. Пара в такому стані має максимальну густину і називається насиченою. Основна властивість насиченої пари (пари, що перебуває в стані рівноваги з рідиною, з якої вона утворюється) – наявність температури, що є функцією тиску, рівного тиску того середовища, в якому відбувається кипіння.

Тому температура кипіння називається температурою насичення ( $T_H$ ,  $t_H$ ), а тиск – тиском насичення ( $P_H$ ).

Якщо об'єм насиченої пари зростає при  $t_H = const$ , то деяка кількість рідини переходить у пару (випаровування > конденсація). У протилежному випадку – частина пари переходить в рідину (конденсація < випаровування). Але в обох випадках тиск залишається постійним.

Момент, при якому випарується остання крапля рідини, відповідає стану **сухої** насиченої пари.

Пара, отримана при неповному випаруванні рідини, називається **вологою** насиченою парою. Вона являє собою суміш сухої пари з крапельками рідини, які поширені рівномірно у всій його масі й перебувають в ньому в завислому стані.

Масова частка сухої пари у вологій парі називається **ступенем сухості** або масовим паровмістом ( $x$ ).

Масова частка рідини у вологій парі називається **ступенем вологості** або масовим вологовмістом ( $y$ ). Вони зв'язані співвідношенням

$$y = 1 - x,$$

де  $x$  і  $y$  – виражаються в частках одиниці (%), наприклад,  $x = 0,95$ ,  $y = 0,05$ , тобто  $x = 95\%$ ,  $y = 5\%$ .

Якщо температура пари більша за температуру насиченої пари того ж тиску, то така пара називається **перегрітою**. Оскільки  $t_{\text{ПЕР}} > t_{\text{Н}}$  при  $P = \text{const}$ , то  $\rho_{\text{ПЕР}} < \rho_{\text{Н}}$ ,  $\vartheta_{\text{ПЕР}} > \vartheta_{\text{Н}}$ . Тому перегріта пара є ненасиченою і за своїми властивостями наближається до газів тим більше, чим вище ступінь перегріву.

У парогенеруючих установках пара з води, як правило, утворюється при  $P = \text{const}$ . Тому термодинамічну сторону процесу пароутворення розглянемо в  $P$ - $V$  діаграмі (рис. 5.2), де т.  $a - T_0 = 273$  К, тиск  $P$ , питомий об'єм  $\vartheta'_0$ ;

$a-b$  – ізобарне підведення тепла ( $T_{\text{Н}} > T_0$  і  $\vartheta' > \vartheta'_0$ );

т.  $b - T = T_{\text{Н}}$ : при обраному тиску вода закипає і при подальшому підведенні теплоти ( $b-c$ ) випаровується, але температура рідини і пари  $T_{\text{Н}} = \text{const}$ , тобто ізобара й ізотерма процесу кипіння води співпадають;

т.  $c$  – повне викіпання води при  $\vartheta''$ ;

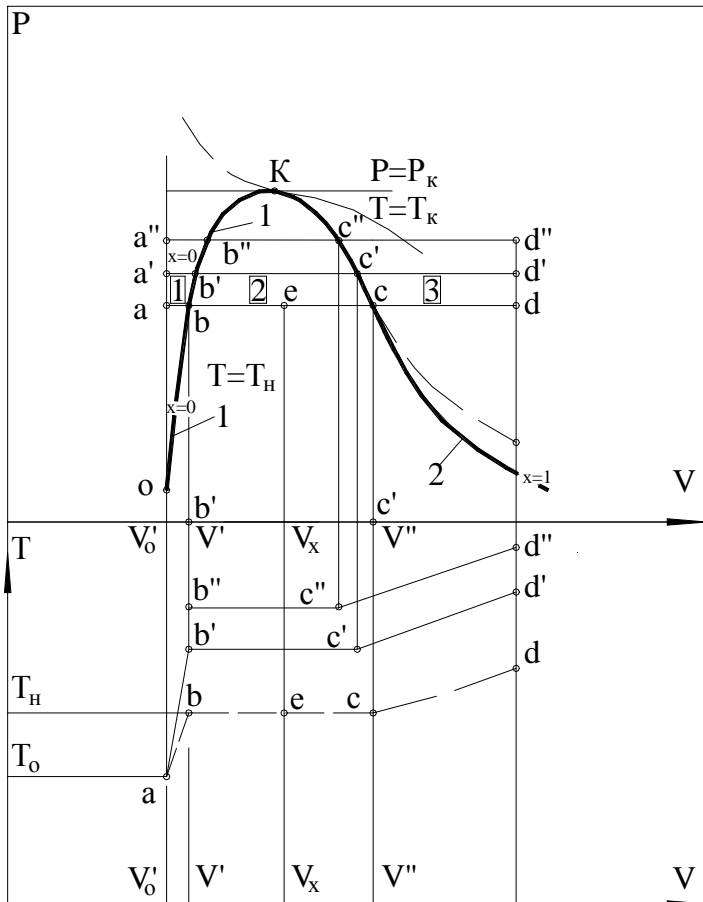
$b-c$  (області  $\vartheta'' - \vartheta'$ ) – суміш води й пари, яку називають вологою насиченою (рівноважний стан); у т.  $b$  вся кількість речовини є рідиною при  $T = T_{\text{Н}}$  (температура насичення, кипіння, конденсації)  $x = 0$ ; у т.  $c$  вся кількість води википіла і перейшла в пару, яка називається сухою насиченою ( $x = 1$ );

$c-d$  – подальше підведення тепла до сухої насиченої пари:  $T_d > T_{\text{Н}}$  і  $\vartheta'_d > \vartheta'$ , пара в т.  $d$  – перегріта.

При більшому тиску описаний процес пароутворення може бути представлений залежністю  $a-b'-c'-d'$ ,  $a-b''-c''-d''$  і т.д. Побудувавши також залежності для декількох значень тиску і з'єднавши т.  $b$  та  $c$  між собою, отримуємо границі:

$1$  – нижня пригранична крива між киплячою рідиною та вологою насиченою парою, що характеризується нульовим ступенем сухості ( $x = 0$ );

2 – верхня пригранична крива, що відповідає параметрам сухої насиченої пари ( $x = 1$ ) – границя між вологою та перегрітою паром.



**Рисунок 5.2** – Процес паротворення  
(на прикладі води при  $P = \text{const}$ ), представлений в P-V діаграмі

При певному тиску  $P = P_K$ , що називається критичним, ці криві зливаються в критичній точці  $K$ . Тут кипляча рідина миттєво переходить у суху пару, оскільки ділянка пароутворення відсутня (для води:  $P_K = 22,129$  МПа,  $\vartheta_K = 0,00326$  м<sup>3</sup>/кг;  $T_K = 647,231$  °К). Поняття критичної температури  $T_K$  уперше ввів у 1860 р. Д. І. Менделєєв.  $T_K$  – це

температура, вище якої газ не може бути переведений в рідину, який би високий тиск до нього не прикладався.

Відзначимо такі основні параметри стану водяної пари

**Суха насичена пара.** Теплота пароутворення  $r$  – кількість теплоти, витрачена на пароутворення 1 кг води при температурі кипіння до сухої насиченої пари:

$$r = \rho + P(\vartheta'' - \vartheta') = \rho + \psi', \quad (5.4)$$

де  $\rho$  – внутрішня теплота паротворення;

$\psi$  – зовнішня теплота паротворення.

Ентальпія сухої насиченої пари

$$i'' = i' + r, \quad (5.5)$$

де  $i'$  – ентальпія киплячої рідини.

Внутрішня енергія сухої насиченої пари

$$u'' = i'' - P \vartheta''. \quad (5.6)$$

Суха насичена пара визначається одним параметром: тиском або температурою.

**Волога насичена пара.** Питомий об'єм вологої пари  $\vartheta_x$  – об'єм суміші, що складається з  $(1-x)$  кг киплячої води та  $x$  кг сухої пари і визначається як

$$\vartheta_x = (1-x)\vartheta' + x\vartheta''. \quad (5.7)$$

Ентальпія вологої пари

$$i_x = i' + r_x. \quad (5.8)$$

Внутрішня енергія вологої пари

$$u_x = i_x - P \vartheta_x. \quad (5.9)$$

**Перегріта пара.** Теплота перегріву  $q_{II}$  – кількість теплоти, яку необхідно затратити на перегрів 1 кг сухої пари до необхідної температури при постійному тиску.

Ентальпія

$$q_{II} = c_{pm} \int_{t_H}^t (t - t_H); \quad (5.10)$$

$$i = i' + r + c_{pm} \int_{t_n}^t dt. \quad (5.11)$$

Внутрішня енергія

$$u = i - P \vartheta. \quad (5.12)$$

Аналітичні залежності між параметрами водяної пари надто складні, щоб ними можна було користуватися в інженерних розрахунках; тому по них складені таблиці й діаграми для визначення параметрів стану водяної пари.

Найчастіше параметри стану водяної пари визначаються за  $i$ - $S$  діаграмою. Якщо говорити про загальний метод дослідження, то він містить у собі визначення таких основних величин:

Зміни внутрішньої енергії

$$\Delta u = u_2 - u_1 = (i_2 - P_2 \vartheta_2) - (i_1 - P_1 \vartheta_1). \quad (5.13)$$

Визначення кількості теплоти:

в ізохорному процесі

$$q_V = u_2 - u_1 = i_2 - i_1 - \vartheta(P_2 - P_1); \quad (5.14)$$

в ізобарному процесі

$$q_P = i_2 - i_1; \quad (5.15)$$

в ізотермічному процесі

$$q_T = T(S_2 - S_1); \quad (5.16)$$

зовнішньої роботи

$$A = q - \Delta U. \quad (5.17)$$

## 5.2. Термодинамічні цикли. Ідеальний цикл Карно

**Термодинамічний цикл** – круговий процес, що здійснюється термодинамічною системою. Може бути оборотним і необоротним. Оборотний цикл утворюється тільки оборотними процесами. При вивченні термодинамічних газових процесів необхідно виявити, по-перше, закономірність зміни основних параметрів; по-друге, особливості реалізації умов першого закону термодинаміки.

Таким чином, кілька послідовних термодинамічних процесів, наприклад 1-D-2 і 2-C-1 (рис.5.3), складають замкнутий термодинамічний процес, який називається круговий процес або цикл. Тобто термодинамічний цикл – круговий процес, який здійснюється термодинамічною системою.

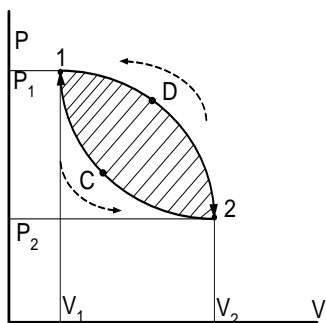
Цикл називається прямим, якщо лінія розширення в  $PV$  діаграмі розташовані вище лінії стиску (робота віддається зовнішньому споживачу) 1D2C1 і зворотній, якщо лінія стиску вище лінії розширення (робота здійснюється від стороннього джерела енергії) - 1C2D1.

Таким чином, будь-який елементарний процес, що входить до циклу, здійснюється при підводі ( $dS > 0$ ) або відводі ( $dS < 0$ ) теплоти  $dQ$ , супроводжується здійсненням (при  $dV > 0$ ) або витратою (при  $dV < 0$ ) роботи  $dA$ , збільшенням (при  $dT > 0$ ) або зменшенням (при  $dT < 0$ ) внутрішньої енергії, але завжди при виконанні умов першого закону термо-

динаміки  $dQ = dU + dA$ , інтегрування якого по замкнутому контуру дає  $\oint dQ = q_{\text{ц}}$ ,  $\oint dA = A_{\text{ц}}$ , тому що  $\oint dU = 0$ .

Тут  $q_{\text{ц}}$  та  $A_{\text{ц}}$  відповідно теплота, яка перетворена у циклі в роботу, та робота, яка здійснилась робочим тілом (різниця  $A_1$  / - /  $A_2$  / позитивних і негативних робіт елементарних процесів циклу ). На рис. 5.3  $A_1$  характеризується площею під процесом 1D2,  $A_2$  - 2C1. Отже,  $A_{\text{ц}}$  визначається площиною, яку займає цикл. Якщо сума підведеної теплоти у циклі  $q_1$  / , то

$$A_{\text{ц}} = q_{\text{ц}} = q_1 - q_2 \quad (5.18)$$



**Рисунок 5.3** – Зображення циклу на P – V діаграмі.

Для здійснення циклу 1D2C1 (рис. 5.3) необхідні два джерела теплоти: один з високою температурою  $T_1$ , другий - з низькою  $T_2$ . При цьому не все тепло  $q_1$  перетворюється в роботу, тому що  $q_2$  передається холодному джерелу. У зв'язку з цим, для другого закону термодинаміки можна дати ще кілька формулювань:

- передача теплоти від холодного джерела теплоти до гарячого неможливо без витрати роботи;
- неможливо виконати періодично діючу машину, яка здійснює механічну роботу і відповідно охолоджує тепловий резервуар (постулат Томсона);
- природа прагне до переходу від менш ймовірних станів до більш ймовірних (Больцман).

Економічність будь – якого двигуна тим вище, чим більше робота  $A_{\text{ц}}$ , яка отримана при заданому підводі теплоти  $q_1$ , та оцінюється термічним коефіцієнтом корисної дії.

**Термічний к.к.д.** – відношення корисно використаної у циклі теплоти  $q_{ц}$  (або отриманої роботи  $A_{ц}$ ) до всієї кількості теплоти, витраченому на цикл .

$$\eta_c = \frac{q_u}{|q_1|} = \frac{A_u}{|q_1|} = \frac{|q_1| - |q_2|}{|q_1|} \quad (5.19)$$

або

$$\dot{\eta} = 1 - \frac{q_2}{q_1}. \quad (5.20)$$

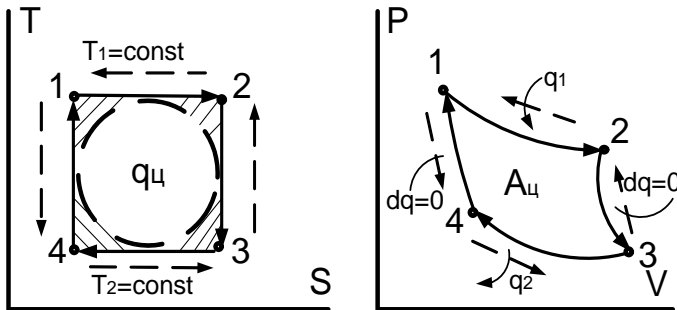
Цикл, розглянутий вище (рис.5.3), є прямим циклом – циклом двигуна, який здійснює позитиву роботу ( $A_1 > A_2$ ). Йому відповідає зворотній цикл 1C2D1, у якому за рахунок витрати зовнішньої роботи  $|q_1| - |q_2| = -A_{ц}$  теплота передається від холодного джерела до гарячого. За такими зворотними циклами працюють холодильні машини, економічність роботи яких оцінюється **холодильним коефіцієнтом**

$$\epsilon_x = \frac{q_2}{A_{ц}} = \frac{|q_2|}{|q_2| - |q_1|} \quad (5.21)$$

Вивчення ідеальних кругових процесів має істотне значення для аналізу роботи теплоенергетичних машин.

**Цикл Карно** – ідеальний цикл теплових машин, оборотний круговий процес, у якому здійснюється повне перетворення теплоти в роботу (або роботи в теплоту). Запропонован у 1824 році французьким фізиком С.Карно.

Складається з двох ізотермних ( $T_1 = \text{const}$  1-2 та  $T_2 = \text{const}$  3-4) процесів ( $T_1 > T_2$ ) та двох адіабатних ( $dq = 0$  2-3 і 4-1), які в PV та TS координатах представлені на рис.5.4.



**Рисунок 5.4.** – Цикл Карно в TS - і PV- координатах.



Відповідно до першого закону термодинаміки

$$\begin{aligned} q_{1-2} &= \Delta U_{1-2} + A_{1-2} & 0 &= \Delta U_{2-3} + A_{2-3} \\ q_{3-4} &= \Delta U_{3-4} + A_{3-4} & 0 &= \Delta U_{4-1} + A_{4-1} . \end{aligned}$$

Внутрішня енергія при постійній температурі не змінюється ( $\Delta U_{1-2} = 0$ ;  $\Delta U_{3-4} = 0$ ). Зміна внутрішньої енергії в адіабатних процесах 2-3 та 4-1, які протікають в одному і тому ж інтервалі температур, одна і та сама ( $\Delta U_{2-3} = \Delta U_{4-1}$ ).

Таким чином, робота циклу Карно дорівнює

$$A_{\text{ц}} = A_{1-2} + A_{2-3} - |A_{3-4}| - |A_{4-1}| = q_{1-2} - |q_{3-4}|$$

і термічний ККД

$$\eta = 1 - \left| \frac{q_{3-4}}{q_{1-2}} \right| \quad (5.22).$$

Згідно з T-S діаграмою теплота циклу Карно дорівнює:

$$q_{1-2} = T_1(S_2 - S_1); \quad q_{3-4} = T_2(S_3 - S_{4-1}); \quad S_2 - S_1 = S_3 - S_{4-1},$$

а коефіцієнт корисної дії

$$\eta = 1 - \frac{T_2}{T_1}, \quad (5.23)$$

тобто визначається відношенням температур гарячого і холодного джерел.

Цикл Карно складається з оборотних процесів та являється оборотним. При цьому холодильний коефіцієнт:

$$\epsilon_x = 1 - \frac{T_1}{T_2} = \frac{T_2}{T_1 - T_2} \quad (5.24)$$

Цикл Карно має максимально можливі значення коефіцієнтів  $\eta_{\text{ц}}$  та  $\epsilon_x$  при заданих  $T_1$  та  $T_2$ , які не залежать від фізичних властивостей робочого тіла.

### 5.3. Цикли паросилових установок

Головним робочим тілом теплових електричних станцій є водяний пар. Його властивості, які розглянуто в 5.2.1., не дозволяють реалізувати

ідеальний цикл Карно. Тому, основним термодинамічним циклом, що реалізується в ТЕС, є цикл Ренкіна.

Цикл Карно (рис. 5.4). не можна реалізувати на практиці по наступній причині. В т.4 (рис.5.4), де закінчується стиснення по ізотермі 3-4 (конденсація), стан пару відповідає вологому пару деякої ступені сухості  $X$ . Об'єм пари при низьких значеннях  $P$  і  $T$  дуже великий, тому для його стиснення по ізентропі 4-1 потрібний компресор (насос) великих розмірів. Тому в паросилових установках набув застосування цикл, який запропонував Ренкін, – ідеальний замкнутий цикл зміни стану робочого тіла, що представлено у  $TS$  діаграмі на рис. 5.5

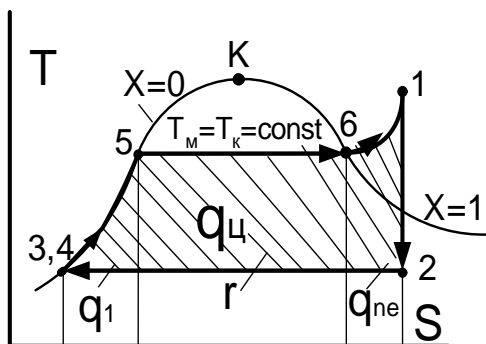


Рисунок 5.5 – Цикл Ренкіна

Особливістю циклу Ренкіна є те, що стиснення пари продовжено в ізотермічному процесі до повної конденсації пари, тобто до нижчої прикордонної кривої ( $x=0$ ). В цьому випадку у насосі відбувається стиснення конденсату, а не пари, що приводить до суттєвого зменшення об'єму циліндру насоса та роботи, яка витрачається на його привід.

Вода, що поступає у котел, нагрівається завдяки теплоті  $q_1$ , яка отримується при спалюванні палива в топці (процес 4-5, рис.5.5), досягає температури насичення при заданому тиску  $P$ . При наступному підводі питомої кількості теплоти  $r$  отримується спочатку суха насичена пара (процес 5-6), а потім перегріта (процес 6-1), яка подається у турбіну, де відбувається процес 1-2 адіабатного розширення. Точка 2 знаходиться в області вологої насиченої пари. Відпрацьована у турбіні пара поступає до конденсатора, у якому охолоджувальною водою від неї відбирається теплота  $q_2$ , пара конденсується (процес 2-3) та перетворюється у воду (т.3). Одержаний конденсат насосом повертається в котел (точка 4).

Вода розглядається у якості нестисливої рідини, нижча погранична крива розташована поблизу процесу 3-4. Завдяки цьому процес подачі води насосом приймається ізохорним. Часто процеси стиснення у насосі та підігрів води у котлі до стану кипіння сполучають (процес 3-5). Утворений таким чином термодинамічний цикл є циклом Ренкіна, питома витрата пари та теплоти при здійсненні якого, визначаються як

$$d_0 = \frac{3600}{i_1 - i_2} ; \quad q = d_0(i_1 - i_2), \text{ де } i_1 - i_2 = h_0 - \text{ розташований теплоперепад.}$$

## Контрольні запитання

1. Процес пароутворення. Випаровування, кипіння, конденсація.
2. Властивості водяної пари. Рівняння та ізотерми Ван-дер-Ваальса.
3. Зображення процесу пароутворення в робочій (P-V) і тепловій (T-S) діаграмах.
4. Ступінь сухості і вологості. Суха і волога насичена пара. Перегріта пара.
5. Термодинамічні цикли. Ідеальний цикл Карно. Тепловий і холодильний ККД циклу Карно.
6. Цикли паросилових установок. Термодинамічний цикл Ренкіна.

# 6 ОСНОВИ ПРИКЛАДНОЇ МЕХАНІКИ РІДИНИ ТА ГАЗІВ

## 6.1. Режими руху робочого тіла. Критерій подоби Рейнольдса

Рух рідини може мати ламінарний або турбулентний характер. У першому випадку частки рідини у формі окремих струменів, які не змішуються, дотримуються обрисів каналу або стінки і профіль швидкостей на достатньому віддаленні від початку труби має вигляд правильної параболи. Подібний розподіл сталих швидкостей обумовлюється наявністю сил внутрішнього тертя (в'язкості) між частками рідини. При цьому максимальна швидкість руху часток рідини, яка переміщується по осі труби, в два рази більше середньої швидкості їхнього руху, отриманої в результаті поділу секундного обсягу рідини на площу поперечного перерізу труби (рис. 6.1, а).

Турбулентний режим руху характеризується мінливістю швидкості руху часток рідини в розглянутій точці простору. Через безперервне перемішування рідини в ній не можна виділити окремі струмені, і такий рух тільки умовно можна назвати стаціонарним, вважаючи для кожної частки рідини характерними не миттєві, а усереднені за деякий проміжок часу значення швидкості. У цьому разі профіль швидкостей за перерізом труби буде мати вигляд усіченої параболи і максимальна швидкість спостерігатиметься в рухомих по осі труби часток рідини і буде всього в 1,2 - 1,3 рази більше середньої швидкості. Характерно, що не всі частки рідини при турбулентному режимі мають невпорядкований рух.

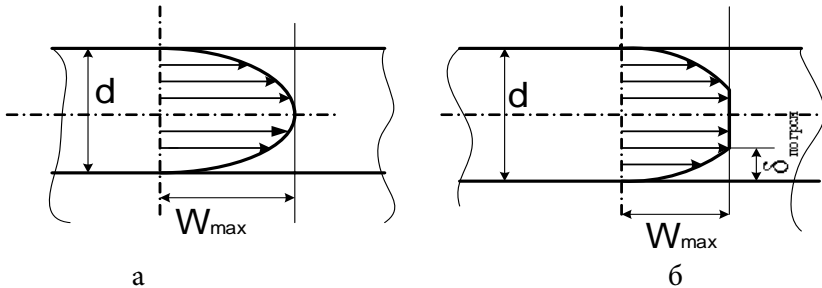
*Режими руху робочого тіла. Критерій подоби Рейнольдса*

*Гідравлічні втрати*

*Гідравлічний розрахунок теплових мереж*

*Контрольні запитання*

Поблизу стінок, що обмежують потоки, внаслідок в'язкості рідини пульсації швидкості зменшуються і біля самої стінки зберігається тонкий прикордонний шар, який рухається ламінарно. У межах цього шару, що має товщину не більше декількох тисячних часток діаметра труби, швидкість руху часток рідини різко змінюється від нуля на самій стінці до 0,4–0,7 середньої швидкості на умовній межі з турбулентним ядром потоку (рис. 6.1, б).



**Рисунок 6.1** – Розподіл швидкостей за розрізом труби при ламінарному (а) та турбулентному (б) режимах руху середовища

Строго кажучи, турбулентні пульсації проникають і в ламінарний підшар і загасають у ньому внаслідок дії сил в'язкості. Тому термін «ламіна́рний підшар» вірніше замінити терміном «в'язкий підшар».

Англійський фізик Рейнольдс установив, що при русі рідини в трубах перехід з ламінарного режиму в турбулентний обумовлений значенням безрозмірного комплексу  $w \frac{d\rho}{\mu}$ , в який входять середня швидкість  $w$ , діаметр труби  $d$  (для каналів некруглого перерізу береться гідравлічний або еквівалентний діаметр  $d_E = 4 \cdot \frac{S}{U}$ , де  $S$  – площа поперечного перерізу каналу;  $U$  – змочений периметр цього перетину), густина  $\rho$  і динамічна в'язкість рідини  $\mu$ .

Цей комплекс називають числом Рейнольдса і позначають символом  $Re$ . При  $Re \leq 2300$  рух рідини в трубах має ламінарний характер, а при  $Re \geq 10\,000$  – турбулентний. Тобто критична швидкість, що дозволяє визначити перехід будь-якої рідини з ламінарного режиму в турбулентний для труби будь-якого діаметра, може бути знайдена зі співвідношення  $w_{кр} = 2300 \frac{\mu}{d\rho}$ . У діапазоні  $2300 < Re < 10^4$  має місце перехідний режим течії.

У більшості випадків, що зустрічаються в теплотехніці,  $Re \gg 10\,000$  і рух є турбулентним. В особливих умовах (при відсутності шорсткостей на стінках, безвихровому вході рідини в трубу і т.п.) можна зберегти ламінарний рух при числах  $Re$  до  $10\,000$ , але такий рух нестійкий і при невеликому місцевому збурюванні потоку з ламінарного одразу переходить у турбулентний. Показані на рис. 6.1 криві, що характеризують закономірність розподілу швидкостей по перерізу труби, справедливі лише для стабілізованого руху. На основі дослідних даних довжина ділянки стабілізації для ламінарного режиму може бути прийнята  $0,03d$ , а для турбулентного режиму – близько  $40d$ .

Режим руху рідини визначає механізм переносу теплоти в процесі тепловіддачі. При ламінарному русі перенесення теплоти від рідини до стінки (або навпаки) здійснюється головним чином шляхом теплопровідності. При турбулентному русі такий спосіб передачі теплоти спостерігається тільки в ламінарному прикордонному шарі, а усередині турбулентного ядра теплота переноситься шляхом конвекції. При цьому на інтенсивність тепловіддачі в основному впливає термічний опір прикордонного шару.

У міру руху потоку вздовж поверхні стінки товщина прикордонного шару поступово зростає і гальмуючий вплив стінки поширюється на все більш віддалені шари рідини. На невеликих відстанях від передньої кромки стінки приграничний шар ще тонкий і течія рідини в ньому має струминний ламінарний характер. Далі на деякій відстані  $x_{кр}$  у приграничному шарі починають виникати вихори і характер течії стає турбулентним. Товщина прикордонного шару  $\delta_{прик.ш}$  залежить від відстані  $x$  від передньої кромки стінки, швидкості руху потоку і кінематичної в'язкості  $\nu = \frac{\mu}{\rho}$ .

Перехід до турбулентного режиму течії рідини в прикордонному шарі обумовлений критичним значенням числа  $Re^{кр}$ , основний вплив на яке при поздовжньому обтіканні пластини роблять ступінь початкової турбулентності набігаючого потоку рідини, шорсткість поверхні та інтенсивність теплообміну поверхні з рідиною. Поряд з процесом формування гідродинамічного прикордонного шару відбувається аналогічний процес формування теплового прикордонного шару, в межах якого температура міняється від  $T_{ст}$  до  $T_{сер}$ .

На процес тепловіддачі безпосередньо впливають наступні фізичні параметри рідин: теплопровідність  $\lambda$ , питома теплоємність  $c$ , щільність  $\rho$ , а також в'язкість. Відомо, що всі рідини мають в'язкість, тобто між окремими частками або шарами, що переміщуються з різними швидкостями, завжди виникає сила внутрішнього тертя, яка протидіє руху. За законом

Ньютона ця сила  $F$ , віднесена до одиниці поверхні, пропорційна градієнту швидкості  $dw/dn$ , тобто  $F = \mu \cdot dw/dn$ .

Коефіцієнт пропорційності  $\mu$  в цьому рівнянні називається коефіцієнтом внутрішнього тертя або динамічною в'язкістю. При  $dw/dn = 1$   $\mu = F$ , тобто динамічна в'язкість чисельно рівна силі тертя, яка приходить на одиницю поверхні дотику двох шарів рідини, що ковзають один по одному, за умови, що на одиницю довжини нормалі до поверхні ковзання швидкість руху змінюється на одиницю. Відношення  $\mu/\rho = \nu$  називається кінематичною в'язкістю. Якщо в комплексі  $w \cdot d \cdot \rho / \mu$  замінити відношення  $\rho/\mu = 1/\nu$ , то число Рейнольдса набуде вигляду  $Re = w \cdot d / \nu$ .

Вплив теплопровідності  $\lambda$ , питомої теплоємності  $c$ , щільності  $\rho$  на процес тепловіддачі можна охарактеризувати температуропровідністю. Поняття температуропровідності тіл пов'язане з протіканням у них нестационарних теплових процесів при нагріванні або охолодженні, уявляє швидкість останніх і визначається відношенням  $\lambda/c \cdot \rho = a$ . Таким чином, температуропровідність характеризує швидкість вирівнювання температури в різних точках тіла. Чим більше величина  $a$ , тим швидше всі точки якого-небудь тіла при його охолодженні або нагріванні досягнуть однакової температури. Одиницею виміру динамічної (абсолютної) в'язкості  $\mu$  служить Па·с, а одиницею виміру  $\nu$  і  $a$  – м<sup>2</sup>/с.

## 6.2. Гідравлічні втрати

Під час руху теплоносія виникають втрати тиску внаслідок тертя між частинками теплоносія і внутрішніми поверхнями конструктивних елементів енергоустановок, а також місцеві опори, пов'язані з локальними впливами на робоче тіло з тих чи інших причин.

В загальному випадку сумарні втрати тиску визначаються виразом

$$\Delta P_c = \Delta P_l + \Delta P_m,$$

де  $\Delta P_l$  - втрати тиску на подолання сил тертя або лінійні втрати тиску,  $\Delta P_l = R l_\phi$ , кгс/м<sup>2</sup> (Н/м<sup>2</sup>). Тобто лінійні втрати тиску прямо пропорційні питомим втратам тиску на тертя  $R$ , кгс/м і фактичній довжині ділянки  $l_\phi$ , м, на якій втрачається тиск.

Питомі втрати тиску на тертя визначають, виходячи з рівняння Бернуллі, яке встановлює взаємозв'язок між швидкістю і тиском в різних перерізах потоку рідини.

Рівняння Бернуллі для потоку ідеальної рідини має, зокрема, такий вигляд:

$$z + \frac{P}{\rho g} + \frac{w^2}{2g} = \text{const}.$$

Сума всіх додатків рівняння Бернуллі (рівняння енергії), що мають в даному разі лінійну розмірність, м, називається повним напором, який складається з геометричного напору  $z$ , п'єзометричного напору (статичного)

$$\frac{P}{\rho g} \text{ і швидкісного напору (динамічного) } \frac{w^2}{2g}.$$

Реальна рідина завжди в'язка. При її русі виникають сили тертя, тому енергія рідини буде зменшуватись в напрямку руху. Якщо взяти в напрямку руху рідини два перерізи трубопроводу, то енергія рідини в тому перерізі з якого рідина витікає буде завжди більше, ніж енергія тієї ж рідини в перерізі, куди вона прибуває. Ця різниця енергії дорівнює величині втрат напору на подолання опору  $H_{1-2}$ :

В цьому випадку рівняння Бернуллі має наступний вигляд

$$z_1 + \frac{P_1}{\rho g} + \frac{w_1^2}{2g} = z_2 + \frac{P_2}{\rho g} + \frac{w_2^2}{2g} + H_{1-2}.$$

Таким чином, у випадку руху робочого тіла, зокрема, в трубопроводах мереж (теплових, газових та ін) втрати напору, що складаються з двох складових ( лінійних втрат  $H_l$  і місцевих  $H_m$ ) дорівнюють  $H = H_l + H_m$ .

Лінійні втрати  $H_l$  обумовлюються силами тертя частинок одна об одну та об стінки трубопроводів. При рівномірному русі рідини в каналі

$$H_l = \lambda \frac{l}{d_e} \cdot \frac{w^2}{2g},$$

де  $\lambda$  - безрозмірний коефіцієнт гідравлічного опору, який визначається за таблицями ;  $l$  - довжина ділянки каналу, м;  $d_e$  - еквівалентний діаметр, м;  $w$  - швидкість руху рідини, м/с;  $g$  - прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>.

Еквівалентний діаметр круглих трубопроводів рівний їх діаметру, а довільної форми визначається за формулою  $d_e = \frac{4F}{U}$ ,

де  $F$  - площа, а  $U$  - периметр перерізу.

Місцеві втрати напору



$$H_m = \xi \frac{w^2}{2g},$$

де  $w$  - середня швидкість рідини в потоці після перешкоди, м/с;  $\xi$  - безрозмірний коефіцієнт місцевого опору, що визначається дослідним шляхом залежно від виду місцевого опору (засувки, повороти і т.д.) наводиться в таблицях.

Наведеними вище рівняннями можна користуватися для визначення лінійних та місцевих витрат при русі рідини та газу в трубопроводах.

В окремих випадках при виконанні гідравлічного розрахунку трубопроводів замість величини  $\xi$  користуються еквівалентною довжиною трубопроводу  $l_e$ .

Еквівалентною довжиною  $l_e$  називається довжина прямолінійної ділянки трубопроводу того самого діаметра, лінійні опори якого дорівнюють даному місцевому опору.

Сумарні втрати тиску  $H_c (\Delta P_c)$  визначаються сумою лінійних опорів  $H_l (\Delta P_l)$  і місцевих  $H_m (\Delta P_m)$ :

$$\Delta P_c = \Delta P_l + \Delta P_m = R l_{\phi} + R l_{\phi} = R l_{ze}, \text{ кгс/м}^2 \text{ (Н/м}^2\text{)}.$$

де  $l_{ze}$  - зведена довжина трубопроводу, м.

### 6.3. Гідравлічний розрахунок теплових мереж

Основним завданням гідравлічного розрахунку теплових мереж є визначення діаметрів теплопроводів і гідравлічних витрат тиску в них при вибраному діаметрі за даною витратою теплоносія. У результаті гідравлічного розрахунку теплових мереж в цілому можна розв'язати такі задачі: визначити наявний напір у кожній точці теплової мережі; вибрати схему приєднання споживачів до теплових мереж; визначити витрату труб та обсяг робіт на спорудженні теплових мереж; відрегулювати гідравлічний режим мережі для заданого розподілу тепла, що відпускається з джерела, між усіма споживачами мережі.

Для гідравлічного розрахунку теплових мереж у загальному вигляді треба мати їх схему з нанесенням усіх елементів арматури, компенсаторів, фасонних частин та зазначенням довжин всіх ділянок мережі і розрахункових витрат тепла по споживачах.

**Визначення діаметру паропроводу.** На практиці при проведенні гідравлічних розрахунків користуються номограмами та номограм ними методами дослідження.

Так, витрати тиску в паропроводах можна визначити за допомогою номограми  $R_c=f(w_n, d_{вн}, d_з, D_{н.р.})$  (рис.6.2), де  $R_c$  - питома втрата тиску на тертя, Па/м;  $w_n$  - швидкість руху пари, м/с;  $d_{вн}$  - внутрішній діаметр;  $d_з$  - зовнішній діаметр,  $D_{н.р.}$  - питома витрата пари, кг/с. За відомими швидкостями руху пари і витрати теплоносія знаходимо питомі втрати тиску на тертя при належних значеннях умовного діаметру труби, якому відповідають стандарти значення внутрішнього і зовнішнього діаметру паропроводу  $d_{вн}$  і  $d_з$  (згідно із стандартами на труби). Питома втрата тиску на тертя відповідає фактичному  $d_{вн}$  при даній витраті тепла і швидкості руху пари. Згідно із СНІП «Теплові мережі» швидкість руху пари в паропроводі  $w_n=30 \div 80$  м/с. Якщо умовний прохідний діаметр перевищує  $d_y > 200$  мм, швидкість  $w_n=60 \div 80$  м/с. Виходячи з цього, обираємо швидкість руху теплоносія (пари).

**Розрахунок повних втрат тиску в паропроводі.** Сумарні втрати тиску  $\Delta P$  визначаються сумою лінійних опорів  $\Delta P_n$  і місцевих  $\Delta P_m$ :  $\Delta P_c = \Delta P_n + \Delta P_m$ .

Скористаємося поняттям зведеної довжини  $l_{зв}$ . Тоді

$$\Delta P_c = R_\phi (l_\phi + l_e) = R_\phi l_{зв},$$

де  $R_\phi$  - фактичні питомі втрати тиску на тертя, Па/м;  $l_\phi$  - фактична довжина ділянки паропроводу,  $l_{зв}$  - її еквівалентна довжина.

В цьому випадку формула для розрахунку повних втрат тиску в паропроводі має наступний вигляд

$$\Delta P = \frac{R_l l_\phi (1 + \alpha)}{1019700},$$

де  $R_e$  - фактичні питомі втрати тиску на тертя, Па/м;  $l_\phi$  - довжина паропроводу, м;  $\alpha$  - коефіцієнт місцевих втрат тиску; 1019700 - коефіцієнт, що враховує переведення розмірностей.

Після того, як отримали повні втрати тиску, можна визначити тиск пари на вході у паропровід (виході з джерела теплопостачання)

$$P_{ex} = P_{вих} + \Delta P, \text{ де } P_{вих} - \text{ тиск пари на виході з паропроводу.}$$

$R_l$ ,  
Па/м

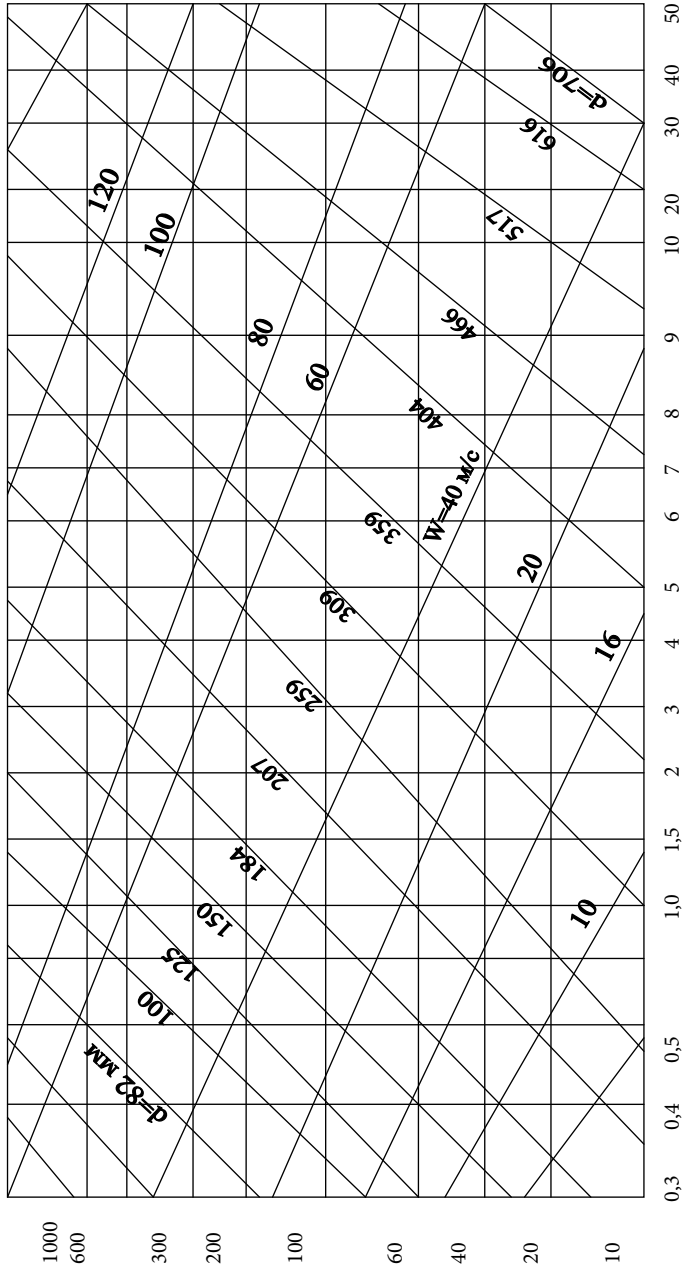


Рисунок 6.2 – Номограмма  $R_l = f(w_{ns}, d_{ens}, d_{3s}, D_{np})$

## Контрольні запитання

1. Режими руху рідини та газу. Турбулентність. Критерій подоби Рейнольда, еквівалентний діаметр.
2. Реальна рідина. Втрати енергії під час руху робочого тіла. Рівняння енергії Бернуллі.
3. Загальні, лінійні (на тертя) та місцеві втрати тиску: визначення, загальні формули для розрахунку.
4. Послідовність гідравлічного розрахунку. Номограмний метод його застосування.

# 7 | Теплообмін. Основи теорії теплопередачі

## 7.1. Теплообмін: визначення і головні види

Теорія теплообміну разом з термодинамікою входить до складу теоретичних основ теплотехніки і вивчає закономірності перенесення теплоти з одних областей простору в інші.

**Теплообмін** – це самовільний необоротний процес перенесення теплоти в просторі з неоднорідним розподілом температури.

Існують три різні за своєю природою види теплообміну: теплопровідність, конвективний теплообмін, променевий теплообмін.

**Теплопровідність** (зустрічається, як правило, тільки у твердому середовищі) – це молекулярний процес переносу теплоти в суцільному середовищі, обумовлений наявністю градієнта (перепаду) температури. Здійснюється за рахунок поширення пружних хвиль коливання атомів і молекул (у діелектриках) або пов'язаний з переміщенням вільних електронів і коливанням атомів кристалічної решітки (у металах).

**Конвективний теплообмін** (спостерігається в рухомому середовищі) – це перенесення теплоти, обумовлене переміщенням макроскопічних елементів середовища (об'ємів рідини або газу) в просторі, що супроводжується теплопровідністю. Його найпоширеніший випадок – **тепловіддача** – конвективний теплообмін між середовищем, що рухається, і поверхнею поділу її з іншим середовищем (твердим тілом, рідиною або газом).

**Променевий теплообмін** – здійснюється (на відміну від теплопровідності та конвекції)

*Теплообмін: визначення і головні види*

*Теплопровідність і конвективний теплообмін*

*Теорія подібності: основні поняття та визначення*

*Контрольні запитання*

при відсутності матеріального середовища і обумовлений перетворенням внутрішньої в енергію електромагнітних хвиль, поширенням їх у просторі та поглинанням енергії цих хвиль речовиною.

На практиці теплообмін реалізується всіма трьома вище названими способами і називається складним теплообміном.

**Радіаційно-конвективний теплообмін** – це теплообмін, обумовлений спільним перенесенням теплоти випромінюванням, теплопровідністю і конвекцією.

Радіаційно-кондуктивний теплообмін – передача теплоти теплопровідністю і випромінюванням.

**Теплопередача** – процес теплообміну між двома теплоносіями (рухомих середовищем, що використовується для переносу теплоти), розділеними твердою стінкою.

## 7.2. Теплопровідність і конвективний теплообмін

Введемо деякі визначення, що характеризують процес теплопровідності.

**Температурне поле** – сукупність значень температур  $T$  у всіх точках тіла (простору) в деякий фіксований момент часу  $\tau$ : стаціонарне (стале), залежне тільки від просторових координат –  $T = f(x, y, z)$ ; нестаціонарне (нестале), залежне також від часу –  $T = f(x, y, z, \tau)$ .

Поверхня, у всіх точках якої температура однакова, називається ізотермічною, а лінії рівних температур – **ізотермами**.

**Градiєнт температур** – вектор, чисельно рівний похідній від температури за напрямком нормалі до ізотермічної поверхні:

$$\text{grad } t \equiv \nabla T = \lim_{\Delta n \rightarrow 0} \left( \frac{\Delta T}{\Delta n} \right) = \frac{\partial T}{\partial n}. \quad (7.1)$$

За позитивний напрямок вектора приймається напрямок у бік зростання температури, тобто  $\frac{\partial T}{\partial n} > 0$ .

**Тепловий потік** – кількість теплоти  $Q$ , передана через довільну поверхню  $F$  в одиницю часу. Віднесений до одиниці площі поверхні називається питомим тепловим потоком або тепловим навантаженням поверхні нагрівання:

$$q = \frac{Q}{F}. \quad (7.2)$$

Вектор  $\vec{q}$  завжди спрямований у бік, протилежний градієнту температур, бо теплова енергія самостійно поширюється тільки в бік зниження температури.

Лінії теплового потоку – лінії, дотичні до яких збігаються з напрямком вектора теплового потоку (перпендикулярно до ізотермічних поверхонь).

**Основний закон теплопровідності (закон Фур'є)**, встановлений дослідним шляхом, формулюється в такий спосіб: щільність теплового потоку пропорційна градієнту температури

$$q = -\lambda \cdot \text{grad } t = -\lambda \cdot \nabla T, \quad (7.3)$$

де  $\lambda$  – коефіцієнт теплопровідності, Вт/(м °С), чисельно рівний тепловому потоку, пройденому через одиницю поверхні (1 м<sup>2</sup>) при градієнті температур  $\text{grad } t$ , рівному 1 К/м.

Знак мінус у рівнянні (7.3) показує, що теплота поширюється у бік зниження температури, приріст якої в даному напрямку має від'ємне значення.

Загальна кількість теплоти  $Q$ , Дж, передана теплопровідністю через стінку  $F$ , (м<sup>2</sup>) за час  $\tau$ , складе

$$Q = q \cdot F \cdot \tau. \quad (7.4)$$

#### **Рівняння теплопровідності і умови однозначності**

Рівняння (7.3) є математичним виразом закону теплопровідності Фур'є, а значення  $\lambda$  характеризує інтенсивність процесу теплопровідності.

Перенесення теплоти в твердому тілі здійснюється шляхом теплопровідності, тому з урахуванням рівняння (7.3) і співвідношення  $\nabla q = -\nabla(\lambda \cdot \nabla T)$  рівняння теплопровідності набуде вигляду

$$\rho \cdot c \frac{\partial T}{\partial \tau} = \nabla(\lambda \cdot \nabla T) + q_v. \quad (7.5)$$

Рівняння (7.5) виражає зв'язок між просторовими та тимчасовими змінами температури і дозволяє визначати температурне поле у твердому тілі. Його можна записати інакше:

$$\frac{\partial T}{\partial \tau} = a \left( \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) + \frac{q_v}{c \cdot \rho} = a \nabla^2 T. \quad (7.6)$$

де  $a = \frac{\lambda}{c\rho}$ , (м<sup>2</sup>/с) – коефіцієнт температуропровідності (характеризує швидкість поширення тепла в тілі), а вираз  $\nabla^2 T = \left( \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right)$  – оператор Лапласа.

Вираз (7.6) називають диференціальним рівнянням теплопровідності Фур'є.

У випадку поширення тепла в одному напрямку (пластина необмежених розмірів) і відсутності внутрішніх джерел тепла ( $q_v = 0$ ) рівняння (7.6) має простий вигляд:

$$\frac{\partial T}{\partial \tau} = a \left( \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} \right).$$

Для одержання однозначного розв'язку рівняння (7.6), що описує клас явищ теплопровідності, необхідне виконання умов однозначності (єдиності):

1) геометричних, згідно з якими задаються форма й розміри твердого тіла;

2) фізичних, заданих фізичними властивостями тіла  $c$ ,  $\rho$ ,  $\lambda$  або їх залежностями від температури;

3) початкових, що встановлюють розподіл температури в тілі в початковий момент часу (тимчасова гранична умова)

$$T_H = T(x, y, z, \tau_0); \quad (7.7)$$

4) умов сполучення теплового потоку на межах різних шарів даного тіла

$$-\lambda_1 \cdot \left( \frac{\partial T}{\partial x} \right) \Big|_{x_{i-0}} = -\lambda_2 \cdot \left( \frac{\partial T}{\partial x} \right) \Big|_{x_{i+0}};$$

5) закону взаємодії тіла з навколишнім середовищем (просторова гранична умова).

Сукупність початкових і граничних умов називають **крайовими умовами**.

Просторову граничну умову можна задати чотирма способами.

Перший спосіб полягає в заданні закону розподілу температури по поверхні тіла залежно від часу:

$$T_{\text{пов}} = T(x, y, z, \tau) \quad (7.8)$$



Режим нагрівання (охолодження), при якому розподіл температур у тілі не залежить від початкових умов і визначається тільки граничними, називають *регулярним*. Умову, задану таким чином, називають *граничною умовою першого роду*.

Другий спосіб полягає в заданні закону розподілу щільності теплового потоку по поверхні тіла залежно від часу:

$$q_{\text{п}}(\tau) = f(\tau), \quad (7.9)$$

Умову, задану таким чином, називають *граничною умовою другого роду*.

Третій спосіб складається в заданні температури навколишнього середовища і закону теплообміну між поверхнею тіла та навколишнім середовищем залежно від часу

$$q(\tau) = \alpha \cdot [t_{\text{п}}(\tau) - t_{\text{с}}(\tau)], \quad (7.10)$$

де  $\alpha$  – коефіцієнт тепловіддачі;  $t_{\text{п}}$  і  $t_{\text{с}}$  – температура поверхні й середовища відповідно.

Умову, задану таким чином, називають *граничною умовою третього роду*, що описує конвективний теплообмін рухомого середовища з поверхнею тіла. Згідно з виразом (7.10), який називають ще законом тепловіддачі Ньютона, щільність теплового потоку  $q$ , яка переноситься шляхом конвекції від поверхні твердого тіла в середовище, пропорційна різниці температур поверхні тіла  $t_{\text{п}}$  і середовища  $t_{\text{с}}$ .

Цей випадок найбільш часто застосовується при вирішенні практичних задач.

*Коефіцієнт тепловіддачі*  $\alpha$  визначає інтенсивність тепловіддачі з поверхні. Кількість теплоти, що відповідає значенню  $q_{\text{пов}}$ , повинна підводитись до поверхні тіла шляхом теплопровідності зсередини, тому

$$q_{\text{пов}} = -\lambda \cdot (\text{grad}_{\text{н}} T)_{\text{пов}}, \quad (7.11)$$

де  $\text{grad}_{\text{н}} T$  – складова градієнта температури, нормальна до поверхні тіла.

Порівнюючи (7.10) і (7.11), одержуємо

$$\alpha \cdot [t_{\text{п}}(\tau) - t_{\text{с}}(\tau)] = -\lambda \cdot (\text{grad}_{\text{н}} T)_{\text{пов}}. \quad (7.12)$$

Відповідно до граничних умов третього роду повинні бути задані значення температури середовища  $t$  і коефіцієнта тепловіддачі  $\alpha$ .

У високотемпературних об'єктах (енергоустановках, печах та ін.) у загальному випадку має місце складний теплообмін, значна частина якого припадає на променевий або радіаційний теплоперенос. Тепловий баланс на границі в цьому випадку може бути описаний рівнянням

$$\sigma_0 \varepsilon_{\text{ПР}} (T_{\text{ОТ}}^4 - T_{\text{ПОВ}}^4) = -\lambda \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \Big|_{x=0}. \quad (7.13)$$

Якщо різниця температури оточення  $T_{\text{ОТ}}$  і поверхні  $T_{\text{ПОВ}}$  невелика і дотримується рівність  $0,9 < \frac{T_{\text{ОТ}}}{T_{\text{ПОВ}}} < 1,1$ , то такий випадок можна звести до граничних умов третього роду:

$$\alpha_{\text{ВИП}} (T_{\text{ОТ}} - T_{x=0}) = -\lambda \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \Big|_{x=0}, \quad (7.14)$$

де  $\alpha_{\text{ВИП}}$  – коефіцієнт тепловіддачі випромінюванням, Вт/(м<sup>2</sup>°С)

$$\alpha_{\text{ВИП}} = \sigma_0 \varepsilon_{\text{ПР}} \frac{T_{\text{ОТ}}^4 - T_{\text{ПОВ}}^4}{T_{\text{ОТ}} - T_{\text{ПОВ}}} \approx 4 \sigma_0 \varepsilon_{\text{ПР}} T_{\text{ОТ}}^3,$$

де  $\sigma_0 = 5,67 \cdot 10^{-8}$  Вт/(м<sup>2</sup>К<sup>4</sup>) – постійна Стефана-Больцмана;  $\varepsilon$  – ступінь чорноти тіла, що залежить від природи тіла, його температури і стану поверхні (визначається дослідним шляхом  $0,01 < \varepsilon < 0,99$ ).

Четвертий спосіб задання граничних умов являє собою випадок, коли відбуваються: теплообмін між твердим тілом і рідиною шляхом теплопровідності (при малих швидкостях течії рідини)  $t_{\text{П}}(\tau) = t_{\text{С}}(\tau)$ , або контактний теплообмін між двома твердими тілами, при якому  $T_{1\text{П}}(\tau) = T_{2\text{П}}(\tau)$ ;

$$-\lambda_1 (T_1) \frac{\partial T_1}{\partial n} \Big|_{\text{П1}} = \lambda_2 (T_2) \frac{\partial T_2}{\partial n} \Big|_{\text{П2}} \quad (7.15)$$

Умову, задану таким чином, називають **граничною умовою четвертого роду**.

При дослідженні процесів тепло-масообміну, зокрема, в огорожуючих конструкціях, найпоширенішими є граничні умови третього роду, які характеризують конвективний теплообмін і можуть бути застосовані в більш складних випадках теплообміну, коли тепло на поверхні тіла передається шляхом конвекції, радіації та кондукції.

Менше застосовуються граничні умови першого й четвертого роду. Граничні умови другого роду в основному використовуються, коли поверхня теплоізольована або є віссю симетрії температурного поля. У цьому випадку рівняння (7.9) має вигляд  $q_{\text{П}} = 0$ , або  $\left( \frac{\partial T}{\partial n} \right)_{\text{П}} = 0$ . Таким чином, дослідження теплового стану будь-яких конструктивних елементів у загальному випадку пов'язане з необхідністю вирішення диференціального рівняння теплопровідності Фур'є.

Якщо за відомим рівнянням процесу (7.6) і крайовими умовами (7.8) – (7.10), (7.15) визначається температурне поле об'єкта, тобто встановлюються причинно-наслідкові зв'язки, то вирішується **пряма задача теплопровідності**. Визначення умов однозначності або уточнення самої математичної моделі явища (що включає в себе рівняння процесу й крайові умови) за наявними даними про температурне поле об'єкта, тобто відновлення причинних характеристик складає предмет **обернених задач теплопровідності**. Процедура оцінки, визначення невідомих характеристик (параметрів) для встановленого виду теплової моделі отримала назву **ідентифікації**.

Як вже відзначалось, розрізняють два режими поширення тепла в тілі: стаціонарний –  $\frac{\partial T}{\partial \tau} = 0$  і нестаціонарний. На практиці найбільш часто зустрічаються процеси нагрівання (охолодження) в умовах нестаціонарних режимів. Так, у регенеративних теплообмінниках нагріваним середовищем спочатку нагрівається теплоємна насадка, яка потім віддає тепло середовищу, що нагрівається.

**Теплопровідність у стаціонарному режимі.** Розглянемо плоску стінку товщиною  $\delta$  з температурами поверхонь  $T_{C_1}$  і  $T_{C_2}$ ;

$$\frac{\partial T}{\partial y} = \frac{\partial T}{\partial z} = 0.$$

З рівняння Фур'є для сталого режиму  $\frac{\partial T}{\partial \tau} = \frac{\partial T^2}{\partial \tau} = 0$  отримуємо  $\frac{\partial T}{\partial x} = C_1$ . Отже

$$T = C_1 x + C_2, \quad (7.16)$$

де  $C_1, C_2$  – постійні інтегрування. З (7.16) випливає, що в плоскій стінці без внутрішніх джерел теплоти температура розподіляється за лінійним законом.

Визначивши значення постійних при ( $x = 0$  і  $x = \delta$ ) і підставивши їх у рівняння (7.16), знайдемо значення температури в будь-якій точці по товщині ( $\delta$ ) стінки:

$$T = T_{C_1} + \frac{T_{C_2} - T_{C_1}}{\delta} x. \quad (7.17)$$

Тоді тепловий потік для одиничної поверхні ( $1 \text{ м}^2$ ) буде рівним

$$q = -\lambda \cdot \frac{\partial T}{\partial x} = \frac{\lambda}{\delta} \cdot (T_{C_1} - T_{C_2}) = \frac{\lambda}{\delta} \cdot \Delta T. \quad (7.18)$$

Якщо задано питомий потік  $q$ , що впливає на стінку, то значення температури в кожній її точці по координаті дорівнює

$$T_x = T_1 - \frac{q}{\lambda} \cdot x,$$

а загальна кількість тепла, що проходить через стінку товщиною  $\delta$  і площею  $S$  за час  $\tau$ ,

$$Q = q \cdot S \cdot \tau = \frac{\lambda}{\delta} \cdot \Delta T \cdot S \cdot \tau.$$

Закон Фур'є можна записати у формі, аналогічній закону Ома в електротехніці, ввівши поняття про тепловий (термічний) опір стінки  $R$ , ( $\text{м}^2\text{°C}/\text{Вт}$ ):

$$q = \frac{T_{C_1} - T_{C_2}}{R}. \quad (7.19)$$

Для складної стінки, що складається з  $n$  шарів, тепловий опір буде рівним сумі опорів окремих шарів:

$$R = \sum_{i=1}^N R_i = \sum_{i=1}^N \frac{\delta_i}{\lambda_i}, \quad (7.20)$$

і питомий тепловий потік можна визначити за формулою

$$q = \frac{T_{C_1} - T_{C_2}}{R} = \frac{\Delta T}{\sum_{i=1}^N \frac{\delta_i}{\lambda_i}}, \quad (7.21)$$

а розподіл температури всередині стінки зобразити у вигляді ламаної прямої лінії. При цьому температурний перепад для кожного шару  $\delta$  пропорційний тепловому опору  $\frac{\delta_i}{\lambda_i}$ .

Аналогічно можна отримати вирази, які описують закономірності переносу тепла у елементах теплотехнічного обладнання, що мають трубчасту форму із циліндричними стінками. До цього питання повернемось в наступній темі при розгляді складного теплообміну та теплової ізоляції.

**Теплопровідність у нестационарному режимі.** Нестационарні процеси теплопровідності мають місце при нагріванні (охолодженні) твердих тіл і супроводжуються зміною в часі температури, внутрішньої енергії та ентальпії речовини. Задачі нестационарної теплопровідності, що при цьому виникають, можуть бути вирішені як точними аналітичними (в основному задачі для тіл класичної форми – пластини, циліндра, кулі), так і наближеними чисельними методами (у першу чергу при вирішенні багато-

мірних задач із змінними значеннями  $\lambda$ ,  $c$ ,  $\rho$  і залежністю  $q$  від координат і часу, змінними й нелінійними граничними умовами), коли неможливо використати точні аналітичні методи.

**Конвективний теплообмін.** Процес теплообміну між рухомим середовищем (робочим тілом) і стінкою називається конвективним теплообміном або конвекцією, яка може бути вільною та вимушеною. Конвекція, яка ще має назву тепловіддачі, являє собою більш складний процес у порівнянні з теплопровідністю.

**Вільна** конвекція виникає під дією неоднорідного поля зовнішніх масових сил (сил гравітаційного, інерційного, магнітного та електричного поля), прикладених до часток рідини усередині системи. Наприклад, у приміщенні, може бути викликана нагріванням повітря від радіатора системи опалення. Вільний рух повітря викликається підіймальною силою, обумовленою різницею щільності холодних і нагрітих його частин. У загальному випадку інтенсивність вільного руху залежить від виду робочого тіла, різниці температур між окремими його частками і об'єму простору, в якому протікає процес.

**Вимушена** конвекція виникає під дією зовнішніх поверхневих сил, прикладених на границях системи, або під дією однорідного поля масових сил, що діють у рідині всередині системи; може також здійснюватися за рахунок запасу кінетичної енергії, отриманої рідиною поза розглянутою системою. Вимушена конвекція, наприклад, при русі нагрітої рідини під дією різниці тисків на кінцях труби супроводжується її охолодженням.

Таким чином, вимушена конвекція або вимушений рух робочого тіла обумовлені роботою зовнішніх агрегатів (насоса, вентилятора і т.д.). При цьому рушійна сила виникає внаслідок різниці тисків на вході й виході з каналу, по якому переміщується робоче тіло. Якщо швидкість вимушеного руху невелика і є різниця температур між окремими частками, то поряд з вимушеним рухом може спостерігатися вільний рух. Отже, у загальному випадку вимушена конвекція може протікати разом з природною (змішана конвекція).

Процес тепловіддачі визначається багатьма факторами, зокрема: видом конвекції (вільна, вимушена); режимом течії рідини (газу); фізичними властивостями середовища ( $\rho$ ,  $\lambda$ ,  $z$ ,  $\mu$  – динамічною в'язкістю,  $\beta$  – коефіцієнтом об'ємного розширення); формою, розмірами і станом тепловіддаючої (тепло приймаючої) поверхні тіла (стінки), яке обтікається середовищем.

Звичайно поверхні стінок мають форму плит або труб, які можуть розташовуватися вертикально, горизонтально або похило. Кожна з цих форм створює специфічні умови для теплообміну між поверхнею стінки і

рідиною, що омиває цю поверхню. Для процесу тепловіддачі важливо, чи переміщується рідина всередині замкнутого простору чи поверхня стінки з усіх боків омивається рідиною. Велике значення має також стан поверхні стінки, оцінюваний її шорсткістю.

Для визначення кількості теплоти, переданої при конвективному теплообміні, неможливо користуватися законом тепло провідності Фур'є, тому що не вдається встановити значення температурного градієнта біля стінки і його зміну по всій поверхні теплообміну. Для практичних розрахунків широке використання знаходить рівняння тепловіддачі

$$Q = \alpha \Delta T_A \quad \text{і} \quad q = \alpha \Delta T,$$

де  $\Delta T$  – температурний напір, а коефіцієнт пропорційності  $\alpha$ , що характеризує умови теплообміну між рідиною та поверхнею твердого тіла – коефіцієнт теплообміну. Це рівняння в теплотехніці називається рівнянням Ньютона, коефіцієнт  $\alpha$  називають також коефіцієнтом тепловіддачі, Вт/(м<sup>2</sup> °С).

Чисельна величина коефіцієнта тепловіддачі визначає потужність теплового потоку, що проходить від рідини до стінки (або назад) через одиницю поверхні (1 м<sup>2</sup>) при різниці температур між рідиною і стінкою 1 °С. Він залежить від великої кількості різноманітних факторів. Це приводить до того, що при однакових умовах процесу тепловіддачі його значення коливаються в досить широких межах, наприклад:

- |                                  |                        |
|----------------------------------|------------------------|
| • для газів при конвекції:       | Вт/(м <sup>2</sup> °С) |
| природній                        | 6 – 40                 |
| вимушений по трубах або між ними | 12 – 120               |
| • для пари в трубах перегрівника | 110 – 2200             |
| • для води:                      |                        |
| при природній конвекції          | 110 – 1100             |
| при русі по трубах               | 500 – 11 000           |
| киплячої                         | 2200 – 11 000          |
| • для конденсованої водяної пари | 4500 – 22 000          |

Зі зростанням в'язкості підвищується товщина приграничного шару і зменшується коефіцієнт  $\alpha$ . Зростання швидкості потоку теплоносія приводить до зменшення товщини приграничного шару і збільшення коефіцієнта тепловіддачі.

Найбільш точно коефіцієнт тепловіддачі можна визначити дослідним шляхом, що є нелегким завданням для діючих енергетичних установок. Тим паче, що закономірності, які знайдені дослідним шляхом для конкретного теплового агрегату, не завжди справедливі для іншого апарата.

Дослідне визначення коефіцієнта тепловіддачі проводять, як правило, не на самих зразках теплових пристроїв, а на їхніх спрощених моделях, більш зручних для експериментування. Результати дослідів, проведенних на моделях, узагальнюють, використовуючи теорію теплової подоби.

Основний висновок, який роблять на основі цієї теорії, полягає в тому, що немає необхідності шукати залежність коефіцієнта тепловіддачі від кожного з тих факторів, які на нього впливають, а досить знайти залежність між певними безрозмірними комплексами величин, характерних для розглянутих умов процесу тепловіддачі. Ці безрозмірні комплекси величин називають критеріями подібності, які відображають фізичну сутність досліджуваного процесу або явища. Залежності між критеріями подібності характеризують процес тепловіддачі і являють критеріальні рівняння.

Як було відзначено вище, відповідно до законів Фур'є  $dQ = -\lambda \cdot dF \frac{\partial T}{\partial n}$  та Ньютона  $dQ = \alpha \cdot dF (T_{\text{СЕР}} - T_{\text{СТ}})$  рівняння теплообміну на границях між твердим тілом і середовищем набуває вигляду

$$\alpha \cdot (T_{\text{СЕР}} - T_{\text{СТ}}) = -\lambda \cdot \left( \frac{\partial T}{\partial y} \right)_{\text{СТ}}. \quad (7.22)$$

Права частина (7.22) виражає щільність теплового потоку, перенесеного шляхом теплопровідності через теоретично нескінченно тонкий шар рідини, нерухомий відносно тіла, що обтікається.

Система рівнянь (7.22) із заданими умовами однозначності дозволяє визначити коефіцієнт тепловіддачі  $\alpha$ , а отже, щільність теплового потоку  $q_{\text{СТ}} = \alpha \cdot (T_{\text{СТ}} - T_{\text{СЕР}})$ , що надходить від тіла до потоку (або навпаки).

Виходячи із закону Ньютона для поверхневої щільності теплового потоку ( $F = 1 \text{ м}^2$ ,  $\tau = 1 \text{ с}$ ), можна записати  $q_{\text{СТ}} = \frac{(T_{\text{СТ}} - T_{\text{СЕР}})}{1/\alpha}$ , де  $1/\alpha$  являє собою термічний опір теплопередачі  $R$ , ( $\text{м}^2\text{°C})/\text{Вт}$ . Коефіцієнт тепловіддачі  $\alpha$ , що залежить від багатьох факторів, не є фізичною константою.

Важливою складовою створення і експлуатації теплотехнічних об'єктів є **теплове проектування**, під яким розуміють дослідження процесів теплопереносу, вибір конструктивних рішень і режимів експлуатації з урахуванням теплового стану досліджуваних об'єктів.

У процесі теплового проектування набувають широкого використання результати теоретичних, розрахунково-теоретичних та експериментальних досліджень, тобто застосування всієї гами методів і засобів

**моделювання** в самому широкому значенні (заміщення досліджуваного об'єкта моделлю, доведення адекватності моделі реальному об'єкту й дослідження властивостей об'єкта за допомогою моделі): як **фізичного** – вивчення процесів теплопереносу на експериментальних моделях, стендах і натурних об'єктах, так і **математичного** – складання математичної моделі, її дослідження та одержання результатів визначення характеристик теплообміну і теплового стану об'єкта.

Математична модель процесу тепловіддачі при конвективному теплообміні містить у собі відповідні системи рівнянь і умови однозначності. Останні визначають геометричні характеристики елементів енергоустановок (або інших об'єктів), вздовж яких рухається робоче тіло, його фізичні властивості ( $\rho, \lambda, z, \mu, \beta$ ), а також граничні умови.

У зв'язку із стрімким розвитком обчислювальної техніки зросли роль і можливості методів дослідження процесів конвективного теплообміну за допомогою сучасної електронно-обчислювальної техніки, вміле й ефективне використання якої визначає значне розширення кола задач, що можуть бути вирішені.

### **7.3. Теорія подібності: основні поняття та визначення**

У процесі вивчення природи застосовується два методи дослідження та опису фізичних явищ. Перший полягає в строго теоретичному розгляді проблеми на основі математичного виводу усіх її положень, опису геометричних і фізичних властивостей розглядаємої системи, а також умов її взаємодії з навколишнім середовищем, початкового стану системи (умов однозначності).

При знаходженні результату диференціального рівняння можна отримати нескінченну множину розв'язків для цілого класу фізичних явищ, що відповідають рівнянню. Не завжди вдається отримати рішення, що задовольняло б диференціальному рівнянню та умовам однозначності.

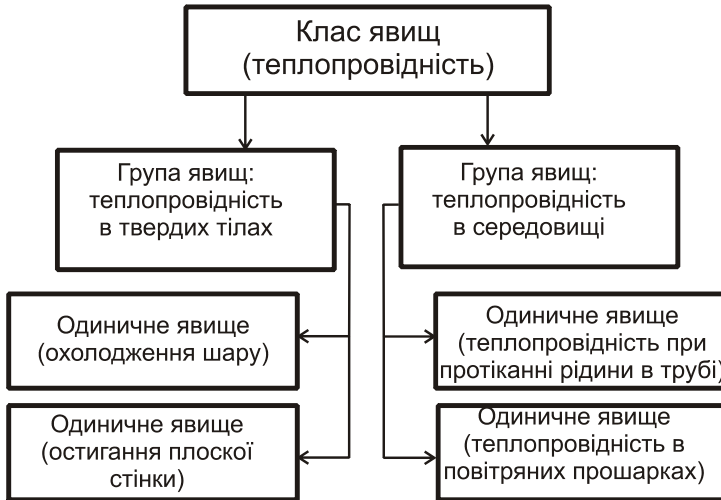
Другий метод полягає в узагальненні експериментальних даних і отриманні математичних залежностей, що описують конкретні фізичні явища. При цьому математичні залежності, отримані в результаті вивчення одного явища, не завжди можна використати для опису іншого явища.

Суть **теорії подібності** полягає у використанні апарата математичної фізики, що дозволяє розглядати найбільш загальні



властивості явища, характерні для всього класу явищ разом з методами експериментального вивчення одиничного явища.

Тут треба розрізняти наступну ієрархічну структуру: клас явищ – група явищ – одиничне явище (рис 7.1).



**Рисунок 7.1**– Ієрархічна структура

Явища, на які можливе поширення результатів одиничного досвіду, називаються групою явищ. Групу явищ можна отримати із класу, задавши відповідні умови однозначності. Якщо в ці умови підставити чисельні значення, отримаємо одиничне явище.

Велике значення мають методи фізичного моделювання, засновані на теорії аналогії та розмірностей, широке використання напівемпіричних методів та експериментальних даних, результати яких обробляються за допомогою теорії подібності.

Теорія подібності дозволяє результати окремих експериментів переносити на всі випадки розглянутого явища, якщо вони подібні, навіть коли властивості рідин, геометричні розміри й швидкості руху різні.

Якщо фізична подібність – це відповідність між фізичними явищами, що виражається в тотожності їх безрозмірних математичних описів, то теорія подібності – це вчення про подібність явищ (процесів), що встановлює методи проведення експериментів та обробки результатів.

Термін «подібність» запозичений з геометрії. Так, якщо відповідні кути трикутників рівні, а подібні сторони пропорційні, тобто  $l_1''/l_1' = l_2''/l_2' = l_3''/l_3' = C_L$ , то дані трикутники подібні, а  $C_L$  – коефіцієнт пропорційності або коефіцієнт (число) геометричної подібності. Наведена вище умова – математичне формулювання геометричної подібності справедлива для будь-яких подібних відрізків подібних фігур (висот, медіан і т.д.). Знаючи умову подібності, можна вирішити цілий ряд практичних задач.

Поняття подібності може бути поширене на будь-які фізичні явища. Зокрема, якщо розглядати подібність руху двох потоків рідини, можна говорити про кінематичну подібність; якщо розглядати подібність сил, що викликають подібні рухи, – про динамічну подібність; і, нарешті, якщо розглядати подібність температур і теплових потоків, – про теплову подібність.

У загальному випадку застосування теорії подібності фізичних явищ правочинно при виконанні наступних основних положень:

а) поняття подібності може бути застосовано тільки до явищ того самого роду, які якісно однакові й описуються однаковими за формою та змістом диференціальними рівняннями й граничними умовами;

б) обов'язковою передумовою подібності фізичних явищ повинне бути геометрична подібність систем, де ці явища протікають, тобто подібні явища завжди протікають у геометрично подібних системах;

в) при аналізі подібних явищ зіставляти між собою можна тільки однорідні величини (такі, що мають однаковий фізичний зміст і розмірність) і подібні моменти часу ( $\tau'$  і  $\tau''$  – подібні моменти часу, якщо вони мають загальну точку відліку і зв'язані перетворенням подібності, тобто  $\tau'' = C_\tau \tau'$ );

г) нарешті, подібність двох фізичних явищ означає подібність всіх величин, що характеризують розглянуті явища. Тобто в подібних точках простору і в подібні моменти часу будь-яка величина  $\varphi'$  першого явища пропорційна однорідній з нею величині другого явища, тобто  $\varphi'' = C_\varphi \varphi'$ .

Коефіцієнт пропорційності  $C_\varphi$  – постійна (константа) подібності. Кожна фізична величина має свою константу подібності  $C_i$  – ( $i$  – фізична величина).

Таким чином, фізична подібність явищ означає подібність полів од-нойменних фізичних величин, що визначають ці явища. При розгляді складних процесів, які визначаються багатьма фізичними величинами, константи подібності цих величин не можна вибирати довільно. Обмеження при їхньому виборі знаходять, досліджуючи рівняння, яке описує процес. Тобто між константами подібності завжди існують строго визначені співвідношення, які виводяться з математичного опису

процесів, встановлюють існування особливих величин і називаються інваріантами або критеріями подібності. Зокрема, розроблений цілий ряд критеріїв подібності, що характеризують явище переносу тепла між рідиною та стінкою.

Отже, **критерії подібності** – безрозмірні числа, складені з розмірних фізичних величин, що визначають розглянуті фізичні явища. Для подібності останніх необхідно, щоб вони мали ту саму фізичну природу, описувалися однаковими диференціальними рівняннями і мали подібні умови однозначності. Відносно використання до таких складних явищ як процес теплообміну подібність можлива, якщо критерії зберігають те саме значення, тобто співвідношення між ефектами, що визначають розвиток процесу, будуть однакові.

Щоб використати теорію подібності, треба мати математичний опис явища, наприклад, у вигляді диференціальних рівнянь, з яких можна одержати критерії подібності. Числа подібності, складені з величин, заданих при математичному описі процесу, – **визначальні критерії подібності**. Числа подібності, що містять обумовлену величину, – **обумовлені безрозмірні комплекси**. Їх прийнято позначати першими буквами прізвищ видатних учених, які зробили істотний внесок у вивчення процесів теплопереносу та гідродинаміки, і називати на честь цих учених, наприклад: *Re* – критерій (число) Рейнольдса (1842 -1912 р.р.), *Nu* – критерій Нуссельта (1887 - 1957 р.р.), *Pr* – критерій Прандтля (1875 - 1953 р.р.) і т.д.

Кожний із критеріїв подібності має певний фізичний зміст і відповідає певному диференціальному рівнянню. Таким чином, фізичний зміст критеріїв подобі зв'язаний, зокрема, з фізичною сутністю рівнянь, що описують розглядаємі фізичні явища.

Один з критеріїв подібності ми вже згадували – це критерій Рейнольдса *Re*, що характеризує співвідношення між інерційними силами та силами внутрішнього тертя. Інакше його називають критерієм кінематичної подібності. Тобто, Критерій Рейнольдса є основною характеристикою, що визначає найбільш важливі властивості течії рідини. Як було зазначено раніше, при  $Re \leq 2300$  ламінарна течія рідини стійка і всякі випадково виникаючі збурення потоку загасають. При  $2300 < Re \leq 10000$  – ламінарна течія нестійка й під впливом збурень переходить у турбулентну. І, нарешті, при  $Re > 10000$  течія рідини набуває стійкого турбулентного характеру.

## Контрольні запитання

1. Назвіть і дайте визначення основних видів теплообміну. У чому їх принципова відмінність.
2. Основні характеристики теплопровідності.
3. Рівняння Фур'є. Теплоізоляційні властивості матеріалів.
4. Що таке умови однозначності, прямі й зворотні задачі теплопровідності?
5. Наведіть основні рівняння стаціонарної теплопровідності для плоскої і циліндричної стінок.
6. Поясніть причини вимушеної і природної конвекції.
7. Що таке турбулентний і ламінарний режими руху робочого тіла?
8. Які поняття і визначення лежать в основі теорії подібності?
9. Що таке тепловіддача, теплопередача й складний теплообмін?

# 8 | СКЛАДНИЙ ТЕПЛОБМІН. ТЕПЛОВА ІЗОЛЯЦІЯ.

## 8.1. Тепловіддача та теплопередача

Як зазначалось, теплообмін – самовільний необоротний процес перенесення теплоти в просторі з неоднорідним розподілом температури. Існує три різних за своєю природою види теплообміну: теплопровідність, конвективний теплообмін (конвекція) і променевий (радіаційний) теплообмін.

На практиці (у реальних умовах) теплообмін або теплоперенесення здійснюється всіма трьома вказаними способами. В цьому випадку він має назву **складного теплообміну** і складові теплопереносу - теплопровідність, конвекція та випромінювання є частиною загальної передачі теплоти від одного теплоносія (робочого тіла, середовища) іншому, зокрема, через розділяючу стінку або поверхню. Таке перенесення теплоти прийнято називати **теплопередачею**.

Таким чином теплота передається через огорожуючі конструкції будинків і споруд, а також у всіх безперервно діючих енергетичних установках і теплотехнічному обладнанні (котлах, печах, водо- і повітрянагрівачах, сушарках, пропарювальних камерах, холодильних установках та інших теплообмінних апаратах).

У цьому випадку розрахунок теплопередачі полягає у визначенні кількості теплоти, що передається в одиницю часу від одного теплоносія до іншого (пряма задача). Якщо потрібно визначити необхідну площу поверхні стінки між рідинами для передачі заданої кількості теплоти, то вирішується зворотна задача.

*Тепловіддача  
та теплопередача*

*Загальні положення  
теорії теплопередачі  
через стінку  
Теплова ізоляція*

*Визначення  
оптимального рівня  
теплозахисту огоро-  
джуючих  
конструкцій*

*Теплообмінні апарати*

*Контрольні запитання*

Основним завданням є розрахунок температур на поверхнях кожного шару огорож (теплової ізоляції) та визначення їх оптимальної товщини, виходячи з умов неперевикнення максимальних значень температур і допустимих втрат теплоти.

## 8.2. Загальні положення теорії теплопередачі через стінку

Розрахунок теплопередачі через огорожуючі конструкції та тепловою ізоляцію базується на загальних положеннях теплообміну через стінки (плоскі, циліндричні, одношарові, багатшарові і т. ін.)

Розглянемо теплопередачу через плоску й циліндричну стінки для умов стаціонарного режиму.

**Одношарова плоска стінка.** Теплота передається від гарячої рідини з температурою  $t'_{ж}$  до холодної рідини, що має температуру  $t''_{ж}$ , через плоску однорідну стінку з теплопровідністю  $\lambda$  (рис 8.1). Стінка має товщину  $\delta$ , що значно менше лінійних розмірів площі її поверхні  $F$ . Це дозволяє знехтувати втратами теплоти з торців стінки.

Розглянемо процес теплопередачі в цьому випадку, який поєднує всі розглянуті вище елементарні процеси. Спочатку теплота передається від гарячого теплоносія  $t'_{ж}$  до однієї з поверхонь шляхом конвективного теплообміну  $\alpha_{до}$ , що може супроводжуватися випромінюванням  $\alpha_l$ . Інтенсивність процесу тепловіддачі характеризується коефіцієнтом тепловіддачі  $\alpha_1 = \alpha_{до} + \alpha_l$ .

Відзначимо, що енергія випромінювання значно нижча, ніж енергія конвективного теплообміну. Тому в практичних розрахунках частіше за все вона не враховується.

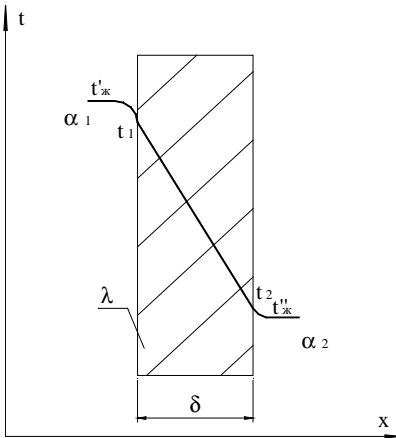
Від поверхні стінки з температурою  $t_1$  до іншої (з температурою  $t_2$ ) теплота переноситься теплопровідністю. Нарешті, теплота шляхом конвективного теплообміну, що характеризується коефіцієнтом тепловіддачі  $\alpha_2$ , знову передається від поверхні стінки до холодної рідини.

При стаціонарному режимі тепловий потік  $Q = q F$  ( $q$  – питомий тепловий потік) у всіх трьох процесах однаковий, а перепад температур між гарячою і холодною рідинами складається з трьох складових:

$$\begin{cases} t'_{ж} - t_1 = q \cdot \frac{1}{\alpha_1} \\ t_1 - t_2 = q \cdot \frac{\delta}{\lambda} \\ t_2 - t''_{ж} = q \cdot \frac{1}{\alpha_2} \end{cases} \quad (8.1)$$

і може бути представлений як

$$\Delta t = t'_{ж} - t''_{ж} = q \cdot \left( \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2} \right), \quad (8.2)$$



**Рисунок 8.1** – Температурне поле в плоскій стінці

Звідси шукана величина щільності теплового потоку

$$q = \frac{\Delta t}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2}} = k \cdot \Delta t, \quad (8.3)$$

а тепловий потік –  $Q = k F \Delta t$ , де

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2}}. \quad (8.4)$$

Коефіцієнт  $k$  – коефіцієнт теплопередачі. Він має ту ж розмірність, що й  $\alpha$  ( $\text{Вт}/\text{м}^2\text{°C}$ ) і визначає потужність теплового потоку, що проходить від одно-

го теплоносія до іншого через одиницю поверхні стінки, що розділяє ці теплоносії при різниці температур між ними в один градус.

У знаменнику формули (8.4)  $\frac{\delta}{\lambda} = R_2$  – термічний опір теплопровідності, а складові  $\frac{1}{\alpha_1} = R_1$  та  $\frac{1}{\alpha_2} = R_3$  – термічні опори тепловіддачі ( $\frac{1}{\alpha_1}$  – від гарячої рідини до стінки, а  $\frac{1}{\alpha_2}$  – від стінки до

холодної рідини). Сума термічних опорів  $\left( \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2} \right)$  – величина, зворотна коефіцієнту теплопередачі, називається термічним опором теплопередачі. Звичайно позначається  $R$ , тобто

$$R = \frac{1}{k} = \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2} = R_1 + R_2 + R_3. \quad (8.5)$$

Одиницями вимірювання  $k$  та  $R$  служать відповідно ( $\text{Вт}/\text{м}^2\text{C}$ ) і ( $\text{м}^2\text{C}/\text{Вт}$ ).

Аналогічно можна записати залежності питомого теплового потоку через багатшарову плоску стінку, що складається з декількох шарів товщиною  $\delta_1, \delta_2, \delta_3, \dots, \delta_n$  з відповідними теплопровідностями  $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \dots, \lambda_n$ . У цьому разі термічний опір теплопередачі складе

$$R = \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \frac{\delta_3}{\lambda_3} + \dots + \frac{\delta_n}{\lambda_n} + \frac{1}{\alpha_2} \quad \text{або}$$

$$R = \frac{1}{\alpha_1} + \sum_{i=1}^n \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_2}, \quad (8.6)$$

а вираз для визначення коефіцієнта теплопередачі матиме вигляд:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \sum_{i=1}^n \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_2}}. \quad (8.7)$$

З формули (8.7) видно, що величина  $k$  завжди менше кожної з величин  $\alpha_1$  та  $\alpha_2$  і, якщо термічні опори шарів малі в порівнянні з  $\frac{1}{\alpha_1}$  й  $\frac{1}{\alpha_2}$ , то

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2}} = \frac{\alpha_1 \cdot \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2}. \quad (8.8)$$

З рівності (8.8) випливає, що найбільший вплив на  $k$  має той коефіцієнт теплопередачі, що значно менший від іншого: наприклад, при  $\alpha_1 \ll \alpha_2$  та  $\alpha_1 \ll \delta/\lambda$   $k \approx \alpha_1$ .

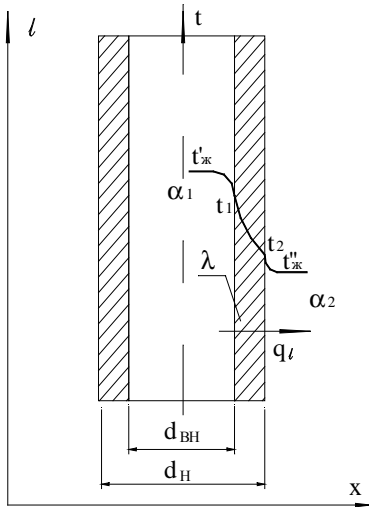
Для встановлення температур поверхонь стінки  $t_1, t_2$  досить підставити знайдене значення щільності теплового потоку  $q$  у рівність (8.1).



$$\begin{cases} t_1 = t'_\sigma - q \cdot \frac{1}{\alpha_1}; \\ t_2 = t'_\sigma - q \cdot \left( \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} \right); \\ t_2 = t''_\sigma + q \cdot \frac{1}{\alpha_2}. \end{cases} \quad (8.9)$$

**Циліндрична стінка.** Основний конструктивний елемент теплових мереж та інших трубопроводів різного призначення. Тому даний випадок має велике практичне значення.

Методично визначення теплового потоку через циліндричну стінку аналогічне вище розглянутому випадку теплопередачі через плоску стінку.



**Рисунок 8.2** – Температурне поле в циліндричній стінці

Розглянемо циліндричну стінку з внутрішнім діаметром  $d_{BH}$  і зовнішнім  $d_3$ , які досить малі в порівнянні з довжиною  $L$  (рис.8.2). Це дозволяє зневажати втрати теплоти через торці стінки. Внутрішня поверхня омивається гарячим теплоносієм з параметрами  $t'_{\sigma}$  і  $\alpha_1$ , зовнішня – більш холодним  $t''_{\sigma}$  і  $\alpha_2$ .

Температури  $t'_{\sigma}$  та  $t''_{\sigma}$  незмінні, стінки труби однорідні. Матеріал стінок має коефіцієнт теплопровідності  $\lambda$ ,  $t_1$  та  $t_2$  незмінні температури на внутрішній і зовнішній поверхні стінки. Процес теплопередачі стаціонарний, тобто лінійна щільність теплового потоку  $q$  від більш нагрітого теплоносія до більш холодного буде постійна, відповідно, рівна

$$\begin{cases} q_l = \pi d_{BH} \alpha_1 (t'_Ж - t_1); \\ q_l = \frac{2\pi \lambda}{\ln \frac{d_H}{d_{BH}}} (t_1 - t_2); \\ q_l = \pi d_H \alpha_2 (t_2 - t''_Ж). \end{cases} \quad (8.10)$$

Звідси можна записати

$$t'_Ж - t''_Ж = \Delta t = q_l = \left[ \frac{1}{\pi d_{BH} \alpha_1} + \frac{1}{2\pi \lambda} \ln \frac{d_H}{d_{BH}} + \frac{1}{\pi d_H \alpha_2} \right]$$

і визначити лінійний тепловий потік через стінку

$$q_l = \frac{\Delta t}{\frac{1}{\pi d_{BH} \alpha_1} + \frac{1}{2\pi \lambda} \ln \frac{d_H}{d_{BH}} + \frac{1}{\pi d_H \alpha_2}}, \quad (8.11)$$

або

$$q_l = k_l \Delta t, \quad (8.12)$$

де  $k$  – лінійний коефіцієнт теплопередачі

$$k_l = \frac{1}{\frac{1}{\pi d_{BH} \alpha_1} + \frac{1}{2\pi \lambda} \ln \frac{d_H}{d_{BH}} + \frac{1}{\pi d_H \alpha_2}}. \quad (8.13)$$

У цьому випадку чисельне значення  $k_l$  визначає потужність теплового потоку, що проходить від одного теплоносія до іншого через 1 м довжини труби, якщо різниця температур між теплоносіями рівна одному градусу.

Потужність теплового потоку, передана через трубу довжиною  $L$ , становить  $Q = q_l \cdot L = k_l \cdot L \cdot \Delta t$ , а лінійний термічний опір теплопередачі буде рівним

$$R_l = \frac{1}{\pi d_{BH} \alpha_1} + \frac{1}{2\pi \lambda} \ln \frac{d_H}{d_{BH}} + \frac{1}{\pi d_H \alpha_2} = R_1 + R_2 + R_3. \quad (8.14)$$

Для багат шарової циліндричної стінки вираз (8.14) набере наступний вигляд

$$R_l = \frac{1}{\pi d_1 \alpha_1} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{2\pi \lambda_i} \ln \frac{d_{i+1}}{d_i} + \frac{1}{\pi d_{n+1} \alpha_2}. \quad (8.15)$$

де  $d_i$  – внутрішній діаметр,  $n$  – кількість шарів. Тоді коефіцієнт  $k_l$  буде рівним

$$k_l = \frac{1}{\frac{1}{\pi d_1 \alpha_1} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{2\pi \lambda_i} \ln \frac{d_{i+1}}{d_i} + \frac{1}{\pi d_{n+1} \alpha_2}}. \quad (8.16)$$

Представлені вище вирази (8.10)–(8.11) дозволяють знайти значення температур поверхні циліндричної стінки:

$$\begin{cases} t_1 = t'_{ж} - q_l \frac{1}{\pi d_{BH} \alpha_1}; \\ t_2 = t'_{ж} - q_l \left[ \frac{1}{\pi d_{BH} \alpha_1} + \frac{1}{2\pi \lambda} \ln \frac{d_H}{d_{BH}} \right]; \\ t_2 = t''_{ж} + q_l \frac{1}{\pi d_H \alpha_2} \end{cases} \quad (8.17)$$

### 8.3. Теплова ізоляція

Наведені вище загальні положення теплопередачі лежать в основі розрахунку теплової ізоляції огорожуючих конструкцій, будинків і споруд, теплопроводів різного призначення та інших теплотехнічних об'єктів. Для зменшення теплопередачі необхідно збільшити термічний опір  $R=1/k$ , де  $k$  – коефіцієнт теплопередачі, обумовлений, як було показано вище, умовами конвективного теплообміну та теплопровідністю розглянутого конструктивного елемента (наприклад,  $\lambda/\delta$  у випадку плоскої стінки, де  $\lambda$  – коефіцієнт теплопровідності,  $\delta$  – товщина стінки).

Таким чином, досить збільшити термічний опір, наприклад,  $R_1 = 1/\alpha_1$ ,  $R_2 = \delta/\lambda$ ,  $R_3 = 1/\alpha_2$ , що можна зробити по різному. У більшості випадків при проектуванні, виготовленні та експлуатації різних теплових систем і огорожуючих конструкцій будинків це досягається шляхом застосування теплової ізоляції (захисту).

У загальному випадку тепла ізоляція – будь-яке допоміжне покриття, що знижує втрати теплоти в навколишній простір. При цьому переслідуються дві основні цілі (разом або роздільно): економія енергоресурсів (зниження втрат теплоти) або створення можливості здійснення технологічних процесів і санітарних умов праці. У кожному конкретному випадку підхід до вибору й розрахунку теплової ізоляції може бути різним. При вирішенні першої задачі головне – економічні міркування, другої – вимоги технології та санітарії.

Тут треба звернути увагу на розходження між коефіцієнтами теплопровідності  $\lambda$ , тепловіддачі  $\alpha_1$  і теплопередачі  $K$ , що багато в чому

визначає вибір і розрахунок теплової ізоляції. Коефіцієнт теплопередачі – чисто розрахункова величина, обумовлена коефіцієнтами тепловіддачі обох поверхонь теплоізоляції і її термічним опором. Коефіцієнт теплопередачі ніколи не може перевищити  $\alpha_1, \alpha_2, \lambda/\delta$ .

Як теплоізоляцію можна застосовувати будь-які матеріали з низькою теплопровідністю. Однак до теплоізоляційних відносяться матеріали, що мають  $\lambda < 0,2 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot^\circ\text{С})$  при температурі  $50 \div 100^\circ\text{С}$ .

Багато теплоізоляційних матеріалів застосовуються в їх природному стані: азбест, слюда, дерево, пробка, торф, земля, пісок і т.п. Однак більшість отриманих шляхом спеціальної обробки природних матеріалів являють собою різноманітні суміші. Асортименти теплоізоляційних матеріалів найрізноманітніші (шлакова вата, зоноліт, азбозурит, конвель, совеліт, базальтоволоконністі матеріали і т.п.) залежно від вихідних матеріалів і технології їхньої переробки. Широке застосування знаходять альфольєва ізоляція, головний елемент якої – герметичні порожнини, заповнені повітрям для зменшення природної конвекції, а також алюмінієва фольга – екран для зменшення тепловіддачі.

Коефіцієнт теплопровідності  $\lambda$  залежить від пористості матеріалів. Чим вона вище, тим нижче  $\lambda$ . У той же час, збільшення пористості (зменшення щільності  $\rho$ ) істотно впливає на вагові властивості матеріалів, які необхідно враховувати при виборі теплової ізоляції. Треба також враховувати механічні властивості матеріалів, їхню здатність поглинати вологу, витримувати високу температуру.

Якщо температура об'єкта, що ізолюється, висока, застосовується багат шарова ізоляція, у тому числі з різних матеріалів. Досить складною є ізоляція об'єктів, що експлуатуються у вологих приміщеннях і при низьких температурах. У міру насичення матеріалу вологою його теплопровідність істотно зростає (чим нижче температура, тим вище теплопровідність). Таким чином, теплопровідні властивості можуть різко погіршитися. Якщо теплопровідність сухого ізолятора  $\lambda = 0,2 \div 0,08 \text{ Вт}/\text{м}\cdot^\circ\text{С}$ , то теплопровідність води  $\lambda_B = 0,5 \div 0,7 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot^\circ\text{С})$ , а льоду  $\lambda_L = 2,5 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot^\circ\text{С})$ ). Щоб уникнути насичення матеріалу вологою, застосовують спеціальні конструктивні рішення.

Розглянемо більш докладно формулу (8.15), що визначає лінійний термічний опір циліндричної стінки і з якої видно, що зі збільшенням зовнішнього діаметра  $d_3$  зростає термічний опір теплопровідності

$R_2 = \frac{1}{2\pi\lambda} \ln \frac{d_3}{d_{BH}}$  і зменшується термічний опір тепловіддачі від стінки до

холодної рідини  $R_3 = \frac{1}{\pi d_H \alpha_2}$ .

Отже залежно від товщини стінки ( $d_{BH} = const$ ,  $d_3 = var$ ) її термічний опір буде збільшуватися або зменшуватися. При певному значенні зовнішнього діаметра  $d_3$ , що називається критичним, термічний опір стінки  $R$  матиме мінімальне значення, і кількість теплоти, передана в цьому випадку від внутрішнього середовища до зовнішнього, буде максимальною.

Для визначення критичного діаметра  $d_{3\text{ КР}}$  візьмемо похідну від термічного опору циліндричної стінки  $R$  при змінному  $d_3$  і прирівняємо її до нуля. У результаті одержимо

$$\left(\frac{\partial R}{\partial d_H}\right)_{d_{BH}} = \frac{\partial R_2}{\partial d_H} + \frac{\partial R_3}{\partial d_H} = \frac{1}{2\pi\lambda} \cdot \frac{1}{d_H} - \frac{1}{\pi d_H^2 \alpha_2},$$

$$d_{3\text{ КР}} = \frac{2\lambda}{\alpha_2}. \quad (8.18)$$

У формулі (8.18)  $d_{3\text{ КР}}$  – деяке екстремальне значення зовнішнього діаметра труби, при якому сумарний термічний опір стінки виявляється найменшим, а теплопередача найбільшою.

Доречно нагадати, що в теорії подібності співвідношення між конвекцією і теплопровідністю (перенесення тепла на межі тіла із середовищем) визначається критерієм подібності Біо, що має вигляд

$$Bi = \frac{\alpha \cdot l}{\lambda}, \quad (8.19)$$

де  $\alpha$  – коефіцієнт тепловіддачі на поверхні тіла, Вт/(м<sup>2</sup>°С),  $\lambda$  – коефіцієнт теплопровідності даного тіла, Вт/(м°С),  $l$  – визначальний розмір (для труби – діаметр).

Виходячи з (8.18) і (8.19), можна встановити, що критичний діаметр  $d_{3\text{ КР}}$  відповідає критерію Біо, рівному

$$Bi_{\text{ КР}} = \frac{\alpha_2 \cdot (d_3)_{\text{ КР}}}{\lambda} = 2. \quad (8.20)$$

При діаметрі труб  $d_3 > d_{3\text{ КР}}$  збільшення товщини стінки труби сприяє підвищенню тепловіддачі.

Можна показати, що для сталевих труб з  $\lambda = 60$  Вт/(м°С) при  $\alpha_2 = 10$  Вт/(м<sup>2</sup>°С) (природна конвекція) критичний діаметр виявляється дуже великим:  $d_{3\text{ КР}} \cong 12$  м; при  $\alpha_2 = 10^4$  Вт/(м<sup>2</sup>°С) (теплообмін при вимушеній конвекції для води) – дуже маленьким  $d_{3\text{ КР}} \cong 12$  мм.

Для керамічних і скляних труб з  $\lambda = 1$  Вт/(м°С) і  $\alpha_2 = 10$  Вт/(м<sup>2</sup>°С) –  $d_{3\text{ КР}} \cong 0,2$  м.

Для теплової ізоляції з  $\lambda = 0,1 \text{ Вт/(м}^\circ\text{С)}$  в умовах природної конвекції (при  $\alpha_2 = 10 \text{ Вт/(м}^\circ\text{С)}$ ) –  $d_{3 \text{ КР}} \cong 20 \text{ мм}$ . Для діаметрів циліндричних оболонок ізоляції менше  $d_{3 \text{ КР}}$  теплова ізоляція втрачає свою роль, і при збільшенні товщини оболонки ізоляції теплопередача збільшується (наприклад, при ізоляції електричних проводів).

Нарешті, для циліндричних стінок невеликої товщини в порівнянні з внутрішнім діаметром, тобто при  $\frac{d_3 - d_{\text{ВН}}}{2} \ll d_{\text{ВН}}$  розрахунок теплопередачі можна проводити за формулами теплопередачі через плоску стінку, отриману розгорненням кола середнього діаметра циліндричної стінки:

$$Q \cong \pi \frac{d_{\text{ВН}} + d_3}{d_3 - d_{\text{ВН}}} \lambda (t_1 - t_2). \quad (8.21)$$

Формулою (8.21) можна користуватися, наприклад, для розрахунку теплопередачі труб з  $d_3/d_{\text{ВН}} < 1,5$ . Помилка в порівнянні з розрахунком за формулою для циліндричної стінки не перевищує 1,2%.

## 8.4. Визначення оптимального рівня теплозахисту огорожуючих конструкцій

Розглянемо ще раз умови раціонального вибору товщини матеріалу і товщини шару теплової ізоляції. Як було зазначено, при збільшенні товщини ( $\delta$ ) теплової ізоляції теплові втрати зменшуються не пропорційно  $\delta$ . Більше того, при невірному виборі матеріалу ізоляції питомі втрати можуть теж збільшитися.

Останнє пов'язано з тим, що в ізольованого трубопровода зовнішня поверхня зростає і умови тепловіддачі покращуються. Матеріал ізоляції вибрано вірно, якщо  $\lambda_{\text{is}} < \alpha_2 d_2/2$ , де  $d_2$  - зовнішній діаметр трубопровода,  $\alpha_2$  - коефіцієнт теплопровідності від зовнішньої стінки у навколишнє середовище.

Дійсно, якщо термічний опір трубопровода без ізоляції

$$R_c = \frac{1}{\alpha_1 d_1} + \frac{1}{\lambda_{\text{cm}}} \ln \frac{d_2}{d_1} - \frac{1}{\alpha_2 d_2},$$

з шаром ізоляції

$$R_c = \frac{1}{\alpha_1 d_1} + \frac{1}{\lambda_{\text{cm}}} \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{\lambda_{\text{is}}} \ln \frac{d_{\text{is}}}{d_2} + \frac{1}{\alpha_2 d_{\text{is}}},$$

то

$$\Delta R_c = R_c - R_{c_0} = \underbrace{\frac{1}{2\lambda} \ln \frac{d_1}{d_2}}_{(a)} - \underbrace{\frac{1}{\alpha_2} \left( \frac{1}{d_2} - \frac{1}{d_1} \right)}_{(б)}.$$

За рахунок складової (а)  $R_c$  зменшується, але за рахунок (б) - збільшується ( $d_{is} > d_2$ ). Для зниження теплових втрат потрібно, щоб  $\Delta R_c > 0$ , тобто (а) > (б). Це можливо за умови  $\lambda_{\mu K} < \frac{1}{2} \alpha_2 d_2 K$ , де  $K = \left( \ln d_{is} / d_2 \right) / \left( 1 - d_2 / d_{is} \right)$ , звідки слідує, що  $\lambda_{is} < \alpha_2 d_2 / 2$ .

У протилежному разі питомі втрати тепла зростатимуть.

## 8.5. Теплообмінні апарати

Прилади, що призначені для передачі теплоти від одного середовища (рідини або газу) до іншого мають назву теплообмінних апаратів або теплообмінників. Їх можна поділити на три групи.

Регенеративні – теплообмінники, у яких одна і та ж сама поверхня періодично омивається то гарячим, то холодним середовищем. Головним конструктивним елементом є теплоакumuлюючий прилад.

Рекуперативні – теплообмінники, у яких перенос тепла здійснюється через стінку або поверхню, що розділяє робочі тіла різної температури.

Змішувальні – теплообмінники, у яких перенос тепла здійснюється під час процесу безпосереднього перемішування нагрітого та холодного теплоносія, тобто теплообмін протікає одночасно з масообміном.

Існуючі теплообмінні апарати відрізняються друг від друга конструкціями, формами, розміром, призначенням, видом теплоносія та другими особливостями. Однак, головні положення їх теплового розрахунку залишаються загальними:

1. Визначення поверхонь нагріву  $F$ , яка забезпечує передачу заданої кількості тепла від гарячого теплоносія до холодного.
2. Визначення кількості тепла  $Q$ , яке може бути передано від гарячої рідини до холодної, при відомій поверхні нагріву  $F$ .
3. Визначення кінцевих показників обох середовищ, які беруть участь у теплообміні при відомих  $F$  і  $Q$ .

Зупинимось на розгляді основних положень теплового розрахунку стосовно рекуперативних теплообмінних апаратів. Найпростіші пред-

ставляють собою труби, які вставлені одна у другу. По одній з них, наприклад, по внутрішній, тече середовище, яке гріє, по другій – яке нагріває.

Теплообмінники підрозділяються у залежності від схеми руху теплоносіїв. Основні з них: прямоток – рух теплоносіїв відбувається паралельно друг до друга в одному напрямку (рис.8.3 ); протиток - рух теплоносіїв відбувається паралельно друг до друга в протилежному напрямку; перехресний рух теплоносіїв.

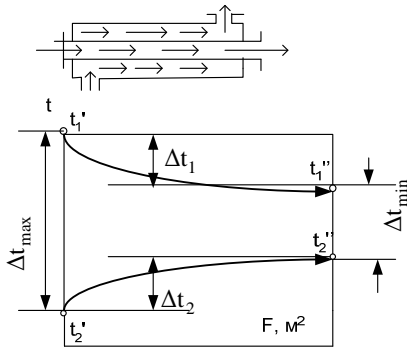


Рисунок 8.3, а

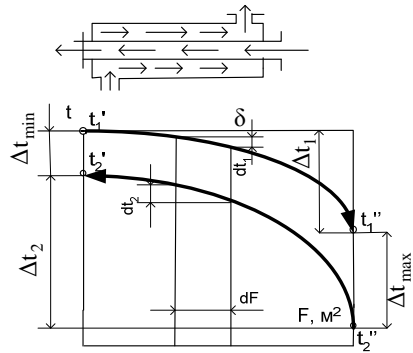


Рисунок 8.3, б

Під час прямотоку (рис. 8.3, а) робоче тіло, що нагрівається, виходить з теплообмінника з температурою, меншою за грійну. У разі протитоку в залежності від кількості робочих тіл, яке гріє і яке нагрівається, на виході можна отримати температуру останнього, яка перевищує температуру виходу грійного.

Основні рівняння, що вирішують при розрахунку теплообмінників, наступні:

**Рівняння теплового балансу.** Кількість тепла, що віддається робочим тілом, яке нагріває, уся витрачається на підвищення температури холодного теплоносія (витрати тепла в навколишнє простір зневажаємо). В цьому разі рівняння теплового балансу має наступний вигляд:

$$Q = G_1 c_{p1} (t_1' - t_1'') = G_2 c_{p2} (t_2' - t_2''), \quad (8.22)$$

де  $G_1$  – маса грійної рідини у одиницю часу,  $c_{p1}$  – її масова теплоємність;  $t_1'$  та  $t_1''$  – початкова і кінцева температура;  $G_2$  – маса робочого тіла, що гріє,  $c_{p2}$  – масова теплоємність,  $t_2'$  та  $t_2''$  – початкова і кінцева температура;  $Q$  – кількість тепла, віддане грійною рідиною та отримане



нагрівальною рідиною ( $G$ , кг/с;  $c_p$ , Дж/кгК;  $\Delta t_1 = t_1' - t_1''$ , та  $\Delta t_2 = t_2' - t_2''$  К або  $^{\circ}\text{C}$ ;  $Q$  – Дж/С або Вт).

**Рівняння теплопередачі.** Зв'язує кількість тепла  $Q$  з розмірами та конфігурацією поверхні нагріву теплообмінника

$$Q = kF\Delta t, \quad (8.23)$$

де  $k$  – коефіцієнт теплопередачі,  $F$  – поверхня нагріву, а  $\Delta t$  – різниця температур.

Прийmemo

$$G_1 c_{p1} = W_1, \quad G_2 c_{p2} = W_2; \quad t_1' - t_1'' = \Delta t_1, \quad t_2' - t_2'' = \Delta t_2, \quad \text{тоді}$$

$$W_1 \Delta t_1 = W_2 \Delta t_2, \quad \frac{W_1}{W_2} = \frac{\Delta t_2}{\Delta t_1}.$$

Таким чином, відношення добутків ваги рідин, які беруть участь у теплообміні, на їх теплоємність зворотно пропорційно температурним перепадам цих рідин.

Теплообмін відбувається на усьому протязі робочих поверхонь. Різниця температур гріючого та нагрівального тіл по ходу теплообмінного апарату змінюється. Для вирішення рівняння теплопередачі необхідно знайти середню різницю температур  $\Delta t_{cp}$ .

Рівняння теплопередачі для елементарної площадки  $dF$  має вигляд

$$dQ = k dF \Delta t = W_1 dt_1 = W_2 dt_2. \quad \text{Звідки можна записати, що } dt_1 = \frac{dQ}{W_1},$$

$$dt_2 = \frac{dQ}{W_2}; \quad d(t_2 - t_1) = d\Delta t = k dF \Delta t \left( \frac{1}{W_2} - \frac{1}{W_1} \right). \quad \text{Звідки}$$

$$\frac{d\Delta t}{\Delta t} = k dF \left( \frac{1}{W_2} - \frac{1}{W_1} \right). \quad (8.24)$$

Після інтегрування рівняння (8.24) у межах від  $\Delta t_{\min}$  до  $\Delta t_{\max}$ , маємо:

$$\begin{aligned} \ln \frac{\Delta t_{\max}}{\Delta t_{\min}} &= kF \left( \frac{1}{W_2} - \frac{1}{W_1} \right), \\ \frac{1}{W_2} - \frac{1}{W_1} &= \frac{\Delta t_2 - \Delta t_1}{Q} = \frac{\Delta t_{\max} - \Delta t_{\min}}{Q}, \\ \ln \frac{\Delta t_{\max}}{\Delta t_{\min}} &= \frac{kF}{Q} (\Delta t_{\max} - \Delta t_{\min}) \end{aligned}$$

або

$$Q = kF \frac{\Delta t_{\max} - \Delta t_{\min}}{\ln \frac{\Delta t_{\max}}{\Delta t_{\min}}},$$

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_{\max} - \Delta t_{\min}}{\ln \frac{\Delta t_{\max}}{\Delta t_{\min}}} = \frac{\Delta t_{\max} - \Delta t_{\min}}{2,3 \lg \frac{\Delta t_{\max}}{\Delta t_{\min}}}. \quad (8.25)$$

У формулі (8.25)  $\Delta t_{cp}$  - середня логарифмічна різниця температур взаємодіючих робочих тіл,  $\Delta t_{\max}$  і  $\Delta t_{\min}$ , відповідно найбільша та найменша різниця температур на вході (виході) теплообмінника.

Залежність (8.25) може бути застосована при розрахунках теплообмінників, типи яких розглянуті вище. Для спрощення представляють  $\Delta t_{cp} = n \Delta t_{\max}$ , де значення  $n = f(\Delta t_{\min} / \Delta t_{\max})$  зводять у таблиці.

Для наближених розрахунків використовують формулу

$$\Delta t_{cp} = \frac{t_1' + t_1''}{2} - \frac{t_2' + t_2''}{1}, \quad (8.26)$$

яка визначається як середньо арифметична різниця температур.

Залежністю (8.26) можна користуватись, якщо відношення різниці температур на вході в теплообмінник до різниці температур на виході менше двох, тобто  $(t_1' - t_1'') / (t_2' - t_2'') < 2$ .

Розрахунки показують, що при інших рівних умовах поверхня теплообмінного апарату з протитоком виходить менша, ніж у апарата з прямотоком.

## Контрольні запитання

1. Що таке тепловіддача, теплопередача й складний теплообмін?
2. Наведіть основні вирази, що характеризують теплопередачу через плоску й циліндричну стінку.
3. Термічний опір та термічна провідність.
4. Теплова ізоляція: визначення, основні види і характеристики.
5. Що таке «критична товщина ізоляції»?
6. Як визначити оптимальний рівень теплозахисту огорожуючих конструкцій?
7. Теплообмінні апарати: класифікація, основи розрахунків.

# ЧАСТИНА III. ПАЛИВНО- ЕНЕРГЕТИЧНІ РЕСУРСИ. ПАЛИВО

## 9 ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНІ РЕСУРСИ

### 9.1. Природні ресурси

Основою функціонування енергетики як паливно-енергетичного комплексу є забезпеченість ресурсами в конкретних умовах навколишнього середовища. Тому вже з початку ХХ ст. розвиток енергетики та енергопостачання розглядають як загальну систему використання природних ресурсів.

Природні ресурси – це запаси сировини та енергії, які видобувають з біосфери, наприклад будівельні матеріали, метали, вода, викопне паливо, геотермальна енергія тощо. Природні ресурси – вихідна основа людської цивілізації як форма контрольованого існування на всіх фазах його розвитку. Розвиток технології змінює напрям, масштаби і форми їх використання, визначає появу нових ресурсів.

Природні ресурси підрозділяються на дві категорії: відновлювані, які зобов'язані своїм походженням сонячній енергії (дощова вода, енергія вітру, продукти харчування, бавовна та вовна, деревина та ін.), та невідновні, або мінеральні ресурси. Це органічне паливо (вугілля, нафта, торф), мідь, залізо, уран, золото та інші, формування яких відбувалося протягом тривалого часу (мільйонів років). Вони чітко фіксовані і практично не відновлюються. Саме мінеральні ресурси визначають шляхи розвитку цивілізації на Землі.

*Природні ресурси  
Викопне органічне  
паливо*

*Склад і характер  
истика органічного  
палива*

*Контрольні  
запитання*

Мінеральні ресурси розміщені нерівномірно, більшість енергетичних ресурсів (нафта, газ, уран та ін.) обмежені, тому неможливо зберегти стабільні темпи їх розробки та використання.

Мінеральні ресурси поділяють на дві категорії: до першої належать ресурси, що видобувають у поточний період часу та називають видобувними запасами, до другої – потенційні ресурси, що за відповідних умов у майбутньому можуть бути використані.

## 9.2. Випокне органічне паливо

Д. І. Менделєєв визначив паливо як «горючу речовину, яку навмисно спалюють для одержання теплоти». Паливом у широкому розумінні називають горючу речовину, яку економічно доцільно спалювати для одержання великих кількостей теплоти. Протягом ХХ ст. основним джерелом теплоти було органічне паливо. Із другої половини ХХ ст. людство все в більших масштабах використовувало ядерне паливо.

Величезний енергетичний ресурс, який становлять усі види органічного палива, підрозділяють на три основні категорії:

- потенційні запаси випокного палива, що на сучасному етапі розвитку науки і техніки неможливо або економічно недоцільно добувати;
- доступні, які можливо, але економічно не завжди доцільно добувати;
- економічні, видобуток яких економічно виправданий і доцільний на сучасному рівні розвитку науки і техніки.

Найбільший інтерес викликають нафта і газ, запаси яких обмежені. Водночас саме їх видобуток і переробка найбільш економічно вигідні та доцільні з погляду використання робочої сили й охорони навколишнього середовища.

Залежно від характеру використання паливо підрозділяють на енергетичне, технологічне і побутове; за агрегатним станом – на тверде, рідке і газоподібне; а за способом одержання – на природне і штучне.

Основними видами органічного палива, яке використовують в енергетиці, є: тверде (вугілля і торф); рідке (мазут); газоподібне (природний газ). Торф і вугілля – продукти розкладу органічної маси рослин, які відрізняються одне від одного хімічним віком (торф – наймолодший). Найдавніші родовища вугілля відомі в канадській Арктиці (~350 млн років). Найважливіший період вуглетворення в історії Землі припадає на останні 350–250 млн років. Вугленосні поклади в цей проміжок часу виявлено на всіх континентах, але

найпотужніші – у Північній Америці, Європі й Азії, які протягом періоду вуглетворення знаходилися в екваторіальних і помірних широтах. Теплий клімат і достатня кількість опадів сприяли розвитку величезних масивів боліт. Вугілля формувалося і у наступні періоди, особливо в крейдовий (~ 20 млн років тому), але в жоден з них вугленагромадження не було настільки великим і інтенсивним, як у велику вугільну епоху.

Геологи вважають, що більшу частину основних вугільних родовищ уже відкрито. Світові запаси всіх видів вугілля оцінено в 8 620 млрд т, а додаткові потенційні ресурси – у 6 650 млрд т. До видобувних запасів вугілля відносять запаси, що знаходяться у шарах завтовшки не менше 0,3 м і залягають на глибині не більше 2 000 м. Запаси вугілля, що не відповідають цим вимогам, належать до потенційних ресурсів. Приблизно 43 % вугілля світу залягають у країнах СНД (колишнього СРСР), 29 % – у Північній Америці, 14,5 % – у країнах Азії, переважно в Китаї, 5,5 % – у Європі. На решту світу припадає 8 % запасів вугілля. Хоча вугілля в усьому світі не є основним видом палива, але труднощі із забезпеченням нафтою і газом ведуть до того, що в найближчі десятиліття вугілля стане панівним паливом на планеті. При цьому протягом тривалого часу підземний видобуток буде, очевидно, залишатися переважною формою розробки вугільних родовищ.

Значна роль у забезпеченні ПЕК паливом належить нафті і природному газу. Енергетичний еквівалент оцінених потенційних ресурсів (за даними Всесвітньої енергетичної конференції) становить: нафти –  $(1,5 \cdot 10^{22})$  Дж, газу –  $(1,1 \cdot 10^{22})$  Дж. Ресурси нафти і газу так само, як і вугілля, розміщені на земній кулі дуже нерівномірно. Регіони, що нині є головними виробниками нафти і газу, мають найбільший потенціал і для нових відкриттів. Якщо споживання зростатиме нинішніми темпами, усі ресурси нафти і газу можуть вичерпатися через кілька десятиліть.

Людство цікавлять дві проблеми, які безпосередньо пов'язані з теплоенергетикою: на який термін вистачить ПЕР і де дозволена грань забруднення атмосфери? Нині світове використання енергоресурсів протягом року еквівалентно 30 млрд т у. п., енергоємність яких еквівалентна ~900 ЕДж. Якщо виходити з цієї цифри і світових запасів енергоресурсів (табл. 9.1), то тільки органічного палива людству вистачить на 500 років.

Сучасні технології дозволяють добувати далеко не всі об'єми ПЕР. Багато країн не мають оптимального співвідношення між рівнем видобутку ПЕР та їх використанням.

Як видно з табл. 9.1, перспективним є використання альтернативних (відновних і невичерпних) джерел ПЕР. Однак сучасна енерготехнологія не дозволяє їх масове застосування. Людство далеко ще і від вирішення

проблем використання термоядерної енергії, загальні запаси якої просто фантастичні –  $3,6 \cdot 10^9$  ЕДж (із нинішнім рівнем енерговитрат їх вистачить на 10 млн років!).

Таблиця 9.1. - Світові енергоресурси

Джерела енергії	Ресурси, ЕДж*
Невідновлювані:	
ядерна енергія	$1,97 \cdot 10^6$
хімічна енергія органічного палива	$5,21 \cdot 10^5$
Невичерпні:	
термоядерна енергія синтезу	$3,6 \cdot 10^9$
геотермальна енергія	$2,9 \cdot 10^6$
Відновлювані:	
сонячна енергія, що досягає земної поверхні	$2,4 \cdot 10^6$
і перетворюється на теплову енергію морських припливів	$2,5 \cdot 10^5$
енергія вітру	$6,1 \cdot 10^3$
енергія рік	$1,2 \cdot 10^2$
біоенергія лісів	$1,5 \cdot 10^3$

\*ЕДж – ексаджоуль ( $10^{18}$  Дж).

Щодо України, то видобуток ПЕР сьогодні знаходиться у важкому стані, незважаючи на те, що тільки розвідані запаси вугілля становлять ~47 млрд т. Однак технологія видобутку вугілля не відповідає геологічним особливостям родовищ. Майже 80 % устаткування ПЕК фізично і морально застаріло, рівень витрат енергоресурсів вищий за рівень їх виробництва. Спостерігається значний дефіцит усіх видів ПЕР, що наочно демонструють дані табл. 9.2.

Таблиця 9.2 - Енергоресурси України: середньорічний видобуток і потреба (на кінець XX ст.)

Вид палива	Обсяги		Частка забезпечення власними ПЕР, %
	використання	виробництва	
Природний газ	112 млрд м <sup>3</sup>	22 млрд м <sup>3</sup>	20
Нафта	32 млн т	4,2 млн т	13
Вугілля	100 млн т	80 млн т	80
Ядерне паливо	Твели виробляє Росія		0

### 9.3. Склад і характеристика органічного палива

Тверде та рідке паливо, що безпосередньо подають до енерготехнологічних установок для його наступного спалювання, називають *робочим*. До його складу входять: волога  $W^p$ , мінеральні домішки, що утворюють золу  $A^p$ , вуглець  $C^p$ , водень  $H^p$ , сірку  $S^p$ , азот  $N^p$ , а також кисень  $O^p$ . Названі елементи утворюють у самому паливі складні сполуки у вигляді тривимірних природних сополімерів. У країнах СНД визначають так званий елементарний склад палива відповідно до співвідношення:  $W^p + A^p + C^p + H^p + S^p + N^p + O^p = 100\%$ , де індекс «р» означає *робочу масу* відповідного елемента палива у відсотках. Волога  $W^p$  та зола  $A^p$  становлять *зовнішній баласт* палива, а азот  $N^p$  та кисень  $O^p$  – його *внутрішній баласт*.

Наявність баласту, особливо зовнішнього, знижує енергетичну цінність палива.

Вміст вологи та золи в паливі залежить від його виду (табл. 9.3). Найсухішими є напівантрацити ( $W^p < 5\%$ ), антрацити ( $5\% < W^p < 10\%$ ) та кам'яне вугілля ( $5\% < W^p < 17\%$ ). Буре вугілля, торф (а також деревина) мають найбільшу вологість (до 40 % та більше).

Таблиця 9.3 - Основні характеристики палива, що видобувають в Україні

Види палива	Основні характеристики				
	Вихід летких $V_d^r, \%$	Уміст сірки $S^p, \%$	Вологість $W^p, \%$	Зольність $A^p, \%$	Теплота згорання $Q_{н}^p, \text{МДж/кг}$
Торф	$\geq 70$	0,1–0,2	30–50	5–23	10,5–14,6
Буре вугілля	$> 40$	0–8	30–40	15–30	10,0–17,0
Кам'яне вугілля	9–50	0–8	5–17	18–30	24,0–29,0
Антрацити	2–9	0–8	5–10	$< 5$	$\sim 26,0$
Напівантрацити	5–9	0–8	$< 5$	$< 5$	28–30

Найменший уміст золи в антрациті та напівантрациті ( $A^p < 5\%$ ), в окремих видах торфу, а також в деревині. У бурому та кам'яному вугіллі вміст золи може сягати 30 % від робочої маси палива та більше.

Уміст кисню в паливі змінюється від 1–2 % (мазут та антрацит) до 15 % (буре вугілля) – 40 % (деревина).

Уміст азоту в твердому паливі не перевищує 1–2 %.

Тепловий ефект або теплота згорання органічного палива залежить від співвідношення між баластом та горючою масою. *Горючою масою* па-

лива називають ту його частину, яка не має фізичної вологи  $W^P$  та золи  $A^P$ . Склад горючої маси палива визначається співвідношенням:  $C^r + H^r + S^r + N^r + O^r = 100\%$ . Крім внутрішнього баласту  $N^r$  та  $O^r$  до складу горючої маси входить вуглець  $C^r$ , водень  $H^r$  та сірка  $S^r$ .

Основна складова – вуглець: чим вищий його вміст, тим більше теплоти виділяється під час згорання палива. Зі збільшенням віку палива вміст вуглецю зростає, водню – зменшується.

Якщо вуглець згорає повністю, то утворюється діоксид вуглецю  $CO_2$  і виділяється 32,8 МДж теплоти на 1 кг вуглецю. Якщо процес горіння погано організовано (наприклад, недостає кисню), то продуктом згорання є токсичний оксид вуглецю  $CO$  і виділяється всього 9,2 МДж теплоти на 1 кг вуглецю. Уміст вуглецю у твердому паливі – 25–93 % на робочу масу, у мазуті – 83–88 %.

Важливою горючою складовою палива є водень, уміст якого коливається у твердому паливі від 2 до 5 %, у рідкому – від 10 до 15 %. Кількість теплоти, що виділяється під час згорання (окиснювання) водню, становить 120,8 МДж на 1 кг водню.

Третій горючий елемент – сірка: органічна (у сполуках з воднем, вуглецем, азотом і киснем) –  $S_{op}$ , колчеданна (у сполуках із залізом) –  $S_{кол}$ , сульфатна (у вигляді солей сірчаної кислоти  $CaSO_4$ ,  $MgSO_4$ ,  $FeSO_4$  та ін.) –  $S_c$ .

Властивості твердого палива як горючого матеріалу визначаються його складовими в сухому беззолному стані:  $A^c + C^c + H^c + S^c + N^c + O^c = 100\%$ .

До сухої маси палива входить органічна та колчеданна сірка ( $S^c = S_{op}^c + S_{кол}^c$ ).

Якщо колчеданна маса сірки дорівнює нулеві ( $S_{кол}^c = 0$ ), то суху масу палива називають органічною.

Сульфатна сірка не є горючою складовою і входить до складу мінеральних негорючих домішок.

Уміст горючої сірки: у твердому паливі від 0 до 9 %, у мазуті від 0,5 до 4 %. У процесі повного згорання 1 кг сірки виділяється 9,2 МДж теплоти. При цьому утворюється токсичний сірчистий ангідрид  $SO_2$  і (у невеликих кількостях) ще токсичніший сірчаний ангідрид  $SO_3$ . Їх викиди з продуктами згорання забруднюють повітряний басейн, а в сполученні з водою (водяними парами) є причиною кислотних дощів через утворення відповідних кислот –  $H_2SO_3$  і  $H_2SO_4$ .

Уміст азоту в сухому беззолному стані твердого палива зазвичай становить 1–2 % від маси загальної. Незважаючи на малу кількість, азот – дуже шкідливий компонент, оскільки, згораючи у високотемпературних топках, азотовмісні сполуки утворюють сильнотоксичні паливні оксиди



азоту NO та NO<sub>2</sub> (при температурі понад 1200 °С вони утворюються також з атмосферного азоту).

Зовнішнім баластом палива є вологість  $W$  і азот  $N$ . Фізична вологість твердого палива в робочому стані може перевищувати 50 %. Від неї залежить економічна доцільність використання цього паливного матеріалу і можливість його спалювання (наприклад, для перетворення одного кілограма води, узятій при температурі 0 °С, на водяну пару кімнатної температури потрібно 2,5 МДж теплоти).

Мінеральні домішки, що є в паливі, згораючи, перетворюються на золу та шлак. Відповідно до стандартних норм золу слід вловлювати, транспортувати у відвали або (що доцільніше) утилізувати і використовувати в народному господарстві.

Важливою характеристикою органічного палива є вихід летких речовин (для твердого палива).

Вихід летких речовин  $V_d^r$  у відсотках до сухого беззольного стану визначають, нагрівши 1 кг палива в закритому тиглі без доступу повітря при температурі  $850 \pm 10$  °С протягом 7 хв, у результаті чого утворюються гази, водяні пари і коксовий залишок. Чим більший вихід летких речовин, тобто чим більше сухої беззольної маси перетворюється у процесі нагрівання на горючий газ, тим простіше запалити це паливо і легше підтримати процес горіння. Органічна частина деревини і горючих сланців у процесі нагрівання майже цілком переходить у леткі речовини ( $V_d^r = 70\text{--}85$  %), у той час як в антрацитах  $V_d^r = 3\text{--}6$  % (див. табл. 9.3).

Визначаючи склад твердого і рідкого палива, використовують загальний підхід. Однак якщо для рідкого палива враховують лише органічну сірку (наприклад, що входить до складу метилмеркаптану CH<sub>3</sub>S), то в складі твердого палива враховують як органічну  $S_{op}$ , так і колчеданну сірку  $S_{кол}$ . Остання може входити до складу різних сполук: магнітного колчедану Fe, мідного колчедану CuFeS<sub>2</sub> та ін. Відомі технології попереднього очищення твердого палива від колчеданної сірки, що дозволяє вирішувати проблеми безпеки на стадії підготовки палива до спалювання.

Елементарний склад твердого палива значною мірою залежить від родовища, марки та інших показників. Приблизний склад деякого твердого енергетичного палива наведено у табл. 9.4.

Таблиця 9.4 - Елементарний склад твердого енергетичного палива

Басейн	Марка	Склад робочої маси, %								$V_d^r$ , %
		W <sup>p</sup>	A <sup>p</sup>	S <sup>p</sup> <sub>кол</sub>	S <sub>op</sub>	C <sup>p</sup>	H <sup>p</sup>	N <sup>p</sup>	O <sup>p</sup>	
Донецький	Д	13,0	24,4	1,8	1,3	47,0	3,4	1,0	8,1	45,0
	Г	10,0	25,2	2,1	1,1	51,2	3,6	0,9	5,9	40,0

Басейн	Мар-ка	Склад робочої маси, %								$V_{л}^r$ , %
		$W^p$	$A^p$	$S_{кол}^p$	$S_{ор}$	$C^p$	$H^p$	$N^p$	$O^p$	
	ОС	5,0	23,8	2,1	0,7	61,9	3,2	1,1	2,2	19,0
	Т	6,0	25,4	1,6	0,8	61,1	2,9	1,0	1,2	12,0
Львівсько-Волинський	Г	10,0	22,5	2,1	0,9	53,3	3,5	1,0	6,7	39,0
	ГЖ	8,0	32,5	2,1	0,7	48,7	3,3	0,7	4,3	36,0
Підмосковний	Б2	32,0	28,6	1,7	1,0	26,0	2,1	0,4	8,2	48,0
Кузнецький	Д	12,0	13,2	0,4	0,4	58,6	4,2	1,9	9,7	42,0
	Г	8,0	14,3	0,5	0,5	63,3	4,4	2,1	7,4	40,5
	ОС	6,0	14,1	0,6	0,6	72,5	3,4	1,7	1,7	14,5

Кам'яне вугілля підрозділяють на такі марки: довгополуменеве, газове, спільне спікливе, газове масне, масне, коксівне, пісне, слабоспікливе. Зміна елементарного складу визначає вибір технології спалювання палива, його енергетичні показники й екологічні характеристики топкового процесу.

Щоб систематизувати енергетичне паливо за складом та його енергетичними і фізичними характеристиками, застосовують різні системи класифікації. Відповідно до міжнародної класифікації передбачено розподіл вугілля на класи, групи і підгрупи. Класи розрізняють за виходом летких речовин на горючу масу, а якщо їх більше 33 %, то за теплою згорання вологого беззолного палива. Усього встановлено 11 класів, кожний з них поділяють на чотири групи залежно від спікливості. Кожну групу – на сім підгруп за коксівністю. Така класифікація передбачає використання визначальної сітки з 308 позицій, що ускладнює її використання. Тому окремі країни використовують свої системи класифікації твердого енергетичного палива. Так, у США вугілля підрозділяють на чотири основні класи – антрацит, бітумінозне, суббітумінозне і лігніти, які, у свою чергу, підрозділяють на різні групи.

В Україні для класифікації вугілля використовують систему, спільну для всіх країн СНД. Відповідно до цієї системи вугілля поділяють на три основні види: *буре, кам'яне, антрацит*.

*Буре вугілля* характеризується тим, що вища теплота згорання вологої беззолної маси становить менше 24 МДж/кг. Залежно від умісту води буре вугілля поділяють на три групи: Б1 – уміст води більше 40 %, Б2 – від 30 до 40 %, Б3 – менше 30 %.

Для *кам'яного вугілля* вища теплота згорання вологої беззолної маси становить більше 24 МДж/кг, а вихід летких речовин під час нагрівання – більше 9 %. Антрацит відзначається малим виходом летких речовин ( $A^p < 9\%$ ).

*Теплота згорання* – кількість теплоти, що виділяється під час повного згорання 1 кг (1 м<sup>3</sup>) палива. Розрізняють вищу робочу  $Q_{\text{в}}^{\text{р}}$  і нижчу робочу  $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$  теплоту згорання.

*Вища теплота згорання*  $Q_{\text{в}}^{\text{р}}$  – кількість теплоти, що виділяється під час повного згорання 1 кг твердого, рідкого або 1 м<sup>3</sup> газоподібного палива, причому водяна пара, що міститься в продуктах згорання, знаходиться у стані рідини. *Нижча теплота згорання*  $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$  менша за вищу  $Q_{\text{в}}^{\text{р}}$  на кількість теплоти, витраченої на перетворення вологи в продуктах згорання з фази рідини на водяну пару.

У країнах СНД нижчу теплоту згорання твердого або рідкого палива підраховують за робочою масою палива відповідно до формули Д. І. Менделєєва у кілоджоулях на кілограм

$$Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 339C^{\text{р}} + 1\,025H^{\text{р}} - 108,5(O^{\text{р}} - S^{\text{р}}) - 25W^{\text{р}}.$$

Для порівняльних розрахунків різного палива використовують поняття умовного палива.

*Умовне паливо* – паливо, теплота згорання якого становить 29,35 МДж/кг (7 000 ккал/кг). Дійсні витрати натурального палива у витрату умовного переводять множенням витрати цього палива на його еквівалент  $E = Q_{\text{н}}^{\text{р}}/29,35$  за формулою

$$B^{\text{у}}/B = Q_{\text{н}}^{\text{р}}/29,35.$$

Максимальна нижча теплота згорання твердого палива доходить до  $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 28$  МДж/кг, мінімальна становить 10 МДж/кг і нижче (залежно від умісту баласту). Теплота згорання безводних мазутів становить  $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 39...41,5$  МДж/кг.

*Штучне рідке паливо* отримують, переробляючи нафту. Сиру нафту нагрівають до 300...370 °С, після чого отримані пари розділяють на фракції, що конденсуються при різній температурі  $t_{\text{к}}$ : зріджений газ (вихід до 1 %), бензинову (до 15 %,  $t_{\text{к}} = 30...180$  °С), газову (до 17 %,  $t_{\text{к}} = 120...135$  °С), дизельну (близько 18 %,  $t_{\text{к}} = 180...350$  °С). Рідкий залишок з температурою початку кипіння 330...350 °С називають мазутом. Зазначені фракції та залишки у вигляді смол слугують вихідною сировиною для одержання бітуму, гудрону, мастильних матеріалів і (у разі глибокої переробки) палива для двигунів внутрішнього згорання і газотурбінних установок.

Рідке та тверде вуглеводневе паливо являє собою складні композиції різних елементів. Тому у розрахунках, пов'язаних із спалюванням цього палива, до уваги беруть його елементарний склад у вигляді суми окремих елементів (табл. 9.3-9.5).

**Таблиця 9.5 - Характеристика елементарного складу енергетичного рідкого палива**

Вид палива	Елементарний склад на горючу масу, %				Зольність, %	Вологість, %
	C <sup>r</sup>	H <sup>r</sup>	O <sup>r</sup> + N <sup>r</sup>	S <sup>r</sup>	A <sup>p</sup>	W <sup>p</sup>
Малосірчистий мазут	87,8	10,7	0,8	0,7	0–0,2	0–9
Високосірчистий мазут	84,0	11,5	0,5	4,0	0,3	0–9

Дотепер мазут залишається основним рідким енергетичним паливом. Він являє собою складну суміш вуглеводнів, до складу яких входять вуглець ( $C^p = 84\text{--}88\%$ ) і водень ( $H^p = 10\text{--}12\%$ ). Це забезпечує високу теплоту згорання мазуту ( $Q_n^p = 40\text{...}41$  МДж/кг). Баласт мазуту невисокий:  $A^p = 0,2\text{--}0,3\%$ ;  $W^p = 0,1\text{--}1\%$ . До складу мінеральних домішок  $A^p$  входять сполуки ванадію, нікелю, заліза та інших металів. Одним з основних показників мазуту є в'язкість (зумовлює можливість його розпилювання залежно від температури) і сірчистість (визначається вмістом сірки: малосірчисті ( $S^r < 0,5\%$ ), середньосірчисті ( $S^r < 2\%$ ) і високосірчисті ( $S^r > 3,5\%$ )). Мазути можуть містити сірки до 4,3 %, що різко ускладнює захист навколишнього середовища, а також устаткування – через кислотну корозію газоходів та обладнання.

Найпоширенішим *газоподібним паливом* є *природний газ*, основним компонентом якого (85–98 %) є метан  $CH_4$ . До складу природного газу також входять такі горючі складові: важкі вуглеводні  $C_nH_m$ , водень  $H_2$ , сірководень  $H_2S$  монооксид вуглецю  $CO$  баластні гази:  $CO_2$ ,  $N_2$ ,  $SO_2$ ,  $H_2O$  та кисень  $O_2$ . Теплота згорання природного газу – 31,0...37,9 МДж/кг. Природний газ очищують від сірчистих сполук, але частина їх (переважно сірководень) може залишатися.

У процесі видобутку нафти виділяється так званий попутний газ, що містить менше метану, ніж природний, але більше вищих вуглеводнів і тому виділяє під час згорання більше теплоти. Нині актуальною є проблема його повного використання в енергетиці і промисловості.

У промисловості й особливо в побуті широко застосовують *зріджений газ*, отриманий у результаті первинної переробки нафти і супутніх нафтових газів: технічний пропан (не менше 93 %  $C_4H_8$  та невелика кількість етану + ( $C_3H_6$ )), технічний бутан (не менше 93 %  $C_4H_{10}$  та невелика кількість пропану + ( $C_4H_8$ )) та їх суміші.

На металургійних заводах у вигляді супутніх продуктів одержують *коксвий і доменний газ*, які застосовують для технологічних апаратів і

опалення печей. Іноді (після очищення від сірчистих сполук) коксовий газ використовують для побутового газопостачання. Однак через великий уміст CO (5–10 %) він значно токсичніший від природного газу. Надлишки доменних газів найчастіше спалюють у топках заводських електростанцій.

У районах вугільних шахт своєрідним «паливом» може слугувати метан, що виділяється з шахтних горизонтів під час їх вентиляції. Однак при цьому треба мати на увазі, що концентрація метану в суміші з повітрям в діапазоні 5–15 % є вибухонебезпечною.

В останні роки в Україні знову відродився інтерес до газів, що утворюються газифікацією твердого палива.

У всьому світі все більше застосовують так званий *біогаз* – продукт анаеробної ферментації (зброжування) органічних відходів (гною, рослинних залишків, сміття, стічних вод тощо). Конструкція невеликого ферментатора гранично проста: тепло- і гідроізольована яма з гідрозатвором, заповнена розрідженою сировиною (вологість 88–94 %) із плаваючим у ній дзвоном-акумулятором для виведення газу. З 1 м<sup>3</sup> об'єму при температурі 30...40 °С можна одержати близько 1 м<sup>3</sup> газу, що складається переважно з метану і діоксиду вуглецю з невеликими домішками сірководню, азоту і водню. Рідкі відходи, що утворюються в процесі ферментації, використовують як високоякісні добрива, що містять удвічі більше зв'язаного азоту, ніж вихідна сировина.

Анаеробне зброжування відходів великих тваринницьких комплексів дозволяє вирішувати надзвичайно гостру проблему забруднення навколишнього середовища рідкими відходами перетворенням їх на біогаз і високоякісні добрива.

## Контрольні запитання

1. Природні ресурси: визначення, класифікація і розміщення.
2. Викопне органічне паливо. Його класифікація, розміщення і перспектива використання.
3. Склад і характеристика органічного палива.
4. Вихід літних речовин. Вища і нижча теплота згорання. Умовне паливо.

# 10

## ОРГАНІЧНЕ ПАЛИВО І ЙОГО ВИКОРИСТАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ

### 10.1. Особливості використання органічного палива

У всьому світі понад 80 % теплової та електричної енергії одержують, спалюючи викопне органічне паливо і перетворюючи його хімічну енергію на електричну і теплову. Близько 80 % усіх видів забруднень біосфери зумовлено саме енергетичними процесами.

Через інтенсивне використання невідновлюваних паливно-енергетичних ресурсів планети у ХХ ст. їх запаси значно зменшилися. У структурі викопного органічного палива питома вага нафти становить майже 45 %, природного газу – 18 %, вугілля – 37 %. Загальне уявлення про світове використання енергоресурсів за останні 100 років дають дані табл. 10.1.

Нафта, природний газ і вугілля спалюють у таких кількостях, що продукти їх згорання (шкідливі й токсичні газові викиди та аерозолі) змінюють склад атмосфери, забруднюють гідросферу та літосферу. В атмосферу щорічно викидаються десятки мільярдів тонн газоподібних і паротвірних сполук, твердих частинок, склад яких визначається видом і умовами спалювання органічного палива. Це прямо стосується й енергетики України.

Щоб засвідчитись в цьому достатньо проаналізувати загальні дані споживання основних видів органічного палива в світі (табл. 10.1) і, зокрема, ПЕК України (табл. 10.2).

*Особливості використання органічного палива*

*Закономірності утворення екологічно шкідливих речовин під час горіння палива*

*Характеристика шкідливих речовин у продуктах згорання палива і їх вплив на довкілля*

*Нормування вмісту шкідливих речовин у продуктах згорання органічного палива*

*Контрольні запитання*

Таблиця 10.1 - Сумарне світове енергоспоживання

Показник	1900	1950	1975	1990	2000
Сумарне енергоспоживання, млрд. т у.п.	0,95	2,86	8,6	17,0	30,0
Населення, млрд. осіб	1,62	2,5	3,8	4,6	6,0
Питомі енерговитрати (т у.п. на 1 особу на рік)	0,59	1,16	2,32	3,7	5,0

Таблиця 10.2 - Споживання органічного палива в Україні станом на кінець ХХ ст.

Види палива	Паливно-енергетичний комплекс	Мала енергетика	Усього
Природний газ	124 млрд м <sup>3</sup> (142млн т у.п.)	74 млрд м <sup>3</sup> (85млн т у.п.)	198 млрд м <sup>3</sup> (227млн т у.п.)
Нафта і нафтопродукти	41 млн т (56 млн т у.п.)	25 млн т (34 млн т у.п.)	66 млн т (90 млн т у.п.)
Вугілля	128 млн т (90 млн т у.п.)	77 млн т (34 млн т у.п.)	206 млн т (124 млн т у.п.)
Усього	286 млн т у.п.	174 млн т у.п.	460 млн т у.п.

Розрізняють повне та неповне згорання палива. У процесі повного згорання вся хімічна енергія палива переходить в теплову, немає хімічної ( $q_3 = 0$ ) та механічної ( $q_4 = 0$ ) неповноти згорання. В продуктах згорання, крім азоту та надлишкового кисню, знаходяться тільки оксиди горючих елементів вищих порядків ( $CO_2$ ,  $H_2O$ ,  $SO_2$ ). Такий склад продуктів згорання називають теоретичним.

У процесі неповного згорання ( $q_3 > 0$  та  $q_4 > 0$ ) до теоретичного складу додаються продукти неповного згорання у вигляді:  $CO$ ,  $H_2$ ,  $CH_4$  (якщо згорає природний газ);  $C$  та  $C_xH_y$ , а також  $CO$  (якщо згорає тверде та рідке паливо).

Залежно від співвідношення між кількістю палива та окисника (завичай – чисте повітря або повітря, забаластоване продуктами згорання) розрізняють стехіометричне та нестехіометричне горіння.

Стехіометричне горіння визначається подачею в зону горіння теоретично потрібної кількості окисника (стехіометричним коефіцієнтом). При цьому коефіцієнт надлишку повітря дорівнює одиниці ( $\alpha = 1,0$ ).

Нестехіометричне горіння має місце при значених  $\alpha > 1,0$  або  $\alpha < 1,0$ . Якщо  $\alpha > 1,0$  – в продуктах згорання є надлишковий кисень та оксиди горючих елементів, якщо  $\alpha < 1,0$ , – в продуктах згорання фіксують нестачу кисню і, крім оксидів вищих порядків, продукти неповного згорання (здебільшого у вигляді  $CO$ ,  $H_2$ ,  $C_xH_y$ ). При цьому утворюється джерело за-

бруднення середовища в теплоенергетиці, а саме газоподібні продукти згорання органічного палива, що викидаються через димову трубу.

Основа горіння – реакції окиснення горючих складових палива, у результаті яких вихідні речовини (паливо й окиснювач) перетворюються на компоненти (продукти згорання) з іншими фізичними і хімічними властивостями. Характерною ознакою горіння є процес, що швидко відбувається, супроводжується інтенсивним виділенням теплоти, різким підвищенням температури й утворенням розжарених продуктів згорання з різним ступенем світності.

Процес горіння газоподібного палива умовно можна розділити на дві стадії: перша – утворення горючої суміші (суміші палива і повітря); друга – її нагрівання, запалення і горіння. Складніший процес горіння рідкого палива. Початковою стадією є нагрівання, розпилювання і випаровування пального. Краплини та пара пального змішуються з повітрям, і горюча суміш випаровується, запалюється і згорає.

У процесі горіння твердого палива в топках енергетичних котлів початковою стадією є подрібнення палива та транспорт аеросуміші до пальників факельних топко.

Потрапляючи в топку, частинки твердого палива підсушуються, підігриваються. Далі при відповідній температурі леткі виходять, спалахують і вигорають, після чого вигорає коксовий залишок.

Залежно від агрегатного стану палива та окиснювача розрізняють *гомогенне* і *гетерогенне горіння*. Якщо агрегатний стан палива й окиснювача однаковий і між ними немає поверхні поділу фаз, то вони утворюють *гомогенну систему*. Якщо ж агрегатний стан палива й окиснювача різний, то вони утворюють *гетерогенну систему*.

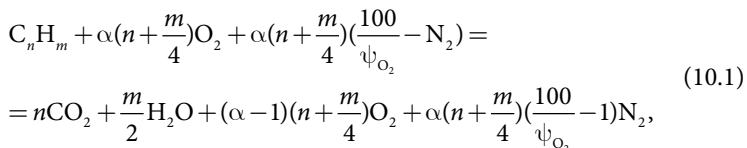
Якщо швидкість перебігу хімічної реакції між паливом і окиснювачем значно нижча за швидкість утворення горючої суміші, то підсумкова швидкість процесу горіння лімітується лише швидкістю хімічної реакції, тобто процесами хімічної кінетики. Таке горіння називають *кінетичним*. Якщо ж швидкість підведення окиснювача до палива менша за швидкість хімічної реакції окиснювання, то сумарна швидкість горіння не залежить від швидкості реакції і лімітується лише швидкістю процесу сумішоутворення або процесом дифузії кисню до палива. Таке горіння називають *дифузійним*.



## 10.2. Закономірності утворення екологічно шкідливих речовин під час горіння палива

Склад продуктів згорання і кількісні співвідношення в них окремих компонентів залежать від властивостей і складу палива, а також від ступеня завершеності реакції горіння. У цьому можна переконатися на прикладі спалювання природного газу, що, як відомо, переважно складається із суми вуглеводнів  $C_nH_m$ . Крім вуглеводнів  $C_nH_m$ , у природному газі, що надходить зі скважини, міститься деяка кількість вологи  $H_2O$  і сірководню  $H_2S$ . Природний газ перед подачею споживачеві очищують, видаляючи з нього вологу і сірководень.

Узагальнене рівняння згорання вуглеводню з утворенням теоретичного складу продуктів згорання має вигляд:



де  $\alpha$  – коефіцієнт надлишку повітря;  $n$ ,  $m$  – кількість атомів у молекулі певного вуглеводню;  $\psi_{O_2}$  – об'ємна частка кисню в окиснювачі, %.

У результаті згорання вуглеводнів  $C_nH_m$  на одну молекулу паливної компоненти утворюється  $n$  молекул вуглекислоти  $CO_2$  і  $m/2$  молекул водяної пари  $H_2O$ . Названі компоненти належать до так званих парникових газів, збільшення концентрації яких визначає зміну умови теплової рівноваги на поверхні Землі. Крім того, у місцях великої концентрації валових викидів водяної пари можуть бути негативні наслідки, пов'язані з локальною зміною мікроклімату.

Крім продуктів повного згорання  $CO_2$  і  $H_2O$ , азоту  $N_2$  і надлишкової кількості кисню  $O_2$  у димових газах можуть міститися продукти неповного згорання у вигляді оксиду вуглецю  $CO$ , що в побуті називають чадним газом, водню  $H_2$  і незгорілих вуглеводнів  $C_xH_yO_z$ . Одним із токсичних продуктів неповного згорання є формальдегід  $CHOH$ . Останній характеризується токсичністю, що у сотні разів більша за токсичність  $CO$ .

Серед безлічі реакцій, що відбуваються в зоні горіння, є так звані проміжні реакції, у результаті яких можуть утворюватися сажа  $C$  і ароматичні дуже токсичні вуглеводні, основним представником яких є бенз(а)пірен  $C_{20}H_{12}$ .

Сажисті частинки потрапляють у простір у вигляді аерозолів і зі збільшенням їх концентрації негативно діють на дихальні органи людини.

Ще більшою екологічною небезпекою для навколишнього середовища є одночасний викид сажі та бенз(а)пірену. Це зумовлено тим, що, маючи високі адсорбційні властивості, частинки сажі концентрують на своїй поверхні бенз(а)пірен, сильнодіючий канцерогенний ефект якого спричиняє ракові захворювання в населення.

Серед проміжних реакцій у зоні горіння відбуваються також реакції дисоціації. Наприклад, реакція дисоціації кисню



у результаті якої з однієї молекули утвориться два атоми кисню.

Атоми кисню O характеризуються підвищеною хімічною активністю і, зіткнувшись зі звичай нейтральною молекулою азоту N<sub>2</sub> при високих температурах, сприяють реакції утворення так званого термічного оксиду азоту NO



У результаті реакції (10.3) утвориться активний атом азоту N, що реагує з киснем з утворенням додаткового оксиду азоту і хімічно активного атомарного кисню:



У продуктах згорання утвориться відповідна кількість оксидів азоту, концентрація яких залежить від багатьох чинників і насамперед від рівня температур у зоні горіння. Тому такі оксиди азоту називають термічні. Теорію їх утворення вперше розробив Я. Б. Зельдович.

У процесі спалювання рідкого і твердого палива, як і з природного газу, утворюються компоненти продуктів повного згорання CO<sub>2</sub> і H<sub>2</sub>O, що є парниковими газами, а також оксиди сірки SO<sub>2</sub> і частково SO<sub>3</sub>. Оксиди сірки також належать до парникових газів, але найбільша їх екологічна небезпека полягає у високій токсичності і здатності утворювати кислотні дощі.

Природа утворення оксидів сірки під час спалювання рідкого і твердого палива різна.

Під час спалювання рідкого палива одним із джерел утворення SO<sub>2</sub> є сполуки, що містять органічну сірку, наприклад метилмеркаптан – CH<sub>3</sub>S.

Крім того, до складу макромолекули рідкого і твердого палива входить тіофен C<sub>4</sub>H<sub>4</sub>S, що також є джерелом утворення SO<sub>2</sub>.

Якщо відомо елементарний склад палива, то з хімічного рівняння



видно, що у процесі спалювання 1 кг палива утвориться 2S<sup>p</sup> на 100 кг діоксиду сірки (де S<sup>p</sup> – уміст сірки в робочій масі палива, %).

До складу рідкого і твердого палива входять також азот палива  $N^p$  у вигляді сполук типу піролу  $C_4H_5N$  і піридину  $C_5H_5N$ . Ці сполуки можуть бути додатковим джерелом утворення так званих паливних оксидів азоту  $NO$  і  $NO_2$ .

Під час спалювання рідкого і твердого палива, порівняно з природним газом, додатково утворюються не лише оксиди сірки і паливні оксиди азоту, але й виникає проблема з утворенням золи. Це особливо актуально щодо спалювання високозольного твердого палива, зольність якого  $A^p$  може перевищувати 30 %. Спалювання твердого палива спричиняє дві екологічні проблеми:

- викиди частинок золи у вигляді аерозолу в атмосферу;
- нагромадження великої кількості твердих відходів у вигляді золошлакових відвалів поблизу джерела спалювання твердого палива.

Наявність золошлакових відвалів призводить до теплового забруднення літосфери й атмосфери, до спотворення ландшафту і забруднення ґрунтових вод. Потрапляння відповідної до рівня  $q_4$  кількості незгорілого палива подовжує окисні та інші реакції всередині відвального об'єму з утворенням «букета» токсичних газів, що забруднюють атмосферу.

Оксиди азоту  $NO_x$  і сірчистий ангідрид  $SO_2$  – найпоширеніші токсичні сполуки, що викидаються в атмосферу під час спалювання органічного палива в котлах. Рівень викидів  $NO_x$  і  $SO_2$  істотно залежить від виду і складу палива. Так, утворення сірчистого ангідриду  $SO_2$  в димових газах залежить від сірчистості палива, а його валовий викид визначається співвідношенням

$$M_{SO_2} = 0,02BS^p(1 - \eta'_{so_2})(1 - \eta''_{so_2}), \quad (10.6)$$

де  $B$  – витрата палива, кг/с;  $S^p$  – уміст сірки в робочій масі палива, %;  $\eta'_{so_2}$  – частка оксидів сірки, що зв'язується легкою золою в котлі (змінюється в діапазоні 0,02...0,8);  $\eta''_{so_2}$  – частка оксидів сірки, що вловлюється у вологому золовловлювачі разом з твердими частинками (залежить від лужності сірки в робочій масі палива і може змінюватися в діапазоні 0...0,8, досягаючи найвищого рівня в умовах великої лужності води та малої сірчистості палива).

Валовий викид оксидів азоту визначається співвідношенням

$$M_{NO_x} = BQ_H^p k_{NO_x}, \quad (10.7)$$

де  $Q_H^p$  – теплота згорання палива, МДж/кг;  $k_{NO_x}$  – питомий викид оксидів азоту  $NO$  і  $NO_2$  у перерахунку на  $NO_2$ , г/МДж.

Останній показник змінюється в діапазоні 0,12...0,25, г/МДж.

У зв'язку з високою токсичністю  $\text{NO}_x$  в енергетиці різних країн існують обмеження щодо максимальних їх концентрацій у продуктах згорання органічних палив (табл. 10.3).

**Таблиця 10.3 - Норми гранично допустимих концентрацій оксидів азоту в димових газах для котлів на природному газі**

Країна	Джерело викидів	Граничнодопустимі викиди			
		Рівень $\text{NO}_x$	Умови визначення		ГДК $\text{NO}_x$ , якщо $\text{O}_2 = 3\%$ ( $\alpha = 1,17$ )
			$\text{O}_2, \%$ об.	$\alpha$	
Голландія	Котли ТЕС	200	3	1,17	200
Німеччина	Котельні установки	500	3	1,17	500
Японія	Те саме	120–200	5	1,31	130–200
США	«	210	6	1,4	250
СНД	Котли ТЕС ( $D_0 > 420$ т/год):				
	1-ї категорії	390	–	–	470
	вищої категорії	350	–	–	420
	Котли ТЕС ( $D_0 < 420$ т/год):				
	1-ї категорії	320	6	1,4	380
	вищої категорії	300	6	1,4	360

Виходячи з рівня питомого викиду  $k_{\text{NO}_2}$  можна перейти до визначення концентрації оксидів азоту ( $\text{г}/\text{м}^3$ ) за допомогою співвідношення

$$\text{NO}_2 = k_{\text{NO}_2} Q_{\text{H}}^{\text{P}} / V^{\text{r}}, \quad (10.8)$$

де  $V^{\text{r}}$  – об'єм димових газів для коефіцієнта надлишку повітря  $\alpha$ ,  $\text{м}^3/\text{кг}$ .

Високий ступінь екологічного ризику під час спалювання органічного палива зумовлює потребу реалізувати заходи щодо охорони навколишнього середовища від шкідливих викидів. Ці заходи мають різноплановий характер і різний ступінь ефективності.

Знизити  $\text{NO}_x$  можна:

- зменшенням коефіцієнта надлишку повітря в топці котла;
- збільшенням рециркуляції димових газів;
- зменшенням одиничної потужності пальників;
- застосування стадійного (або ступеневого) горіння факела в топці котла;
- подача води або водяної пари в зону горіння.

За наявності відповідних можливостей ефективним засобом є використання екологічно чистого палива (наприклад, краще природний газ, ніж мазут і тверде паливо). Такий метод належить до групи активних методів охорони навколишнього середовища.

До пасивних методів можна віднести встановлення обмежень на граничнодопустимі концентрації, визначення мінімально допустимої висоти димової труби, що забезпечує дотримання норм приземних граничнодопустимих концентрацій відповідних викидів у населеній місцевості (табл. 10.4).

**Таблиця 10.4 - Гранично допустимі концентрації і показники відносної небезпечності речовин**

Речовина	Максимальна разова концентра- ція, мг/м <sup>3</sup>	Середньодобова концентрація, мг/м <sup>3</sup>	Відносна небезпечність
Оксид вуглецю	5	3	1
Вуглеводні (неканцерогенні)	5	1,5	2
Нетоксичний пил	0,5	0,15	20
Оксид азоту	0,4	0,06	50
Діоксид сірки	0,5	0,05	60
Сажа (кіпоть)	0,15	0,05	60
Діоксид азоту	0,085	0,04	75
Формальдегід	0,035	0,003	1000
Свинець	–	0,0003	10000
Бенз(а)пірен	–	0,000001	3000000

Ступінь екологічної небезпеки тієї чи тієї токсичної речовини для людини визначається відношенням дійсної концентрації цієї речовини до [ГДК]<sub>i</sub> у повітрі на рівні дихання людини. Це відношення  $k_i = C_i/[ГДК]_i$  називають токсичною кратністю цієї *i*-ї речовини. Воно має бути менше одиниці. За наявності у повітрі одночасно декількох токсичних речовин у концентраціях, близьких до біологічного впливу на живий організм, отруйний вплив посилюється, тому наявність таких речовин навіть у концентраціях, близьких до [ГДК]<sub>i</sub>, недопустима. У зв'язку з цим треба підсумовувати токсичні кратності таких речовин. Умову екологічної безпеки повітряного середовища визначають зі співвідношення:

$$\sum_i^n k_i = \sum_i^n \frac{C_i}{[ГДК]_i} \leq 1, \quad (10.9)$$

де *n* – кількість токсичних інгредієнтів.

Ефект сумачії (спільної посилювальної дії) виявляють: сажа і канцерогенні вуглеводні; оксиди азоту і канцерогенні вуглеводні; діоксид азоту і формальдегід; оксиди азоту і сірки.

### 10.3. Характеристика шкідливих речовин у продуктах згорання палива і їх вплив на довкілля

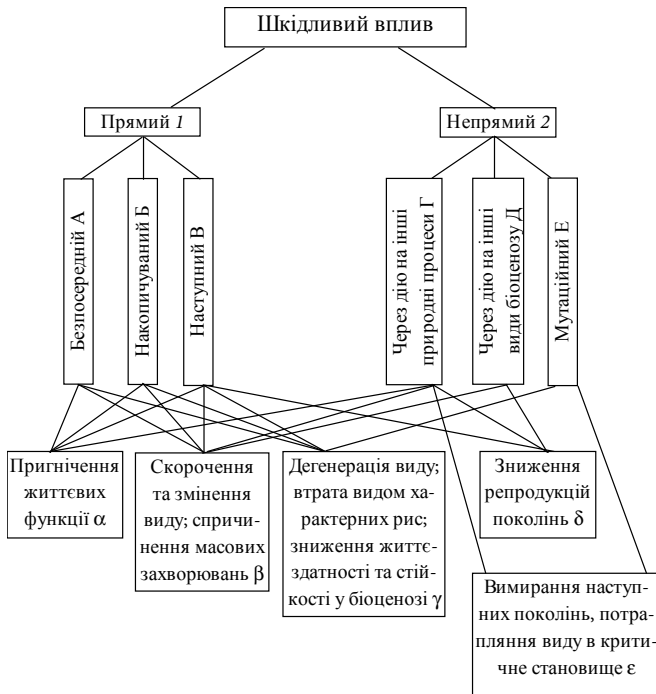
Під забрудненням атмосфери розуміють зміну властивостей і погіршення функцій середовища в результаті викидів забруднювальних речовин (твердих, рідких і газоподібних), теплових та радіоактивних викидів і електромагнітного випромінення, шуму, вібрацій тощо з різних джерел. *Забруднювальні речовини* – це речовини, що негативно впливають на навколишнє середовище (прямо або опосередковано в результаті фізико-хімічних перетворень в атмосфері).

Одночасна дія кількох забруднювальних речовин істотно підсилює їх негативний вплив на людину. Наприклад, імовірність онкозахворювань різко зростає, якщо в організм людини потрапляють канцерогенні речовини разом із сажистими частинками. Останні дані фахівців з комунальної гігієни свідчать, що токсична дія хімічних речовин у поєднанні з шумом і вібрацією зростає у 2,5 – 3 рази. Унаслідок хімічної взаємодії двох токсичних речовин можуть синтезуватися нові шкідливі інгредієнти, більш небезпечні для людини. При взаємодії канцерогенних вуглеводнів і оксидів азоту синтезуються сполуки, що діють на генний фонд людини. На рис. 3.1 наведено структурну схему впливу забруднювальних шкідливих речовин на навколишнє природне середовище.

Показані на схемі зв'язки на практиці реалізуються, ефект їх дії залежить від сили та інтенсивності цих зв'язків. Слабкі складові цієї системи не привертають до себе уваги, ними зазвичай не займаються. Займаються сильними діями, які проявляються значно сильніше та відволікають на себе увагу фахівців, чим затуляють її від аналізу дій слабких факторів.

У цьому приховано велику небезпеку. Ланцюги дій, які нешвидко проявляються та ведуть до необоротних наслідків, іноді довгий час не помітні. Їх можливо зафіксувати лише поглиблено або систематично досліджуючи протягом тривалого часу. Навіть нефахівці відносно легко фіксують деякі проявлення ( $\alpha$ ,  $\beta$ ) у їх ранньому стані. Частіше за все починають фіксувати, а потім займатися прямими діями  $I$  (рис. 10.1). Непрямі дії  $2$  складніше фіксувати і реєструвати результат їх компенсації, виявляти потребу та мету природозахисних заходів, отримувати якусь віддачу від результатів їх реалізації.

Аналізуючи зміст рисунка, можна дійти висновку про те, що треба вести роботу, спрямовану на запобігання прямій шкідливій дії теплоенергетики на навколишнє середовище, оскільки серед результатів дії ( $\alpha - \epsilon$ ) немає неважливих і тому завдання компенсування комплексу результатів можливого впливу є також комплексним і поетапним.



**Рисунок 10.1** - Структурна схема системи шкідливої дії на навколишнє природне середовище забруднювальних речовин продуктів згорання палива

Паливно-енергетичний комплекс, енергетика, транспорт і промисловість – (переважно через процеси, пов’язані з горінням) є основними джерелами антропогенного забруднення навколишнього середовища. За масштабом дії забруднення може бути локальне, регіональне і глобальне.

Розглянемо основні шкідливі газові викиди з погляду їх впливу на навколишнє середовище.

*Вуглекислий газ*  $\text{CO}_2$  утворюється в результаті спалювання викопних видів палива, таких як вугілля, нафта, природний газ, штучне та синтетичне паливо і біомаса (деревина). Це основа компонента (з триатомних газів), який спричиняє утворення «парникового ефекту». У результаті неповного згорання виділяється також монооксид вуглецю  $\text{CO}$  – токсичний газ, що шкідливо впливає на серцево-судинну систему людини.

Щорічно в процесі спалювання органічного палива витрачається близько 10 млрд т кисню, що перетворюється на еквівалентну кількість  $\text{CO}_2$ . За останні 20 років XX ст. концентрація  $\text{CO}_2$  в атмосфері зросла на 15 %.

Молекули CO<sub>2</sub> добре пропускають короткохвильове ультрафіолетове сонячне випромінювання, але поглинають випромінювання в довгохвильовому інфрачервоному спектрі частот, що є причиною підвищення температури атмосфери.

Зниження концентрації CO<sub>2</sub> призводить до зниження середньорічної температури планети: якби в атмосфері зовсім не було CO<sub>2</sub>, уся поверхня Землі покрилася б кригою, а середньорічна температура не перевищувала б рівня 6...10 °С.

Протягом мільйонів років існувала природна рівновага вмісту CO<sub>2</sub> в атмосфері, що сьогодні порушується істотно перш за все техногенною діяльністю людства. Окиснювально-відновні реакції горіння органічного палива до середини наступного сторіччя залишаться основою швидко прогресуючої енергетики світу. За цей час вміст CO<sub>2</sub> в атмосфері може зрости ще в декілька разів. Як наслідок, у найближчому майбутньому слід очікувати потепління клімату Землі.

Однак є й інший погляд. З початку ХХ ст. до 40-х рр. (відповідно до даних гідрометеорологічних спостережень) середньорічна температура Землі підвищилася приблизно на 0,7 °С, а площа арктичних льодів зменшилася на 10 %. Пояснювали це збільшенням концентрації CO<sub>2</sub> в атмосфері, зростанням виробництва і споживання енергії, однак за останні 30 років ХХ ст., незважаючи на збільшення CO<sub>2</sub> вдвічі, збільшення виробництва і споживання енергії, температура землі не підвищилася, а знизилася. Вважають, що в міркуваннях про «парниковий ефект» не взято до уваги вплив аерозолів – дрібних твердих частинок і крапель рідини, що знаходяться у зваженому стані в приземному шарі, тропосфері і стратосфері.

*Аерозолі і тверді частинки* можуть потрапити в атмосферу вже сформованими (пил, зола, сажа). Значна ж їх частина утвориться безпосередньо в атмосфері в результаті хімічних реакцій між газоподібними, рідкими і твердими речовинами, включаючи водяну пару.

Аерозолі утворюються в результаті природних процесів, хоча чимала їх частка має антропогенне походження. З 1–3 млрд т/рік частинок різного хімічного складу розміром менше 1 мкм, що утворюються над поверхнею Землі, приблизно 20 % – результат практичної діяльності людини (пил, насичені речовини, токсичні метали: свинець, ртуть, кадмій).

Аерозолі техногенного походження, на противагу триатомним газам, здатні впливати на клімат Землі, але в протилежному напрямку. Тверді частинки розсіюють сонячне світло, тому значна його частина не досягає поверхні Землі. У результаті змінюється тепловий баланс в напрямку зниження температури.

Певну роль у матеріальних балансах процесів горіння твердого і рідкого палива відіграють тверді продукти згорання, зокрема зола. Зольність



палива залежить від його природи і якості переробки. Розрізняють первинну золу – залишки мінеральних домішок, що входили до складу палива під час його обробки, вторинну золу – сторонні мінеральні речовини, рівномірно розподілені в горючій масі палива, і породу – мінеральні речовини, що потрапили в паливо під час його видобутку. Уміст первинної золи в сухій масі палива практично не перевищує 1–1,5 %, породи – 2–2,5 %. Основними характеристиками золи з погляду її впливу на навколишнє середовище є дисперсність, змішуваність, сипучість, щільність, абразивність і електропровідність.

Викиди можна класифікувати залежно від розмірів частинок: пил – тверді частинки розміром 1...150 мкм; туман – тверді або рідкі частинки 0,2...1 мкм; дим – частинки 0,001...0,1 мкм; аерозолі – переважно скупчення газоподібних молекул розмірами від сотих часток до десятків мікрометрів.

*Діоксид сірки, або сірчистий ангідрид*  $\text{SO}_2$  – один із найтоксичніших газоподібних викидів енергоустановок, становить приблизно 90 % викидів сірчистих сполук із димовими газами котлоагрегатів (решта –  $\text{SO}_3$ ). Найбільшу кількість сірки містять вугілля і важкі види нафтопродуктів; легкі нафтопродукти містять меншу кількість сірки, і, нарешті, бензин і природний газ практично не мають її у своєму складі.

Діоксид сірки впливає на окиснювання, руйнує матеріали, шкідливо впливає на здоров'я людини. Тривалість його перебування в атмосфері відносно невелика: у порівняно чистому повітрі – 15–20 діб, за наявності великих кількостей аміаку й інших речовин – кілька годин. За наявності кисню  $\text{SO}_2$  переходить у  $\text{SO}_3$  і, завдяки взаємодії з водою  $\text{H}_2\text{O}$ , утворює сірчану кислоту. Кінцеві продукти зазначених реакцій розподіляються в такий спосіб: у вигляді осадів на поверхню літосфери – 43 %, на поверхню гідросфери – 13 %; поглинаються: рослинами – 12 %, поверхнею гідросфери – 13 %. Нагромадження сірковмісних сполук здебільшого відбувається у Світовому океані. Вплив цих продуктів на людей, тварин, рослини та різні інші речовини різноманітний, залежить від їх концентрації та інших чинників навколишнього середовища.

*Оксиди азоту* утворюються під час спалювання будь-якого з викопних видів палива, що містять азотні сполуки. Азот утворює із киснем ряд сполук ( $\text{N}_2\text{O}$ ,  $\text{NO}$ ,  $\text{N}_2\text{O}_3$ ,  $\text{NO}_2$ ,  $\text{N}_2\text{O}_4$  і  $\text{N}_2\text{O}_5$ ), властивості яких, активність і тривалість існування різні і слабо залежать від виду і складу палива. Концентрація оксидів азоту визначається режимом і організацією процесів горіння палива.

Оксиди азоту шкідливо впливають на здоров'я людини, зумовлюють утворення «парникового ефекту» і руйнацію озонового шару. Крім того, оксиди азоту спричиняють «вимирання лісів», «кислотні дощі» тощо.

Озон  $O_3$  утворюється на великих висотах (приблизно 30 км) від взаємодії кисню  $O_2$  і ультрафіолетового випромінювання сонця, а також на низьких висотах – у результаті фотохімічних реакцій (зокрема, взаємодії оксидів азоту і гідрокарбонатів). Озон спричиняє «парниковий ефект», «вимирання лісів», негативно впливає на здоров'я людини, культивування рослин.

Метан  $CH_4$  утворюється в результаті розкладання органічних речовин, наприклад, у сільському господарстві, у процесі вуглевидобутку, нафто- і газовидобутку, газорозподілу і спалювання біомаси. Метан також є причиною виникнення «парникового ефекту».

## 10.4. Нормування вмісту шкідливих речовин у продуктах згорання органічного палива

Як уже відомо з вищенаведеного матеріалу, у продуктах згорання органічного палива, передусім у димових газах ТЕС, опалювально-виробничих котелень та інших промислових і транспортних об'єктів міститься велика кількість шкідливих для навколишнього середовища токсичних речовин. Питомі (табл. 10.5) і валові (табл. 10.6) об'єми викидів теплоенергетичних установок залежать від типу палива і потужності об'єкта (останнє стосується тільки валових викидів).

Таблиця 10.5 - Питомі показники забруднення атмосфери (г/кВт г) при згоранні органічного палива за даними Міжнародного інституту прикладного системного аналізу (м. Відень)

Викиди	Вид палива			
	Кам'яне вугілля	Буре вугілля	Мазут	Природний газ
SO <sub>2</sub>	6,0	7,7	7,4	0,002
Оксиди азоту	2,1	3,4	2,4	1,9
Тверді частки	1,4	2,7	0,7	-
Фтористі сполуки	0,05	1,11	0,004	-

Таблиця 10.6 - Валові викиди (млн кг/рік) та витрата палива ТЕС потужністю 1 000 МВт

Викиди	Вид та річна витрата палива		
	Природний газ ( $1,9 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ )	Мазут ( $1,57 \cdot 10^6 \text{ т}$ )	Вугілля ( $2,3 \cdot 10^6 \text{ т}$ )
SO <sub>2</sub>	0,012	52,7	139,0
Оксиди азоту	12,0	22,0	21,0
CO	Незначне	0,08	0,21
Тверді частинки	0,46	0,73	4,49
Гідрокарбонати	Незначне	0,67	0,52

Примітка. Вміст: у мазуті – S<sup>p</sup> = 1,6 %; A<sup>p</sup> = 0,05 %; у вугіллі – S<sup>p</sup> = 3,59 %; A<sup>p</sup> = 9 %.

Для електроенергетичної галузі, що витрачає понад 20 % котельно-пічного палива від загального рівня його споживання, характерним є збільшення викидів. Це наочно видно з табл.10.7, для якої головною особливістю є тенденція збільшення складового вугілля, яке є більш забруднюючим паливом, і скорочення частки газу й особливо мазуту.

Таблиця 10.7 - Структура споживання органічних палив в енергетиці України

Роки	Вугілля			Природний газ			Мазут			Всього
	Натур. млн. т	Млн. т у.п.	%	Натур. млн. т	Млн. т у.п.	%	Натур. млн. т	Млн. т у.п.	%	
1990	40,9	26,0	33,4	33,7	38,6	49,6	9,7	13,1	16,8	77,7
1997	17,4	17,4	54,2	11,5	13,1	40,9	1,14	1,55	4,8	32,05

Як бачимо, у тепловій енергетиці України конкуруючими видами палива є вугілля і природний газ, кожний із яких має свої переваги і недоліки.

З технологічного погляду перевага тут на боці природного газу як висококалорійного екологічно чистого палива. Газ легко транспортується, зручний для застосування в сучасних енергетичних технологіях, таких, наприклад, як парогазові установки з електричним ККД на рівні 52–60 %. Нагадаємо, однак, що об'єм видобутку газу в Україні (близько 28 млрд м<sup>3</sup>/рік) задовольняє потребу в ньому лише на 22 %. Тому з погляду енергетичної безпеки стратегічною сировиною (паливом) для України залишається вугілля, промислові запаси якого становлять ~ 26 млрд т. Це може задовольнити потребу в ньому для України протягом кількох сторіч. Незважаючи на те, що останнім часом річний видобуток вугілля знизився до 80 млн т, потенціал вугільної галузі оцінюють приблизно в 100 млн т/рік. Якість до-

нецького вугілля досить висока:  $Q_H^p = 22,2 \dots 26,6$  МДж/кг, середня зольність – 22,6 %, хоча в процесі видобутку зольність підвищується до 27–35 %, а теплота згорання зменшується до  $Q_H^p = 13,8 \dots 20,8$  МДж/кг.

Токсичні і шкідливі викиди по-різному впливають на навколишнє середовище і мають різні масштаби розсіювання і трансформації в атмосфері (табл. 10.8).

**Таблиця 10.8 - Розсіювання і трансформація викидів в атмосфері**

Речовина	Масштаб трансформації	
	Відстань, км	Час існування, д
NO	10	1 год
NO <sub>2</sub>	100	2
SO <sub>2</sub>	100	2
HNO <sub>3</sub>	1000	4
H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	1000	4
ПАВ	1000	4
CH <sub>4</sub>	У глобальному масштабі	
		10 років

Залежно від інтегральних особливостей впливу на навколишнє середовище всі шкідливі речовини розділяють на 4 класи небезпеки: 1 – *надзвичайно небезпечні* (бенз(а)пірен C<sub>20</sub>H<sub>12</sub>); 2 – *високонебезпечні* (формальдегід СНОН, діоксид азоту NO<sub>2</sub>); 3 – *помірно небезпечні* (сажа С, діоксид сірки SO<sub>2</sub>, оксид азоту NO); 4 – *малонебезпечні* (аміак NH<sub>3</sub>, оксид вуглецю СО).

Концентрацію шкідливих речовин в атмосфері відповідно нормують. Для цього вводять ГДК, характерні для кожної речовини, і визначення, що змінюються залежно від умов, концентрації. Розрізняють такі рівні ГДК:

- *граничнодопустима максимальна разова концентрація* (ГДК<sub>м.р</sub>) шкідливих речовин у повітрі місцевості, що не викликає протягом 30 хв рефлекторних (спонтанних) реакцій в організмі людини;
- *граничнодопустима середньодобова концентрація* (ГДК<sub>сд</sub>) речовини в повітрі місцевості, що шкідливо не впливає на людину протягом невизначеного тривалого періоду (роки).

Норми граничнодопустимих концентрацій є важливою характеристикою контролю рівня забруднень. Вони різняться для різних країн і регіонів як установленим рівнем ГДК, так і періодом спостереження відповідних концентрацій (табл. 10.9).

Крім того, для промислових підприємств встановлюють ГДК робочої зони (ГДК<sub>р.з</sub>).

Граничнодопустимі концентрації встановлюють на рівні дихання людини.

Таблиця 10.9 - Граничнодопустимі концентрації токсичних газів в атмосфері

Компонента	Країна	Розмірність	Концентрація залежно від періоду спостережень			
			середньогодинна	середньодобова	середньомісячна	середньорічна
Діоксид сірки SO <sub>2</sub>	Японія	<i>ppm</i> *	–	0,04	–	–
	США	<i>ppm</i>	–	0,14	–	0,03
	Німеччина	<i>ppm</i>	–	–	–	0,05
	Канада	<i>ppm</i>	–	0,06	–	–
	Швеція	<i>ppm</i>	–	0,25	–	–
	Італія	<i>ppm</i>	–	0,15	–	–
	Корея	<i>ppm</i>	0,15	–	–	–
СНД	мг/м <sup>3</sup>	–	–	0,05	–	
Діоксид азоту NO <sub>2</sub>	Японія	<i>ppm</i>	–	0,04–0,06	–	0,02–0,03
	США	<i>ppm</i>	–	–	–	0,05
	Німеччина	<i>ppm</i>	–	–	–	0,05
	Канада	<i>ppm</i>	–	0,1	–	–
	Фінляндія	<i>ppm</i>	–	0,1	–	–
	СНД	мг/м <sup>3</sup>	–	–	0,04	–

\**ppm* – "part pro million" (частин на мільйон по об'єму).

Для характеристики токсичності використовують також показник токсичності

$$A_i = \alpha_i \cdot \delta_i \cdot a_i, \quad (10.11)$$

де  $\alpha_i$  – імовірність нагромадження  $i$ -ї компоненти;  $\delta_i$  – показник впливу на різні об'єкти (крім людини);  $a_i$  – показник відносної небезпеки (порівняно з СО), визначають як

$$a_i = \left\{ \left( \text{ГДК}_{\text{с.д}} \times \text{ГДК}_{\text{р.з}} \right)_{\text{СО}} / \left( \text{ГДК}_{\text{с.д}} \times \text{ГДК}_{\text{р.з}} \right)_i \right\}^{0,5}. \quad (10.12)$$

Характеристики токсичних речовин, що можуть входити до складу продуктів згорання теплоенергетичних установок наведено в табл. 10.10.

Вплив кожної з токсичних речовин визначається рівнем її концентрації в повітрі. Так, якщо концентрація NO<sub>2</sub> у повітрі на рівні 150 частинок на мільйон (*ppm*) або 300 мг/м<sup>3</sup>, то можливі серйозні захворювання дихальних шляхів людини аж до її загибелі; на рівні 50–100 *ppm* – небезпечні захворювання на бронхіт або запалення легенів; на рівні 5 *ppm* (10 мг/м<sup>3</sup>) – шкідливо для здоров'я людини.

Таблиця 10.10 - Екологічні характеристики найбільш імовірних токсичних компонентів у складі продуктів згорання ТЕС

Речовина	ГДК, мг/м <sup>3</sup>		Клас небезпеки	Поправки токсичності		Показники токсичності	
	робочої зони	середньодобова		$\alpha_i$	$\delta_i$	$a_i$	$A_i$
Оксид вуглецю CO	20	3,0	IV	1,0	1,0	1,0	1,0
Аміак NH <sub>3</sub>	20	0,04	IV	1,0	1,2	8,66	10,4
Оксид азоту NO	10	0,06	III	1,0	1,6	10,0	15,0
Діоксид сірки SO <sub>2</sub>	10	0,05	III	1,0	1,5	11,0	16,4
Сажа С	4	0,05	III	2,0	1,2	17,3	41,5
Діоксид азоту NO <sub>2</sub>	2	0,04	II	1,0	1,5	27,4	41,5
Формальдегід CH <sub>2</sub> O	0,1	0,06	II	1,0	1,2	100	120
Метилмеркаптан CH <sub>3</sub> SH	0,8	9·10 <sup>-6</sup>	II	1,0	1,0	2890	2890
Бенз(а)пірен C <sub>20</sub> H <sub>12</sub>	1,5·10 <sup>-4</sup>	10 <sup>-6</sup>	I	2,0	1,0	6,3·10 <sup>5</sup>	12,6·10 <sup>5</sup>

Таблиця 10.11 - Норми ГДК (NO<sub>x</sub>, мг/м<sup>3</sup>) для викидів з котлоагрегатів (для країн СНД), якщо  $\alpha = 1,4$

Вид палива	Котли 1-ї категорії		Котли вищої категорії	
	Парова потужність, т/год			
	≤420	>420	≤420	>420
Природний газ	320	390	300	350
Мазут	340	440	300	350
Буре вугілля і сланці	550	550	500	500
Кам'яне вугілля, якщо:				
$N^I \leq 0,05$ %·кг/МДж	600	750	500	500
$N^I > 0,05$ %·кг/МДж	790	890	650	700

Як уже відзначено, крім нормування ГДК на рівні дихання людини, існує нормування рівня допустимих концентрацій на виході з димових труб ТЕС. Наприклад, для димових газів ТЕС та інших енергетичних і промислових об'єктів ГДК шкідливих речовин установлює відповідність стану повітряного середовища населених місцевостей гігієнічним нормам у найнесприятливіших метеорологічних умовах.

Для котлоагрегатів норми ГДК оксидів азоту NO<sub>x</sub> у країнах СНД установлюють, виходячи з концентрації кисню в димових газах на рівні 6 %, вони залежать від категорії котлоагрегатів і типу палива (табл. 10.11).

Для ГТУ сучасні норми ГДК NO<sub>x</sub> у країнах СНД становлять 150 мг/м<sup>3</sup> у димових газах (вміст у них кисню на рівні 15 %).

## **Контрольні запитання**

1. Роль органічного палива в розвитку енергетики й енергоспоживання країни.
2. Характеристика повного і неповного згорання палива.
3. Основні стадії спалювання палива .
4. Особливості і характеристики спалювання органічних палив.
5. Утворення екологічно шкідливих речовин у процесі згорання органічного палива.
6. Граничнодопустимі концентрації і показники небезпечності речовин.
7. Характеристики продуктів згорання палива.
8. Характеристика впливу шкідливих речовин на навколишнє середовище.
9. Підстави та особливості нормування вмісту шкідливих речовин у продуктах згорання органічного палива.
10. Характеристика токсичних викидів і їх впливу на навколишнє середовище.

# ЧАСТИНА IV. СИСТЕМИ ОДЕРЖАННЯ ТЕПЛОВОЇ ТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

## 11 | Традиційні способи одержання теплової та електричної енергії

### 11.1. Виробництво енергії на теплових електростанціях

Одним з найбільш досконалих видів енергії є електроенергія, широке використання якої обумовлене наступними можливостями:

- вироблення у великих кількостях поблизу родовищ і водяних джерел;
- транспортування на далекі відстані з відносно невеликими втратами;
- трансформації в інші види енергії: механічну, хімічну, теплову, світлову; відносну відсутність забруднення навколишнього середовища;
- застосування принципово нових прогресивних технологічних процесів з високим ступенем автоматизації.

Не менш поширеною є теплова енергія, яка широко використовується на сучасних виробництвах та в побуті у вигляді енергії пари, гарячої води, продуктів згоряння палива.

*Загальні питання*

*Виробництво енергії на теплових та атомних електростанціях*

*Теплоелектроцентралі*

*Атомні електричні станції*

*Графіки електричного та теплового навантаження*



Електрична і теплова енергія виробляється на:

- теплових електричних станціях на органічному паливі (ТЕС) з використанням в якості робочого тіла турбін водяної пари (паротурбінні установки - ПТУ), продуктів згоряння (газотурбінні установки - ГТУ), та їх комбінацій (парогазові установки - ПГУ, газопарові - ГПУ);
- гідравлічних електричних станціях (ГЕС), які використовують енергію падаючого потоку води, плину, припливу атомних електричних станціях (АЕС), які використовують енергію ядерного розпаду.

Теплові електричні станції (ТЕС) можна розділити на конденсаційні (КЕС), що виробляють тільки електроенергію (вони називаються також ДРЕС - державні районні електростанції), та теплоелектроцентралі (ТЕЦ) - з комбінованим виробленням електричної і теплової енергії.

Сучасні теплові електричні станції мають переважно блокову структуру, тобто складаються з окремих енергоблоків. До складу кожного з них входять основні агрегати - турбінний та котельний і безпосередньо пов'язане з ними допоміжне устаткування. Турбіна разом з котлом, який живить її паром, утворює моноблок. Розглянемо схему виробництва електричної енергії на ТЕС, яка працює на твердому паливі (рис.11. 1).

Вугілля надходить зі складу в систему підготовки палива, де дробиться, підсушується і розмелюється, перетворюючись у вугільний пил. У такому вигляді паливо надходить у пальники, де змішується з підігрітим повітрям, що подається дуттєвим вентилятором з атмосфери. Якщо використовується рідке паливо (мазут), то воно попереду підігрівається до 100- 140°C и розпоршується у форсунках. Забір повітря здійснюється узимку зовні; а влітку - з верхньої частини приміщення котельні.

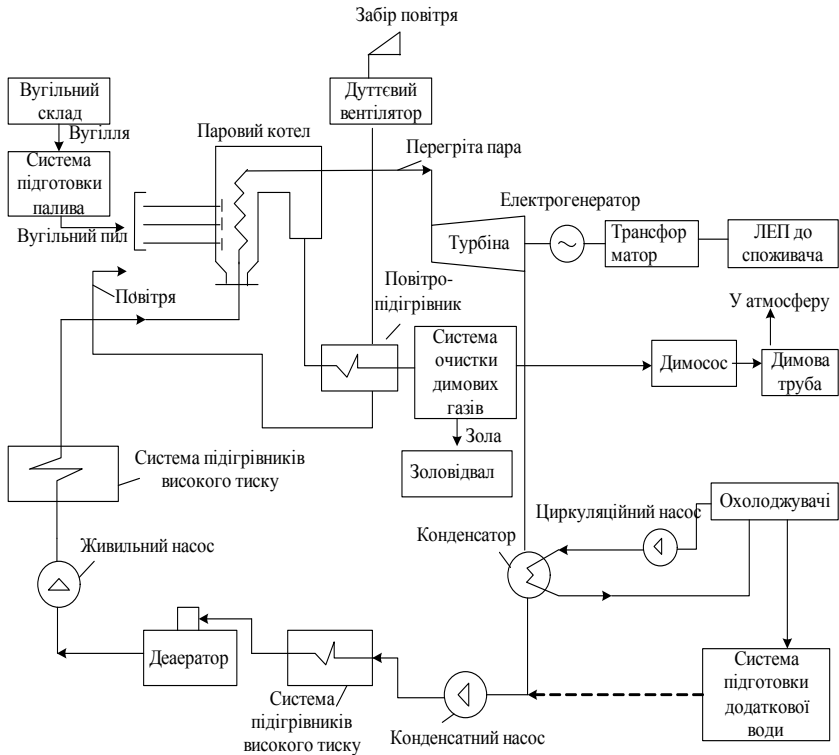
Пристрої для попереднього підігріву повітря, в яких температура повітря досягає 70-80°C, називаються калориферами. Повітря, необхідне для підтримки процесу горіння, підігрівається далі у повітропідігрівнику до 250-400°C, в залежності від виду палива і режиму горіння, за рахунок теплоти димових газів, які утворюються при згоранні палива.

Паливо згорає в топковій камері парового котла з виділенням теплоти. Ця теплота передається робочому тілу - воді, перетворюючи її спочатку в насичену пару (з температурою киплячої рідини, з якої вона отримана), а потім у перегріту (з більш високою температурою, ніж температура кипіння рідини при даному тиску).

Паровий котел являє собою систему теплообмінників (поверхонь нагрівання), де в необхідній кількості з води виробляється пара заданих параметрів, за рахунок теплоти, одержуваної при спалюванні органічного палива. Вода, що надходить у котел, називається живильною, підігрів якої до температури насичення (кипіння) відбувається в економайзері, процес па-

роутворення - у випарній (пароутворюючий) поверхні нагріву, перегрів пари - у пароперегрівнику.

Температура в зоні активного горіння в топковій камері може досягати 1500-1800° у залежності від виду палива і режиму горіння. Середня температура продуктів згоряння в топковій камері складає 1300 - 1400°С, а залишають гази топкову камеру з температурою 900- 1200°С. Пройшовши через перегрівники, гази охолоджуються до 800-900°С (після ширмового пароперегрівника) і далі до 500-600°С (після конвективного і проміжного пароперегрівників). Сучасні енергетичні котли високого тиску виробляють пару тиском 10 і14 МПа з температурою 540°С и 560°С, а зверхкритичного тиску - з тиском 25,5 МПа з температурою 545°С.



**Рисунок 11.1** - Схема виробництва електроенергії на ТЕС

Паропроодуктивність котла визначається кількістю пари, що виробляється паровим котлом в одиницю часу (т/г). Сучасні парові котли мають широкий діапазон паропроодуктивності від 120 до 3950 т/г. Так, для енерго-

блоків потужністю 300, 500, 800 МВт застосовуються котли паропродуктивністю відповідно 950, 1650, 2650 т/г. У блоці потужністю 1200 МВт працює котел паропродуктивністю 3950 т/г.

Енергія пари приводить в обертання ротор парової турбіни. Турбіна являє собою ротаційний тепловий двигун лопаткового типу. Струмień робочого тіла надходить через направляючі апарати - сопла на криволінійні лопатки, закріплені на окружності робочого колеса, і, обертаючись, виходить з них. За рахунок повороту потоку виникає окружна сила, що створює крутильний момент, який приводить в обертання робоче колесо, закріплене на валу. У процесі розширення робочого тіла (пари) у соплах потенційна енергія переходить у кінетичну, що супроводжується збільшенням швидкості потоку. Пара розширюється в ступінях турбіни і виконує роботу. Механічна енергія обертання вала турбіни передається електрогенератору, що виробляє електроенергію, яка після підвищення напруги в трансформаторі направляється по лініях електропередачі до споживача.

Продукти згоряння палива проходять через газовий тракт котла (перед економайзером температура газів складає 500-600°C, перед повітропідігрівником - 300-450°C) і віддають свою теплоту поверхням нагрівання котла (за повітропідігрівником газу мають температуру 110 - 160°C). Потім надходять у систему очищення димових газів (золоуловлювачі), далі димососом подаються в димар і розсіюються в атмосфері. Зола, яка уловлюється в системі очищення разом зі шлаком, що утворюється в топковій камері, направляється на золовідвал. Частина золи випадає в нижню частину топки у виді шлаку. Видалення уловленої золи і шлаку здійснюється пристроями систем золовидалення і шлакоудаління.

Пара, яка відробила у турбіні, подається в конденсатор, де конденсується, віддаючи тепло охолодженій воді. Остання перекачується циркуляційним насосом з охолоджувачів, у якості яких служать градірні чи природні водойми - озера, ріки, водоймища. Конденсатор - теплообмінний апарат, призначений для перетворення пари, що відробила в турбіні, в рідкий стан - конденсат. Конденсація пари відбувається за рахунок зіткнення його з поверхнею тіла, яка має температуру нижчу температури насичення пари при тиску в конденсаторі. Конденсація пари супроводжується виділенням теплоти, витраченої раніше на випар рідини.

Конструктивно пара надходить з турбіни і конденсується на поверхні конденсаційних трубок, усередині яких протікає охолоджувальна вода. Конденсат, що утворюється, стікає в нижню частину конденсатора. За рахунок різкого зменшення питомого об'єму пари створюється низький тиск пари, яка відробила, (вакуум). Чим нижче температура охолоджувальної води і чим більше її витрата, тим більш глибокий вакуум можна одержати в конденсаторі. Звичайно тиск у конденсаторі складає 0,004 МПа.

Конденсат, що утворюється, відкачується з конденсатора конденсатним насосом і поступає у систему підігрівників низького тиску, де підігрівається парою, що відбирається з турбіни. Потім подається у деаератор, у якому звільняється від газів, що містяться - кисню, вуглекислого і деяких інших, і додатково підігрівається добірною парою. Нарешті, деаерована вода живильним насосом подається в систему підігрівників високого тиску, в який після підігріву парою високого тиску з отборів турбіни надходить у котел. На цьому цикл замикається. Втрати робочого тіла компенсуються в системі водопідготовки очищеною додатковою водою.

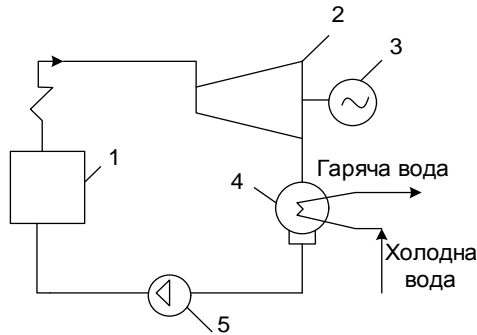
Основним показником енергетичної ефективності електростанції є коефіцієнт корисної дії (ККД) відпуску електричної енергії, який називається абсолютним електричним коефіцієнтом корисної дії електростанції. Він визначається відношенням відпущеної (виробленої) електроенергії до витраченої енергії (теплоти спаленого палива) і складає 35-40 %.

## 11.2. Теплоелектроцентралі

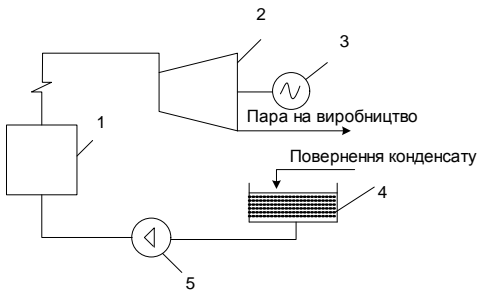
Теплоелектроцентралі, як і КЕС, виробляють електроенергію. Крім цього, відпускають споживачу теплову енергію у виді пари і гарячої води для технологічних потреб виробництва та гарячої води для комунально-побутового споживання (опалення, гарячого водопостачання). При такому комбінованому виробництві теплової й електричної енергії в теплову мережу віддається більша теплота пари, що відробила в турбінах. Це приводить до зниження витрати палива на 25-30 % у порівнянні з роздільним виробленням електроенергії на КЕС і теплоти в районних котельнях. Оскільки для виробничих і побутових нестатків потрібні пара чи вода у широкому діапазоні температур і тисків, на ТЕЦ застосовуються теплофікаційні турбіни різних типів у залежності від характеру споживання теплоти.

На рис. 11.2 представлена схема ТЕЦ з так званими турбінами з погіршеним вакуумом, тиск у конденсаторі яких підтримується на рівні достатньому, щоб температура насичення пари була досить високою для нагрівання охолоджувальної води в конденсаторі. Нагріта до необхідної температури вода направляється споживачу.

На рис.11.3 зображена схема ТЕЦ, у якій застосовані так звані турбіни з протитиском. В установках цього типу конденсатор відсутній, а пара, яка відробила, направляється з турбіни по паропроводу на виробництво, де віддає теплоту і конденсується. З виробництва конденсат повертається для живлення котлів. Тиск пари на виході з турбіни визначається потребами виробництва.

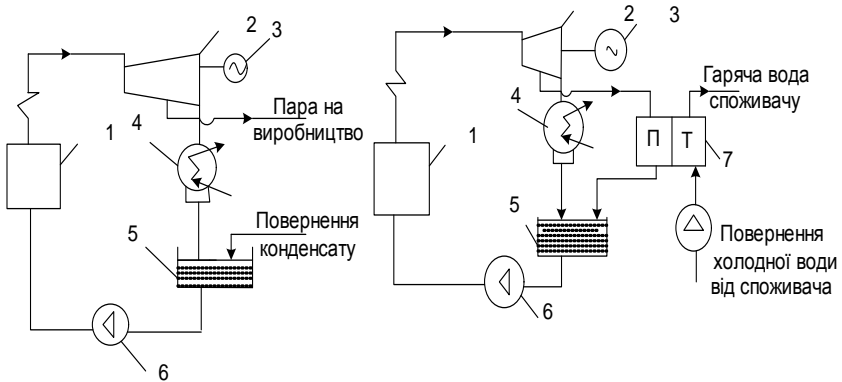


**Рисунок 11.2** – ТЕЦ з турбінами з погіршеним вакуумом: 1- паровий котел, 2- турбіна, 3 – електрогенератор, 4 – конденсатор, 5 - живильний насос.



**Рисунок 11.3** – ТЕЦ з турбінами з протитиском  
1 - паровий котел, 2 - турбіна, 3 – електрогенератор, 4 – живильний бак,  
5 - живильний насос

На рис. 11.4 показана схема ТЕЦ з турбінами з відбором пари. Згідно цієї схеми частина пари досить високих параметрів відбирається з проміжних ступенів турбіни. Відібрана пара може бути спрямована на виробництво (так названий виробничий добір), з відкля конденсат повертається в установку (рис. 11. 4, а), або в спеціальні підігрівники-теплообмінники, де нагріває воду, що потім використовується для опалювальних цілей (так названий теплофікаційний добір) (рис.11.4, б). Варто помітити, що на сучасних ТЕЦ найбільш поширені турбіни з відбором пари.



**Рисунок 11.4** – ТЕЦ з турбінами з відбором пари (а – з виробничим відбором, б – з теплофікаційним відбором)

а)

1 – паровий котел, 2- турбіна,  
3- електрогенератор, 4- конденса-  
тор, 5- живильний блок, 6- живи-  
льний насос

б)

1 – паровий котел, 2 – турбіна,  
3 - електрогенератор, 4 – конденса-  
тор, 5- живильний бак, 6 – підігрів-  
ник – теплообмінник

## 11.3 Атомні електричні станції

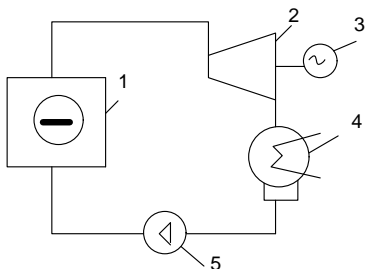
Теплові схеми атомних електростанцій залежать від типу реактора, виду теплоносія, складу устаткування і можуть бути одно-, дво- та три-контурними.

В одноконтурних схемах (рис.11.5) пара виробляється безпосередньо в реакторі. Отримана паро - водяна суміш (паровмістом до 15 %) подається в барабан-сепаратор, звідки отсепарована насичена пара надходить у парову турбіну. Пар, що відробив у турбіні, конденсується. Конденсат циркуляційним насосом подається в реактор.

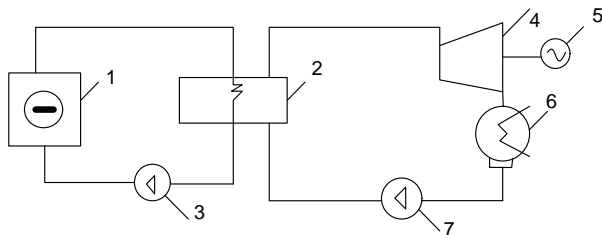
Одноконтурна схема найбільш проста в конструктивному відношенні і досить економічна. Однак робоче тіло на виході з реактора стає радіоактивним, що висуває підвищені вимоги до біологічного захисту й утруднює проведення контролю і ремонту устаткування.

У двоконтурних схемах (рис.11.6) існують два самостійних контури. Контур теплоносія - перший; контур робочого тіла - другий. Загальне устаткування обох контурів - парогенератор. Нагрітий у реакторі теплоносієм надходить у парогенератор, де віддає свою теплоту робочому тілу, а потім за

допомогою головного циркуляційного насоса повертається в реактор. У першому контурі знаходиться компенсатор обсягу, що регулює підтримку тиску в контурі при зміні температури на рівні значно вищому, ніж у другому. Отриманий у парогенераторі пар подається в турбіну, де здійснює роботу. Потім конденсується, і конденсат живильним насосом подається в парогенератор. Наявність парогенератора ускладнює установку і зменшує її економічність, але перешкоджає появі радіоактивності в другому контурі.



**Рисунок 11.5** – Теплова схема простішої одноконтурної атомної станції  
1 – ядерний реактор, 2 – турбіна, 3 – електрогенератор, 4 – конденсатор,  
5 – живильний насос



**Рисунок 11.6** – Теплова схема простішої двоконтурної атомної електростанції: 1 – ядерний реактор, 2 – теплообмінник - парогенератор, 3 – головний циркуляційний насос, 5 – електрогенератор, 6 – конденсатор, 7 – живильний насос.

У триконтурній схемі теплоносіями першого контуру служать рідкі метали, наприклад, натрій. Радіоактивний натрій першого контуру з реактора направляється в теплообмінник, де віддає теплоту натрію проміжного контуру, і циркуляційним насосом повертається в реактор. Тиск натрію в проміжному контурі вище, ніж у першому, для виключення витоків радіоактивного натрію. Натрій проміжного контуру віддає теплоту в парогенераторі робочому тілу (воді) третього контуру. Утворений в паро-

генераторі пар надходить у турбіну, виконує роботу, конденсується і живильним насосом подається в парогенератор. Триконтурна схема вимагає великих витрат, але забезпечує безпечну експлуатацію реактора.

Робота АЕС по технологічних умовах відрізняється від роботи теплової електростанції. Основним розходженням є те, що роль джерела теплоти на теплової електростанції грає паровий котел, у якому спалюється органічне паливо, а на АЕС - ядерний реактор, теплота в якому виділяється в результаті розпаду ядерного палива. Ядерне паливо має високу теплотворну здатність (у мільйони разів вище, ніж органічне). В одному грамі урану міститься 2,6·10<sup>21</sup> ядер; при розподілі всіх цих ядер виділяється енергія, що дорівнює 2000 кВтг. Для одержання такої кількості енергії потрібно спалити більш 2000 кг вугілля. У зв'язку з цим при експлуатації АЕС витрати по доставці і транспортуванню палива зведені до мінімуму. Однак при експлуатації АЕС у процесі роботи ядерного реактора утворюється велика кількість радіоактивних речовин у паливі, конструкційних матеріалах, теплоносії. Тому АЕС є потенційним джерелом радіаційної небезпеки для обслуговуючого персоналу, а також навколишнього середовища. Це потребує підвищених вимог до надійності і безпеки її експлуатації.

## **11.4. Графіки електричного та теплового навантаження**

Особливістю роботи електричних станцій є те, що загальна кількість електричної енергії, яку виробляють у кожний момент часу, майже цілком відповідає кількості споживаної.

Найчастіше вони працюють паралельно в енергетичній системі, покриваючи загальне електричне навантаження системи і одночасно теплове навантаження свого району (якщо електростанція не конденсаційна). Однак є електростанції місцевого значення, які обслуговують окремий район, без підключення до загальної енергетичної системи. У цих випадках електрична станція бере на себе загальне електричне навантаження району.

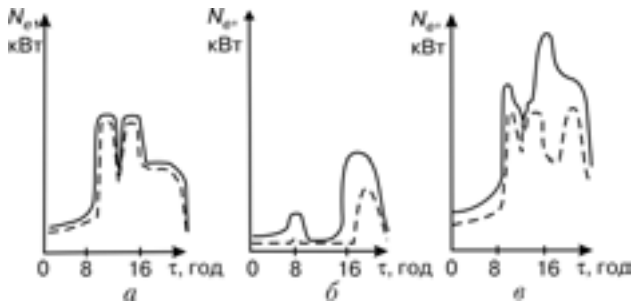
*Загальне електричне навантаження* промислового району складається переважно з навантаження, пов'язаного із забезпеченням споживача електроенергією для виробничих потреб, приводу електродвигунів залізничного і міського транспорту, а також з витратою енергії на освітлення і побутові потреби.

Складові частини загального навантаження змінюються як протягом доби, так і протягом року. Для п'ятиденного робочого тижня промислове



навантаження є основною складовою загального електричного навантаження в робочі дні тижня. У недільні та святкові дні промислове навантаження різко спадає, помітно зменшуючи загальне електричне навантаження.

Графічне зображення залежності електроспоживання від часу називають графік електричного навантаження. На рис. 11.7 наведено типові добові графіки електричного навантаження (промисловий, освітлювально-побутовий і сумарний). Мінімум промислового навантаження спостерігають зазвичай у нічний час, коли енергію споживають лише підприємства, які працюють у три зміни. Найбільше навантаження в період від 8 до 16 години, коли енергію подають майже всім підприємствам. У період із 16 до 24 години навантаження має проміжне значення (енергію споживають підприємства, які працюють у дві і три зміни). Провал електричного навантаження в денний час пов'язаний зі зменшенням споживання електроенергії під час обідніх перерв.



**Рисунок 11.7** - Добові графіки електричного навантаження:  
*a* – промисловий; *б* – освітлювально-побутовий; *в* – сумарний;  
 ---- зима; ----- літо

Якісно літній добовий графік промислового навантаження не відрізняється від зимового. Освітлювально-побутове навантаження істотно залежить від пори року і має найбільше значення у вечірні години взимку. Влітку добовий максимум навантаження (пік) знижується за абсолютним розміром і тривалістю і настає пізніше. Освітлювально-побутове навантаження містить у собі також навантаження від електропобутових приладів, які зазвичай мають різко виражений за розміром максимум у вечірні години. Ранковий пік освітлювально-побутового навантаження пов'язаний зі збільшенням електроенергії на побутові потреби.

Сумарний графік промислового і освітлювально-побутового навантаження має два максимуми споживання електроенергії протягом доби.

Якщо цей графік доповнити навантаженням електрифікованого транспорту, урахувати витрати енергії на власні потреби станції і втрати в лініях електричних передач, то характер залежності навантаження від часу не зміниться (рис. 11.8). Максимум електричного навантаження, який настає в зимовий час у другій половині дня, визначає загальний добовий максимум електричного навантаження і загальної потужності працюючих агрегатів, потрібних для забезпечення електроенергією всіх споживачів.

Якщо електростанція працює ізольовано, то сумарний графік електричного навантаження цього району має збігатися з електричним навантаженням електростанції. Якщо ТЕС працює в складі єдиної енергосистеми, то вона віддає енергію в загальну систему і сумарний графік електричного навантаження характеризує роботу системи (району), а навантаження кожної окремої електростанції визначає диспетчерська служба.

Аналіз графіків електричного навантаження показує, що споживання електричної енергії відбувається нерівномірно. Відношення кількості виробленої енергії за певний період до тієї кількості енергії, яку виробила б електростанція за той самий час, працюючи з максимальним навантаженням, називається коефіцієнтом використання максимуму –  $\mu_{\max}$ . Іноді це відношення називають також коефіцієнтом заповнення графіка електричного навантаження. З цього визначення випливає, що

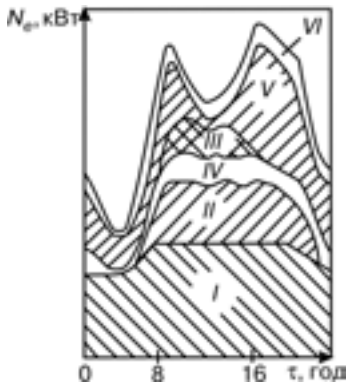
$$\mu_{\max} = \frac{E}{N_{e\max} \tau_p}, \quad (11.1)$$

де  $E$  – загальна кількість виробленої електроенергії, кВт·год;  $N_{e\max}$  – максимальне навантаження, кВт;  $\tau_p$  – кількість годин роботи електростанції.

Чим більше  $\mu_{\max}$ , тим повніше використовують потужності устаткування. Для системи, яка об'єднує велику кількість електростанцій, коефіцієнт використання максимуму найчастіше значно вищий, ніж для окремих електростанцій, які працюють ізольовано.

У великих системах коефіцієнт використання максимуму зазвичай вищий, ніж для районних енергосистем.

Велике значення мають річні графіки електричного навантаження, які складають за даними добових графіків. Характер річних графіків протягом кількох років змінюється неістотно, у зв'язку з чим полегшується завдання їх побудови на майбутній період.



**Рисунок 11.8** – Повний добовий графік електричного навантаження: *I, II, III* – три-, дво- і однозмінні промислові підприємства відповідно; *IV* – електрифікований транспорт; *V* – освітлювально-побутове навантаження; *VI* – втрати і власні потреби станції

Річний графік навантаження енергосистеми покривають агрегати і електростанції різної економічності. Розподіляти сумарне навантаження між окремими електростанціями (агрегатами) відповідно до загального графіка треба так, щоб забезпечити найекономічнішу роботу системи в цілому. Цього можна досягти, якщо електростанції, які мають менші паливні й експлуатаційні витрати, будуть завантажувати на більшу кількість годин використання в році, а електростанції з великими паливними й експлуатаційними витратами – на меншу кількість годин.

На рис. 11.9 показано типову криву тривалості зміни річних електричних навантажень.

Електростанції, які працюють значну частину року з найбільшим можливим навантаженням і тим самим беруть участь у покритті нижньої частини графіка тривалості навантаження (рис. 11.9), називають базовими. Електростанції,

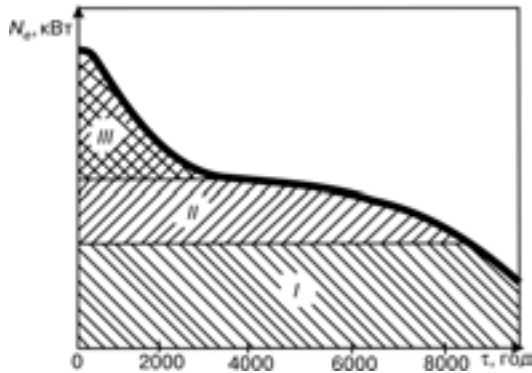
які використовують тільки протягом частини року для покриття пікового навантаження, називають піковими.

Поряд з базовими і піковими в системі є електростанції, які несуть проміжне навантаження між базовим і піковим.

Добовий графік електричного навантаження покривають базові, пікові та напівпікові електростанції (агрегати). При цьому базові електростанції працюють безупинно з повним (номінальним) навантаженням, а пікові включаються тільки в години, коли потрібно покривати верхню (*III*) частину графіка. Напівпікові установки зі зменшенням загального електричного навантаження або переводять на знижені навантаження, або виводять у резерв. Багато агрегатів, які несуть проміжне навантаження, зупиняють на суботу, неділю та святкові дні.

Для покриття пікових навантажень споруджують спеціальні пікові електростанції. Їх розміщують поблизу споживачів і пристосовують для частого пуску і зупину. Вартість цих електростанцій має бути значно нижча, ніж базових, тому що кількість годин використання їх невелика.

ККД пікової установки може бути невисоким, а головною вимогою для них є можливість швидкого пуску і зупину.



**Рисунок 11.9** – Графік річних електричних навантажень за тривалістю: I – базове навантаження; II – проміжне навантаження; III – пікове навантаження

Щоб покривати пікові навантаження, можна також використовувати установки, які працюють на дорогому органічному паливі, і електростанції із застарілим обладнанням, а також гідроелектростанції. Однак у паводковий період, коли запаси води досягають граничнодопустимих значень, гідроелектростанціям відводять базове навантаження.

Однією з основних характеристик електростанції є встановлена потужність, яку визначають як суму номінальних потужностей усіх турбогенераторів. При цьому під *номінальною потужністю* розуміють найбільшу потужність, з якою турбогенератор може працювати тривалий час у режимах, які залежать від технічних умов.

Щоб оцінити напруженість роботи електростанції і те, як використовують основне устаткування, вводять коефіцієнт використання встановленої потужності станції  $\mu_{в.в.п}$ , який являє собою відношення кількості виробленої енергії  $E$  протягом року до можливої кількості виробленої енергії за той самий період під час роботи електростанції з встановленою потужністю  $N_{ев.п}$ :

$$\mu_{в.в.п} = \frac{E}{N_{ев.п} \tau_p}, \quad (11.2)$$

де  $\tau_p = 8760$  год – кількість годин у році.

Робота електростанції характеризується також кількістю годин використання встановленої потужності за рік

$$\tau_{\text{в.в.п}} = \frac{E}{E_{\text{в.п}}}. \quad (11.3)$$

Із залежностей (11.2) і (11.3) видно, що  $\mu_{\text{в.в.п}}$  і  $\tau_{\text{в.в.п}}$  зв'язані:

$$\mu_{\text{в.в.п}} = \frac{\tau_{\text{в.в.п}}}{\tau_{\text{р}}} = \frac{\tau_{\text{в.в.п}}}{8760}. \quad (11.4)$$

Кількість годин використання встановленої потужності залежить від того, у якому режимі працює електростанція, тобто чи є вона базовою, піковою або несе проміжне навантаження. Для електростанцій, які працюють з базовим навантаженням, кількість годин використання встановленої потужності зазвичай дорівнює 6 000...7 000 год/рік, а для спеціальних пікових установок може становити 2 000...3 000 год/рік.

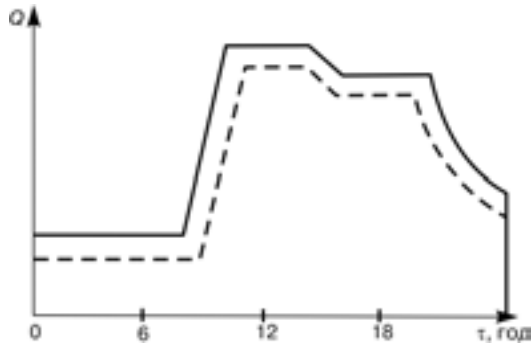
Графіки електричних навантажень використовують у плануванні електричних навантажень електростанцій і систем, для розподілу навантажень між окремими електростанціями і агрегатами, у розрахунках кількості вахтенного складу робітників і кількості резервного устаткування, визначенні потрібної встановленої потужності і резерву, кількості й одиначної потужності агрегатів, для розробки планів ремонту устаткування і визначення ремонтного резерву, а також для вирішення ряду інших завдань.

Споживачів забезпечують тепловою енергією за графіками теплового навантаження.

*Теплова енергія* потрібна для технологічних процесів у промисловості, для опалення, вентиляції та кондиціонування повітря, а також для побутових потреб виробничих, житлових та громадських будинків. Для виробничих потреб використовують насичену пару тиском від 0,15 до 1,6 МПа. Однак щоб зменшити втрати під час транспортування й уникнути безупинного дренажу води з комунікацій електростанції пару відпускають з невеликим перегрівом. Гарячу воду на опалення, вентиляцію і побутові потреби подають з температурою від 70 до 180 °С.

*Теплове навантаження* ТЕЦ, зумовлене витратою теплоти на виробничі процеси і побутові потреби (гаряче водопостачання), практично не залежить від зовнішньої температури повітря, хоча влітку вона дещо менша, ніж узимку. Водночас промислове та побутове теплове навантаження різко змінюється протягом доби. Крім того, середньодобове навантаження на побутові потреби наприкінці тижня і в передсвяткові дні значно

вище, ніж в інші робочі дні тижня. Типовий графік зміни добового теплового навантаження промислових підприємств наведено на рис. 11.10.



**Рисунок 11.10** - Графік добового теплового навантаження підприємств

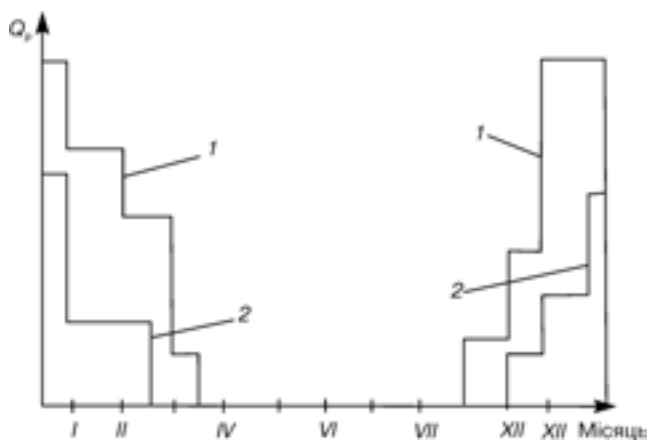
*Опалювальне теплове навантаження*, витрата теплоти на вентиляцію та кондиціювання повітря залежать від температури зовнішнього повітря і мають сезонний характер. Витрата теплоти на опалення найбільша взимку, і цілком немає її в літній період, на кондиціювання повітря теплоту витрачають тільки влітку.

На рис. 11.11 наведено річний графік опалювального навантаження, а на рис. 11.12 – сумарний річний графік теплового навантаження за тривалістю. Кількість годин використання максимуму цього навантаження визначають зі співвідношення:

$$\tau_{\max} = \frac{Q_p}{Q_{\max}}, \quad (11.5)$$

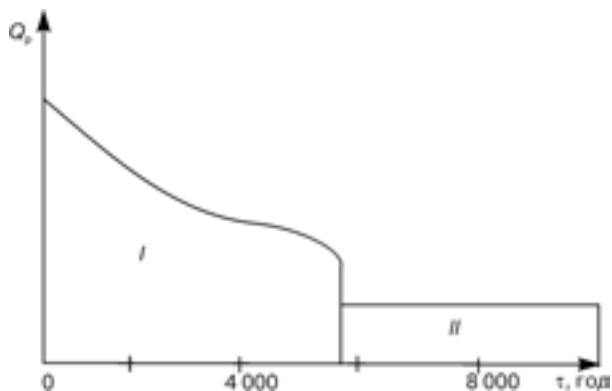
де  $Q_p$  – загальна кількість теплоти, що відпускає ТЕЦ протягом року, ГДж/рік;  $Q_{\max}$  – максимальне теплове навантаження, ГДж/год.

За аналогічними співвідношеннями можна визначити також кількість годин використання максимуму окремо для опалювально-побутового і промислового навантажень. Для промислового навантаження  $\tau_{\max}$  може досягати 6 000 год/рік, водночас для опалювально-побутового зазвичай знаходиться в межах 2 500...4 000 год/рік.



**Рисунок 11.11** – Річний графік опалювального навантаження:  
 1 – максимальні значення; 2 – мінімальні значення.

Отже, від технологічного навантаження збільшується кількість годин використання максимуму загального теплового навантаження. Однак для великих міських і приміських ТЕЦ основним видом теплового навантаження є опалювальне. Кількість годин використання максимуму опалювального навантаження менша, ніж електричного.



**Рисунок 11.12** – Сумарний річний графік теплового навантаження за тривалістю: I – опалювальний період; II – літній період

## Контрольні запитання

1. Теплові електростанції : види, технологічна схема виробництва енергії, основне і допоміжне обладнання.
2. Теплоелектроцентралі: призначення і особливості виробництва енергії.
3. Атомні електростанції: особливості , принципова схема.
4. Графіки електричних і теплових навантажень та способи їх покриття.
5. Коефіцієнт використання встановленої потужності і кількості годин використання встановленої потужності.



# 12 | Альтернативні та поновлювальні джерела енергії

## 12.1. Загальні питання

Як було наголошено вище, характер взаємодії між людством і природою визначається насамперед людиною і антропогенним впливом на навколишнє середовище. Існуючі моделі розвитку суспільства визначають прямо пропорційну залежність між науково-технічним прогресом (символом економічного стану) і споживанням енергії на душу населення. У країнах Західної Європи воно становить більше трьох умовних тонн вугілля на рік (близько 100 ГДж), у США і Канаді цей показник утричі вищий (300 ГДж), але у більшості країн Африки – у 30–40 разів нижчий.

Проблеми використання нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії (НВДЕ) у різних галузях народного господарства почали розв'язуватися з другої половини ХХ ст. До цього спонукали кризові ситуації: світова енергетична криза 1973 р. і Чорнобильська катастрофа 1986 р., які змусили більшість країн переглянути свою енергетичну політику щодо темпів і перспектив практичного застосування НВДЕ.

В загальному випадку під нетрадиційними і поновлюваними джерелами енергії визначають джерела електричної і теплової енергії, що використовують енергетичні ресурси рік, водоймищ і промислових водостоків, енергію вітру, сонця, біомаси, стічних вод, твердих побутових відходів та ін.

*Загальні питання*

*Геліоенергетика*

*Вітроенергетика*

*Гідроенергетика*

*Біоенергетика*

*Контрольні запитання*

Основні джерела поновлюваної енергії :

- сонячне випромінювання;
- гравітаційна взаємодія Сонця, Місяця і Землі, наслідком чого, наприклад, є морські припливи і відливи;
- теплова енергія ядра Землі, а також хімічних реакцій і радіоактивного розпаду в її надрах, які проявляються, зокрема, у вигляді геотермальної енергії джерел гарячої води – гейзерів.

Навколишній простір безупинно пронизується потоками енергії від різних джерел. Так, повний потік сонячного випромінювання на Землю дорівнює  $1,2 \cdot 10^{17}$  Вт, тобто на одну людину приходиться близько 30 МВт, що відповідає потужності 10 великих дизель-електрогенераторів.

Важливість використання нетрадиційних і поновлюваних джерел енергії обумовлена тим, що населення Землі в даний час складає близько 6 млрд людей і зростає приблизно на 2-3 % у рік, при середньому споживанні потужності на душу населення - 0,8 кВт. Національні розходження рівнів спожитої енергії - від 10 кВт у США, 4 кВт - у країнах Європи до 0,1 кВт - у Центральній Африці. Середні темпи росту національного доходу в країнах сучасного світу складають 2-5 % у рік. При цьому щорічне підвищення споживання енергії з урахуванням росту населення повинно бути 4 - 8 %, що неможливо забезпечити без використання нових джерел енергії. Нарощування виробництва енергії такими темпами за рахунок спалювання вуглеводородних палив веде до серйозних екологічних наслідків, зокрема, до парникового ефекту.

Інтерес до НВДЕ у всьому світі зумовлений двома негативними тенденціями розвитку традиційної енергетики: швидким виснаженням природних ПЕР і забрудненням навколишнього середовища. За даними ООН, уже до середини ХХІ ст. можливе виснаження таких видів ПЕР як нафта, газ і уран ( $U^{238}$ ).

Особливу роль у виникненні ПЕР на Землі відіграє Сонце. Сонячна енергія протягом мільйонів років була рушійною силою виникнення родовищ нафти, газу та твердого палива. Одним з основних напрямів нетрадиційної енергетики є використання енергії Сонця прямими і непрямими методами.

Прямі методи використання сонячної енергії ґрунтуються на перетворенні променистої енергії Сонця на електричну і теплову, непрямі – дозволяють використовувати кінетичну і потенційну енергію, що виникає внаслідок сонячного випромінювання з біосфери. Це енергія вітру, біомаси (органічні відходи в господарській діяльності людини, енергетичні плантації), океанів і морів (наприклад, енергія припливів і відпливів, те-

мпературного градієнта великих товщ води), гідроенергія (великих та малих річок, що виступають як гідроаккумулятивні системи).

Сумарний потенційний внесок усіх НВДЕ у світовий енергетичний баланс до кінця 2000 р. становив майже 10 %. Об'єм використання окремих видів НВДЕ розподілявся так (млн т у. п.): сонячна енергія (на гаряче водопостачання й опалення) – 36; геотермальна енергія – 29; енергія вітру – 7; енергія біомаси – 7; інші види енергії – 7 (усього – 86 млн т у. п.).

Енергетична криза 70-х рр. і усвідомлення наслідків Чорнобильської катастрофи зробили свою справу: світове співтовариство шукає «нову енергію», насамперед, у напрямі використання НВДЕ, об'єм яких до 2020 року повинен скласти 20% (табл.12.1) від загального виробництва (споживання).

**Таблиця 12.1 - Виробництво теплової та електричної енергії в країнах ЄС на базі нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії**

Тип НВДЕ	Виробництво енергії, млн т н.е.		Загальні капітальні витрати у 1997–2000 рр., млрд доларів	Зниження викидів CO <sub>2</sub> до 2010 р., млн т/рік
	1995	2010		
Вітроенергетика	0,350	6,90	34,56	72,0
Гідроенергетика	26,400	30,55	17,16	48,0
Фотоелектрична енергетика	0,002	0,26	10,80	3,0
Біомаса	44,800	135,00	100,80	255,0
Геотермальна енергетика	2,500	5,20	6,00	5,0
Сонячні теплові колектори	0,260	4,00	28,80	19,0
Усього	74,300	182,00	198,12	402,0

*Примітка.* Теплота згорання 1 т нафтового еквівалента (1 т н.е.) –  $Q_{н}^p = 41,86$  ГДж.

Потреба і можливість розвитку в Україні цього напрямку зумовлені наступними причинами:

- дефіцитом традиційних для України ПЕР;
- дисбалансом у розвитку енергетичного комплексу України, орієнтованого, на централізоване електро- і теплопостачання та значне (понад 40 %) виробництво енергії на АЕС. Разом з тим, відсутнє власне виробництво ядерного палива, технології утилізації і переробки відходів АЕС, виробництв для модернізації устаткування діючих АЕС;

- наявністю науково-технічної і промислової бази, придатної для виробництва практично усіх видів устаткування нетрадиційної енергетики;
- сприятливими клімато-метеорологічними умовами для використання основних видів НВДЕ.

Виходячи з географічних, науково-економічних та екологічних факторів для України доцільно розглядати використання таких НВДЕ, як енергія Сонця, вітру, біомаси, малих рік, геотермальна енергія, ресурси яких подано в табл. 12.2.

Використання відновлюваних джерел енергії дозволить знизити споживання дефіцитних для України нафтопродуктів (загальний об'єм приблизно 300 млн т у. п./рік) на 5–6 %, зокрема за рахунок використання геліоресурсів – на 1,7 %, вітроенергії – на 2,8 %; геотермальної енергії – на 0,1 %; біогазу – на 0,2 %; гідроенергії рік – на 0,9 % (великих – 0,6 %, малих – 0,3 %).

Перевагою нетрадиційних і поновлюваних джерел енергії є їх екологічна безпека та можливість локального використання в будь-якому районі. За даними ЮНЕСКО, приблизно 2 млрд людей на Землі мають обмежений доступ до електропостачання в силу відсутності розвинутих електричних мереж, а 2,4 млрд – до сучасних видів пального для приготування їжі та обігріву помешкань. Тому навіть активні прихильники випереджального розвитку ядерної енергетики у прогнозах на кінець ХХІ століття віддають поновлюваній енергії не менш 18 % загального споживання. Це, приблизно, стільки, скільки зараз людство одержує за рахунок викопного палива.

**Таблиця 12.2 - Ресурси відновлюваних джерел енергії України**

Джерело енергії	Теоретичний потенціал	Використання на початку ХХІ ст.		Технічний потенціал	
	МВт·год на рік	МВт·год на рік	т у. п.	МВт·год на рік	т у. п.
Геліоресурси	$720 \cdot 10^9$	$81 \cdot 10^3$	$10 \cdot 10^3$	$0,13 \cdot 10^9$	$0,16 \cdot 10^9$
Вітроенергетика	$965 \cdot 10^9$	$0,8 \cdot 10^3$	$0,096 \cdot 10^3$	$0,36 \cdot 10^9$	$40 \dots 70 \cdot 10^9$
Геотермальна енергетика	$5128 \cdot 10^9$	$0,4 \cdot 10^3$	$0,049 \cdot 10^3$	$14 \cdot 10^9$	$1,7 \cdot 10^9$
Біоенергія с.-г. відходів	$12,5 \cdot 10^6$	$0,14 \cdot 10^3$	$0,002 \cdot 10^3$	$6,1 \cdot 10^6$	$0,73 \cdot 10^6$
Гідроенергетика, зокрема:	$42,4 \cdot 10^6$	$10,2 \cdot 10^6$	$1,22 \cdot 10^6$	$21,5 \cdot 10^6$	$2,6 \cdot 10^6$
велика	$25,0 \cdot 10^6$	$9,7 \cdot 10^6$	$1,16 \cdot 10^6$	$15,1 \cdot 10^6$	$1,8 \cdot 10^6$
мала	$17,4 \cdot 10^6$	$0,5 \cdot 10^6$	$0,06 \cdot 10^6$	$6,4 \cdot 10^6$	$0,8 \cdot 10^6$

Енергетична стратегія України на період до 2030 року, яка передбачає використання нетрадиційних і поновлюваних джерел енергії в наростаючих масштабах. З обліком природних, географічних і метеорологічних умов перевага віддається малим гідроелектростанціям, вітроенергетичним установкам, біоенергетичним установкам, установкам для спалювання відходів рослинництва і побутових відходів, геліоводопідогрівачам. Потенціал цих джерел України оцінюється у 6 % від усієї розрахункової економії палива, що планується одержати за рахунок енергозбереження. При цьому особливо підкреслюється, що вони дають реальну економію палива, відчутний соціальний ефект, значно поменшують негативний вплив енергетики на довкілля. Їх застосування символізує реальний перехід від марнотратної до раціональної економіки.

## 12.2. Геліоенергетика

Сонце є основним джерелом енергії, що забезпечує існування життя на Землі. Унаслідок реакцій ядерного синтезу в його активному ядрі досягаються температури до  $10^7$  К. При цьому поверхня Сонця має температуру близько 6000 К. Електромагнітним випромінюванням сонячна енергія передається в космічному просторі і досягає поверхні Землі, з потужністю близько  $1,2 \cdot 10^{11}$  Вт. Одержання такої енергії на протязі однієї години досить, щоб задовольнити енергетичні потреби всього населення Земної кулі протягом року. Максимальна щільність потоку сонячного випромінювання, що приходить на Землю, складає приблизно  $1 \text{ кВт/м}^2$ . В залежності від місця, часу доби і погоди потоки сонячної енергії міняються від 3 до  $30 \text{ МДж/м}^2$  у день (для різних населених районів).

Для створення комфортних умов життя одній людині, в середньому, потрібно приблизно 2 кВт на добу, або приблизно 170 МДж енергії. Якщо прийняти ефективність перетворення сонячної енергії в зручну для споживання форму - 10% та потік сонячної енергії -  $17 \text{ Мдж/м}^2$  у день, то необхідну для однієї людини енергію можна одержати з  $100 \text{ м}^2$  площі земної поверхні. При середній щільності населення в містах - 500 чоловік на  $1 \text{ км}^2$ , на одну людину приходить близько  $2000 \text{ м}^2$  земної поверхні. Тобто, досить всього 5% цієї площі, щоб за рахунок сонячної енергії, що знімається з її, задовольнити енергетичні потреби людини.

Для характеристики сонячного випромінювання і взаємодії його з речовиною використовуються наступні основні величини.

**Потік випромінювання**– енергія, що випромінюється електромагнітними хвилями за одну секунду через одиницю довільної поверхні [Дж/с=Вт]

**Щільність потоку випромінювання (енергетична освітленість)** - відношення потоку випромінювання до площі поверхні, що опромінюється. Щільність потоку випромінювання від Сонця, що падає на перпендикулярну йому площадку поза земною атмосферою, ще називається **сонячною константою**  $\delta$ .

**Коефіцієнт поглинання** - відношення потоку випромінювання, що поглинається поверхнею тіла, до потоку випромінювання, який падає на цю поверхню в тому же спектральному інтервалі. Залежить від частоти (довжини хвилі) випромінювання, природи і температури тіла. Тіло, для якого коефіцієнт поглинання дорівнює одиниці, поглинає все падаюче на нього випромінювання і називається абсолютно чорним тілом.

**Відбивна здатність тіла** - відношення потоку випромінювання, відбитого поверхнею тіла, до потоку, падаючого на його поверхню. Для поверхонь, що розсіюють падаюче сонячне випромінювання, цю величину називають *альbedo*.

**Сонячні водопідігрівники (геліоводопідігрівники)**. Перетворення сонячної енергії в теплову забезпечується за рахунок здатності атомів речовини поглинати електромагнітне випромінювання. При цьому енергія електромагнітного випромінювання перетворюється в кінетичну енергію атомів і молекул речовини, тобто в теплову енергію. Результатом цього є підвищення температури тіла.

Для енергетичних цілей найбільш розповсюджено використання сонячного випромінювання для нагрівання води в системах опалення і гарячого водопостачання. Основним елементом сонячної нагрівальної системи є приймач, у якому відбувається поглинання сонячного випромінювання і передача енергії рідини. Найбільш розповсюджені плоскі (нефокусуючі) приймачі, які дозволяють збирати як пряме, так і розсіяне випромінювання й, у силу цього, здатні працювати також і в хмарну погоду. Вони мають невисоку вартість і є кращими при нагріванні рідин до температур нижче 100°C.

Зупинимось на характеристиках деяких конструкцій сонячної нагрівальної системи:

- відкритий резервуар на поверхні землі (наприклад, басейн) - найпростіший можливий нагрівач води. Підвищення температури води обмежено високим коефіцієнтом відзеркалення поверхні води, тепловіддачею до землі і повітря, витратою частини поглиненого тепла на випар води;

- відкритий резервуар (теплоізований від землі). Підвищення температури води обмежено високим коефіцієнтом відзеркалення поверхні води, тепловіддачею до повітря, витратою частини поглиненого тепла на випар води;
- чорний резервуар (рідина знаходиться в ємності з чорною матовою поверхнею), звичайно розташовуваної на даху будинку. Втрати тепла на випар відсутні, коефіцієнт поглинання чорної поверхні близький до одиниці. Нагрівачі цього типу недорогі, прості у виготовленні, дозволяють нагрівати воду до температури близько 45°C. Широке поширення одержали в Японії, Ізраїлі;
- чорний резервуар (з теплоізованим дном). Дозволяє зменшити майже в два - три рази втрати тепла, які мають місце в попередній конструкції. Для досягнення цього досить всього декількох сантиметрів ізолюючого шару (практично, будь-якого пористого матеріалу з розміром пір до 1 мм.), що укладається на дно ємності;
- закриті чорні нагрівачі (ємність нагрівача міститься в контейнер із прозорої для сонячного випромінювання кришкою, кращим матеріалом для якої є скло). Дозволяють виключити тепловіддачу від приймача в повітря, особливо, у вітряну погоду;
- металеві проточні нагрівачі (вода протікає по паралельним трубкам, закріпленим на зачорненій металевій пластині). Звичайно діаметр трубок складає близько 2 см, відстань між ними 20см, товщина пластини 0,3см. Пластину з трубками для захисту від вітру поміщають у контейнер зі скляною кришкою.

Характеристики проточного нагрівача можуть бути поліпшені за рахунок зменшення конвективного переносу між прийомною пластинною і скляною кришкою та радіаційних втрат від пластини, а також використання вакуумірованих приймачів, у яких заповнена рідиною чорна трубка міститься у середині зовнішньої скляної трубки й у просторі між ними створюється вакуум. Останнє виключає конвективний перенос тепла через зовнішню поверхню.

Нагріву в проточному нагрівачі рідину можна використовувати відразу чи запасати. Прокачування нагрітої рідини може здійснюватися як примусово, так і природною циркуляцією (конвекцією). В останньому випадку нагрівач повинний знаходитися нижче нагромаджувача нагрітої води. Швидкість прокачування вибирають такою, щоб температура води підвищувалась приблизно на 4°C при кожному проході через нагрівач.

Перевагою системи з примусовою циркуляцією є: можливість використання існуючих водонагрівальних систем шляхом введення до їх складу приймача сонячного випромінювання і насосу; немає необхідно-

сті розташовувати накопичувальну ємність вище приймача. Недолік - залежність від електроенергії, споживаної насосом.

**Підігрівники повітря.** Сонячне випромінювання можна використовувати для підігріву повітря, просушування зерна, для обігріву будинків. Для останніх у кліматичній зоні України витрачається більше третини усіх первинних енергетичних ресурсів. Часткове розвантаження енергетики, пов'язане з проектуванням чи перебудовою будинків шляхом використання сонячного тепла, дозволяє заощадити значну кількість енергоносіїв систем тепlopостачання.

Теплопровідність повітря набагато нижче, ніж води. Тому нагрівачі такого типу виготовляють з шорсткуватими прийомними поверхнями, які мають велику площу теплообміну, що дозволяє за рахунок турбулізації потоку значно підвищити інтенсивність тепловіддачі.

**Сонячні системи для одержання електроенергії (сонячні електростанції).** Концентрація сонячної енергії дозволяє одержувати температури до  $700^{\circ}\text{C}$ , що досить для роботи звичайного теплового двигуна з прийнятним коефіцієнтом корисної дії. Наприклад, параболічний концентратор з діаметром дзеркала 30 м дозволяє сконцентрувати потужність випромінювання порядку 700 кВт, що дає можливість одержати до 200 кВт електроенергії. Колектор передає сонячну енергію теплоносію (останній у цьому випадку може являти собою водяну пару високої температури), яка направляється в парову турбіну для вироблення електроенергії.

Для створення сонячних електростанцій великої потужності (порядку 10 МВт) можливі два варіанти: розосереджені колектори і системи з центральною сонячною вежею. Сонячна електростанція з розосередженими колекторами складається з безлічі невеликих концентруючих колекторів, кожний з яких незалежно стежить за Сонцем, передає енергію рідині (теплоносію), яка збирається від усіх колекторів в центральній енергостанції і надходить на турбіну електрогенератора. Сонячна електростанція з центральною вежею складається з плоских дзеркал, які розташовані на великій площі, стежать за Сонцем і відбивають сонячні промені на центральний приймач, розміщений на вершині вежі.

**Акумулятори теплової енергії.** Застосування описаних нижче стандартних нагрівачів виявляється занадто дорогим для нагрівання великих обсягів рідини до температур  $\leq 100^{\circ}\text{C}$ . В цьому випадку ефективно застосування «сонячного ставка», який являє собою оригінальний нагрівач, де теплозахисною поверхнею є вода.

В «сонячний ставок» (достатньо велику водойму, яка може бути вирита просто в землі) заливається кілька шарів води різного ступеня солоності. Шар найбільшої солоності, товщиною приблизно 0,5 м, розташовується на



дні і нагрівається за рахунок сонячного випромінювання, яке поглинається дном водойми.

Таким чином, у неоднорідній водоймі придонний шар води більш солоний, чим шар над ним, і його щільність хоча і зменшується при нагріванні, але залишається вище щільності більш високого шару. Відсутність конвекції, що має місце в даному випадку, веде до того, що придонний шар нагрівається усе сильніше. Використання розчинів, щільність яких підвищується при нагріванні, дозволяє мати стабільні сонячні ставки, в яких досягається рівноважна температура 90°C і вище. Наприклад, сонячний ставок у Ейн - Бореке (Ізраїль) виробляє 150 кВт електроенергії з площі 0,74 га при вартості 0,1 долар США за 1 кВтч.

**Пряме перетворення сонячної енергії в електричну (фотоелектричні перетворювачі).** Найбільш оптимальним є пряме перетворення сонячної енергії в електричну, що стає можливим при використанні *фотоефекту*.

*Фотоефект* - електричне явище, яке відбувається при освітленні речовини, а саме: вихід електронів з металів (фотоелектрична емісія чи зовнішній фотоефект); переміщення зарядів через границю розділу напівпровідників з різними типами провідності (р-п) (вентильний фотоефект); зміна електричної провідності (фотопровідність).

При освітленні границі розділу напівпровідників з різними типами провідності (р-п) між ними встановлюється різниця потенціалів (фото ЕДС). Це явище називається вентильним фотоефектом, на використанні якого засноване створення фотоелектричних перетворювачів енергії (сонячних елементів і батарей).

Сонячні елементи характеризуються коефіцієнтом перетворення сонячної енергії в електричну, котрий є відношенням падаючого на елемент потоку випромінювання до максимальної потужності електричної енергії, що виробляється. Кремнієві сонячні елементи мають коефіцієнт перетворення 10-15 % ,тобто при освітленості 1 кВт/м<sup>2</sup> виробляють електричну потужність 1-1,5 Вт з кожного квадратного дециметра .

Типова структура сонячного елемента з р-п переходом зображена на мал. 12.1 і включає до себе: 1 - шар напівпровідника (товщиною 0,2-1,0 мікрон) з р-провідністю; 2 - шар напівпровідника (товщиною 250-400 мікронів) з р-провідністю; 3 - додатковий потенційний бар'єр (товщиною 0,2 мкм); 4 - металевий контакт з тильної сторони; 5 - сполучний провідник з лицьовою поверхнею попереднього елемента; 6 - протиотражальне покриття; 7 - лицьовий контакт; 8 - провідник з'єднання з контактом наступного елемента. Сонячні елементи з'єднуються послідовно в сонячні модулі, які, в свою чергу, паралельно - в сонячні батареї (рис.12.2.).

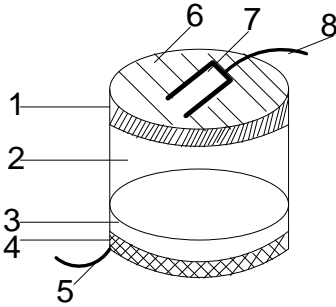


Рисунок 12.1 – Сонячний елемент

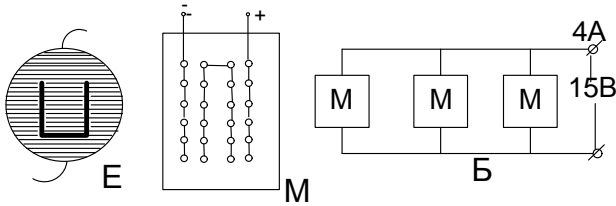


Рисунок 12.2 – E – сонячний елемент, M – сонячний модуль,  
B – сонячна батарея.

Важливим показником, що характеризує можливість широкого використання фотоелектричних перетворювачів сонячної енергії в електричну є вартість 1 Вт максимальної потужності, яка на даний час дорівнює 0,8 доларів США. При повній вартості сонячних елементів 4 долари США за 1Вт, допоміжної апаратури - 2 долари США за 1 Вт, опроміненні місцевості 20 МДЖ/м<sup>2</sup> у день та довговічності сонячних батарей 20 років вартість електроенергії складе приблизно 16 центів США за 1кВтч (4,4 центи за МДж). Така цілком конкурентноздатна з вартістю електроенергії, що виробляються дизель-генераторами у віддалених районах, де вартість доставки палива й обслуговування різко зростає. Слід очікувати, що в найближчий час сонячні батареї будуть широко використовуватись в освітлювальних системах, системах тепло- і водопостачання, в першу чергу, у сільських місцевостях .

Основними компонентами сонячної енергетичної установки є сонячна батарея з приладами контролю і керування, акумуляторна батарея, інвертор для перетворення постійного струму сонячної батареї в перемінний струм промислових параметрів, що споживається більшістю електричних пристроїв. Незважаючи на нерівномірність добового потоку сонячного випромінювання і його відсутність у нічний час, акумуляторна батарея за рахунок нако-

пичення електрики, яка виробляється сонячною батареєю, дозволяє забезпечити безупинну роботу сонячної енергетичної установки.

### 12.3. Вітроенергетика

Вітер – це рух повітряних мас земної атмосфери, викликаний перепадом температур в атмосфері через нерівномірне нагрівання її сонцем. Використання енергії вітру - перетворення енергії сонця в механічну. Пристрої, що в свою чергу, перетворюють енергію вітру в будь – яку іншу (механічну, теплову, електричну), називають вітроенергетичними установками (ВЕУ).

Інтерес до ВЕУ різко зріс після енергетичної кризи 1973 року, коли різко підвищилась ціна на нафтопродукти. З того часу побудовано велику частину вітроустановок з широким використанням досягнень аеродинаміки, механіки, мікроелектроніки для контролю і керування. Вітроустановки потужністю від декількох кіловатів до мегаватів виробляються в Європі, США й інших частинах світу. Велика частина з них використовується для виробництва електроенергії як у складі енергосистеми, так і автономно.

Одна з основних умов при проектуванні вітроустановок - забезпечення захисту від руйнування сильними випадковими поривами вітру. В середньому раз у 50 років у кожній місцевості бувають вітри зі швидкістю, яка у 5-10 разів перевищує середню. Тому вітроустановки проектують з великим запасом міцності, але максимальна проектна потужність визначається для стандартної швидкості вітру, за яку звичайно приймають 12 м/с.

ВЕУ потрібно встановлювати досить високо над місцевими перешкодами, щоб вітровий потік був сильним та однорідним з мінімальними змінами напрямку і швидкості, яка збільшується з висотою над поверхнею Землі. Найкращим місцем для розміщення ВЕУ є гладка куполообразна нічим не затінена височина. Бажано, щоб в радіусі декількох сотень метрів вона була оточена полями чи водяною поверхнею. Як правило, голівки вітроустановок знаходяться на висоті від 5 до 50 м.

Для визначення швидкості  $U_z$  на цих висотах використовують апроксимаційну формулу, в яку входить значення стандартної швидкості вітру для даної місцевості  $U_{10}$  на висоті 10 м, а саме  $U_z = U_{10} \left( \frac{z}{10} \right)^b$ , де  $z$ , м – висота, а  $b = 0,14$  – параметр для відкритих місць. Чим менше значення швидкості, тим менше розрізняється навантаження, що зазнає лопать вітроколеса в нижнім та верхнім положенні. Значення параметра  $b$  різні в рі-

зну пору року і протягом однієї доби. Тому приведеною вище формулою треба користуватися дуже обачно, особливо для висот більш 50 м.

У районах зі сприятливими вітровими умовами середньорічне виробництво електроенергії вітроустановками складає 25-35 % його максимального проектного значення, термін служби вітроустановок – 15-20 років, а вартість – від 1000 до 1500 доларів США за 1 кВт проектної потужності. Офіційні оцінки можливої частки вітроенергетики в енергетиці, наприклад, у Великобританії і Західній Німеччині, що не передбачають яких-небудь серйозних змін у сформованій інфраструктурі енергоспоживання, складають не менш 20 %.

Автономні вітроустановки дуже перспективні для заміни дизельних електростанцій і опалювальних установок, що працюють на нафтопродуктах, особливо у віддалених районах, і можуть бути призначені для безпосереднього виконання механічної роботи (наприклад, приводу водяного насоса) або для виробництва електроенергії. В останньому випадку вони приводять в дію електрогенератор і разом з ними називаються вітрогенераторами.

**Таблиця 12.3 - Сила вітру по шкалі Бофорта та її вплив на вітроустановки та умови роботи.**

Бали Бофорта	Швидкість вітру	Характеристика сили вітру	Спостережливі ефекти дії	Вплив вітру на ВЕУ	Умови для роботи ВЕУ
1	0,4-1,8	Тихий	Дим з труби ледве відхиляється, на воді з'являються брижі	-	Відсутні
2	1,8-3,6	Легкий	Вітер відчувається лицем, шелестять листя, на воді виразне хвилювання	-	Відсутні
3	3,6-5,8	Слабкий	Хитається листя на деревах, розгортаються легкі прапори. На окремих хвилях з'являються «баранці»	Починають обертатися лопати тихохідних ВЕУ	Погані для всіх установок
4	5,8-8,5	Помірний	Хитаються тонкі гілки дерев, підіймається пил та клаптики паперів, на воді багато «баранців»	Починають обертатися колеса всіх ВЕУ	Гарні
5	8,5-11	Свіжий	Починають розкачуватись листвяні дерева, всі хвилі в «баранцях»	Потужність ВЕУ досягає 30% від проектної	Дуже гарні
6	11-14	Сильний	Розкачуються великі гі-	Потужність у	Сприятли-

Бали Бо-форта	Швид-кість вітру	Характерис-тика сили вітру	Спостережливі ефекти дії	Вплив вітру на ВЕУ	Умови для роботи ВЕУ
			лки дерев, гудять теле-фонні провoda, пінять-ся гребні хвиль	розрахунко-вому діапа-зоні близька до максима-льної	ві для міц-них мало-габаритних установок
7	14-17	Міцний	Всі дерева розкачують-ся, з гребенев хвиль зривається піна	Максимальна потужність	Крайні до-пустимі
8	17-21	Дуже міцний	Ламаються гілки дерев, трудно йти против ві-тру, з хвиль зриваються клаптики піни	ВЕУ почина-ють відклю-чатися	Недопус-тимі
При швидкості вітру 21–34 м/с – шторм, понад 34 м/с – ураган.					

**Таблиця 12.4 - Параметри вітроенергетичних установок різної проектної потуж-ності при швидкості вітру 12 м/с**

Клас ВЕУ	Розрахункова (проек-тна потужність), кВт	Діаметр вітроколеса, м	Період обертання, с
Малі	10 25	6,4 10	0,3 0,4
Середні	50 100 150	14 20 25	0,6 0,9 1,1
Великі	250 500 1000	32 49 64	1,4 2,1 3,1
Дуже великі	2000 3000 4000	90 110 130	3,9 4,8 5,7

**Принцип дії і класифікація ВЕУ.** Як уже було сказано, у вітроенергетичних установках енергія вітру перетворює в механічну енергію робочих органів. Первинним і основним з них є вітроколесо, що безпосередньо приймає на себе енергію вітру і, перетворює її в кінетичну енергію обертання.

Обертання вітроколеса під дією вітру обумовлено тим, що на будь-яке тіло, яке обтікається потоком газу, діє сила  $P$ , яку можна розкласти на дві складові: - уздовж швидкості потоку (силу лобового опору  $F_o$ ), і  $u$  у напрямку, перпендикулярному швидкості потоку, що набігає, піднімальною силою  $F_n$ . Величини цих сил залежать від форми тіла, орієнтації його в потоці газу і швидкості. Під дією цих сил вітроколесо приводиться в обертання.

Вітроустановки класифікуються по двох основних ознаках: геометрії вітроколеса і його положенні щодо напрямку вітру. Якщо вісь обертання вітроколеса паралельна повітряному потоку, то установка називається

горизонтально-осьовою, якщо перпендикулярна - вертикально-осьовою. Установки, що використовують силу лобового опору, як правило, обертаються з лінійною швидкістю, меншою швидкості вітру, а установки, що використовують підйомну силу, мають лінійну швидкість кінців лопат, яка більше швидкості вітру.

Кожне вітроколесо характеризується:

- ометаємою площею  $S$ , тобто площею, що покривається його лопатами при обертанні і дорівнює  $S = \pi D^2 / 4$ , де  $D$  - діаметр вітроколеса;
- геометричним заповненням, рівним відношенню площі проекції лопат на площину, перпендикулярну потоку, до ометаємої площі (так, наприклад, при однакових лопатах чотирилопатне колесо має вдвічі більше заповнення, чим дволопатне),
- коефіцієнтом потужності  $C_p$ , який характеризує ефективність використання енергії вітрового потоку та залежить від конструкції вітроколеса;
- коефіцієнтом швидкохідності  $Z$ , рівним відношенню швидкості кінця лопати до швидкості вітру.

При швидкості вітру  $U$  та щільності повітря  $\rho$  вітроколесо з ометаємою площиною  $S$  розвиває потужність  $P = C_p S \rho U^3 / 2$ , яка пропорційна кубу швидкості вітру. ВЕУ з великим геометричним заповненням вітроколеса розвивають значну потужність при відносно слабкому вітрі, максимум потужності досягається при невеликих обертаннях колеса. ВЕУ з малим заповненням досягають максимальної потужності при великих обертаннях, та потребують більш великого часу при виході на цей режим. Тому перші використовуються у водяних насосах і, навіть, при слабкому вітрі зберігають працездатність, а другі – у якості електрогенераторів, де необхідна висока частота обертання.

*Виробництво електроенергії ВЕУ.* Використання вітроустановок для виробництва електроенергії є найбільш ефективним засобом утилізації енергії вітру. Вимоги до показників частоти та напруги електроенергії, яка виробляється ВЕУ, залежать від особливостей споживачів. Ці вимоги досить тверді при роботі ВЕУ у рамках єдиної енергетичної системи і доволі м'які - при використанні енергії вітроустановок в освітлювальних та нагрівних установках.

Основними елементами вітроелектрогенераторів є: власне вітроустановка, електрогенератор, система керування параметрами генерувальної електроенергії в залежності від змінювання сили вітру та швидкості обертання колеса. Для виключення перебоїв в електропостачанні ВЕУ потрібні акумулятори електричної енергії або необхідно запаралелення з електроенергетичним обладнанням інших типів, тому що неминучі періоди безвітря.

Одним із засобів керування електроенергією вітру є випрямлення перемінного струму ВЕУ, а потім перетворення його в перемінний струм з заданими стабілізованими параметрами.

В таблиці 12.5 приведено характеристики вітру і показники ВЕУ, рекомендованих до впровадження.

**Таблиця 12.5 -- Віротехнічні показники вітроагрегатів, рекомендованих до впровадження**

Зональна середньорічна швидкість вітру, м/с	Діапазон робочих швидкостей вітру ВЕУ, м/с	Розрахункова швидкість вітру, що відповідає номінальній потужності, м/с	Орієнтована частка використання ВЕУ, %
До 4,5	3-20	8	40
4,5-5,5	4-24	9	30
понад 5,5	4-24	10-12	30

## 12.4. Гідроенергетика

*Загальні положення.* Термін "гідроенергетика" визначає галузь енергетики, де використовується енергія потоку води, що рухається, яка перетворюється в механічну або, найчастіше, в електричну. Крім гідроенергетики водними джерелами енергії є також морські хвилі і припливи.

Гідроенергетика - найбільш розвинута галузь енергетики на поновлюваних ресурсах. Важливо відзначити, що відновлюваність гідроенергетичних ресурсів також забезпечується енергією Сонця. Дійсно, ріки являють собою потоки води, що рухаються під дією сили ваги з більш високих на поверхні Землі місць у більш низькі і зрештою, впадають у Світовий океан. Під дією сонячного випромінювання вода випаровується з поверхні Світового океану, пара її піднімається у верхні шари атмосфери, конденсується в хмари і випадає у виді дощу, поповнюючи джерела рік, що виснажуються. Таким чином, енергія рік є перетворена в механічну енергію Сонця.

В силу тих чи інших змін атмосферних умов цей кругообіг може порушитись (ріки міліють чи висихають, виникають повені та ін.). Для виключення цих обставин на ріках перед гідроелектростанціями будують греблі, формуються водоймища, за допомогою яких регулюється постійний напір і витрати води. Умови експлуатації ГЕС (рівномірний режим роботи при відсутності екстремальних температурних і інших наванта-

жень) сприяють їх багаторічній роботі (50 років і більше). Внаслідок цього вони працюють з високим економічним ефектом, і вартість електроенергії, досить низька (приблизно 4 центи США за 1 кВт). Електроенергію, яку вироблюють ГЕС, досить легко регулювати, що важливо при її використанні в енергосистемах з великими коливаннями навантаження.

Сумарна потужність гідравлічних турбін зараз зростає в усьому світі приблизно на 5 % у рік, тобто подвоюється кожні 15 років. Потенційні можливості гідроенергетики найбільш великі в Африці, Китаї і Південній Америці, де оцінюються в  $1,5 \cdot 10^6$  МВт. Потужність усіх ГЕС на кінець минулого століття складала приблизно 500 000 МВт, велика частина з яких мала потужність більш 10 МВт.

Проблемами гідроенергетики є: збиток, який наноситься навколишньому середовищу (особливо від затоплення великих площ при створенні водоймищ), заїлювання гребель, корозія гідротурбін і великі капітальні витрати на спорудження в порівнянні з тепловими електростанціями. Тому у даний час перспективним є використання гідроенергетичних ресурсів малих рік без створення штучних водоймищ.

#### **Основні принципи використання енергії води**

*Оцінка потужності водяного потоку.* Нехай  $Q$  - обсяг води, що надходить у робочий орган гідроенергетичної установки в одиницю часу (витрата, в  $\text{м}^3/\text{с}$ ),  $H$  - висота падіння рідини (напір, м),  $\rho$  - щільність води ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ),  $g$  - прискорення сили ваги ( $9,8 \text{ м}/\text{с}^2$ ). Тоді потужність водяного потоку  $P$  визначається по формулі  $P = Q\rho gH$ .

Основним робочим органом гідроенергетичної установки, що безпосередньо перетворює енергію води у кінетичну енергію обертання, є гідротурбіна, коефіцієнт корисної дії якої складає до 90%.

Гідротурбіни бувають двох типів:

- активні, робоче колесо яких обертається в повітрі, завдяки потоку води, що натікає на його лопаті;
- реактивні, робоче колесо яких цілком занурено у воду й обертається, в основному, за рахунок різниці тисків перед і за колесом.

В активній гідротурбіні водяний потік перед турбіною за допомогою водовода і сопла формується в струмінь, що направляється на ковші, розташовані по ободу колеса, приводячи його в обертання. ККД реальних турбін коливається від 50 % - для невеликих енергоустановок до 90 % - для великих.

В реактивній гідротурбіні потік води діє на всі лопати турбіни одночасно і практично постійно. Найбільш компактною її конструкцією є пропелерна з переважно осьовим напрямком потоку в робочому колесі. Направляючий апарат на вході турбіни трохи закручує потік, що надходить на робоче колесо, збільшуючи тим самим ККД турбіни.



Сучасні гідроенергетичні установки входять до складу гідроелектростанцій, які використовуються для виробництва електроенергії. Типова гідроелектростанція це - водоймище, водовід, регулятор витрати води, гідротурбіна, електрогенератор, система контролю і керування параметрами генератора, електророзподільна система.

**Енергія хвиль і приливів.** Величезну кількість енергії можна одержати від морських хвиль. Потужність, що переноситься хвилями на глибокій воді, пропорційна квадрату їх амплітуди і періоду. Тому найбільший інтерес представляють довгоперіодні (період порядку 10 с) хвилі з великою амплітудою (порядку 2 м), які дозволяють знімати з одиниці довжини гребеня в середньому 50-70 кВт/м.

Існує безліч технічних рішень, що дозволяють реалізувати можливість перетворення енергії хвиль в електроенергію. В останні роки інтерес до хвильової енергетики різко підсилюється, особливо в Японії, Великобританії, країнах Скандинавії, де експерименти переросли в стадію реалізації. Сучасна тенденція розробки таких установок орієнтована на одиничні модулі помірної потужності (близько 1 МВт) розміром порядку 50 м уздовж фронту хвилі.

У результаті хвильового руху рідини в хвилі одночасно зі зміною положення рівня і нахилу поверхні відбувається зміна кінетичної і потенційної енергії, зміна тиску під хвилею. На основі використання однієї характерної ознаки хвильового руху чи їхньої комбінації вже створена велика кількість різних пристроїв, що поглинають і перетворюють хвильову енергію.

**Енергія припливів** приховує в собі великі потенційні можливості. Приливні коливання рівня у величезних океанах планети цілком передбачувані і пов'язані з гравітаційним впливом Місяця на водянні масиви Землі. Основні періоди цих коливань - добові (тривалістю близько 24 год) і півдобові (близько 12 год. 25 хв). Різниця між послідовними найвищим і найнижчим рівнями води складає 0,5-10 м (висота припливу). Під час припливів і відливів переміщення водяних мас утворює приливні плинні, швидкість яких у прибережних протоках і між островами може досягати 5 м/с.

Перетворення енергії припливів використовувалося для приведення в дію порівняно малопотужних пристроїв ще в середньовічній Англії й Китаї. Із сучасних приливних електростанцій найбільш відома великомаштабна електростанція Ранс потужністю 240 МВт (Бретань, Франція) і невелика, але принципово важлива, дослідна станція потужністю 400 кВт у Кислій Губі на узбережжі Баренцева моря (Росія).

**Перетворення теплової енергії океану в механічну.** Світовий океан - найбільший природний колектор сонячного випромінювання. У ньому між теплими поверхневими водами, що поглинають сонячне випромінювання, і більш холодними придонними досягається різниця тем-

ператур у 20°C. Це забезпечує безупинно поповнюваний запас теплової енергії, яка принципово може бути перетворена в інші види. Установка, що дозволяє здійснити процес такого перетворення, являє собою теплові машини, що приводяться в дію різницею температур між «холодною» водою, піднятою з глибини океану, і «гарячою», забраною з поверхні. Робоча рідина (робоче тіло) циркулює за замкнутою схемою, відбирає тепло від "гарячої" води в теплообміннику випарника, а в паровій фазі приводить в дію турбіну, що зв'язана з генератором, а потім конденсується в охолоджуваному "холодною" водою конденсаторі.

## 12.5. Біоенергетика

Загальні положення. Складний комплекс речовин, з яких складаються рослини і тварини, прийнято називати біомасою, основа якої - органічні сполуки вуглецю. Унікальна роль вуглецю в живій природі обумовлена його властивостями, якими в сукупності не володіє жоден інший хімічний елемент. Між атомами вуглецю, а також між вуглецем і іншими хімічними елементами утворюються міцні хімічні зв'язки, які можуть бути розірвані у відповідних фізіологічних умовах. Органічні сполуки вуглецю в процесі з'єднання з киснем при згорянні чи в процесі природного метаболізму виділяють тепло.

Первісна енергія системи біомаса - кисень виникає в процесі фотосинтезу під дією сонячного випромінювання, що є природним варіантом перетворення сонячної енергії. Доречно згадати, що біомаса є основною вихідною речовиною для утворення викопних палив (торфу, вугілля, нафти, газу). Рослинний матеріал, який накопичувався на протязі мільйонів літ на поверхні Землі, у результаті біохімічного розкладання перероблявся в торф. Торфоутворення і торфонакопичування завершувалися перекриттям торфовища опадами, що утворили породи покрівлі. Далі при відносно невисоких температурах і тиску біохімічні процеси приводили до перетворення торфу в буре вугілля, яке у результаті тривалого впливу підвищених температур і тиску перетворилось в кам'яне вугілля, а останнє - в антрацит. Аналогічним чином з останків морських тварин, нижчих організмів і рослинних залишків, що також протягом мільйонів років накопичувались та піддавались дії тиску порід, утворилась нафта. Таким чином, в остаточному підсумку біомаса і зв'язані з нею походженням копалини углеводородного палива є не чим іншим, як величезними акумуляторами сонячної енергії.

У перерахуванні на суху масу утворення біологічних матеріалів у біосфері іде зі швидкістю близько  $2,5 \cdot 10^{11}$  тон на рік, при цьому щорічно хі-

мічно зв'язується приблизно 1011 т вуглецю, а споживана сонячна енергія складає  $2 \cdot 10^{21}$  Дж/рік ( $7 \cdot 10^{13}$  Вт). Потік фотосинтетичної енергії на нашу планету складає близько 250 кВт на людину, що еквівалентно виробленню 100 000 великих атомних електростанцій. З загальної кількості біомаси тільки 0,5% вживається людством у вигляді їжі. Утворення біомаси змінюється в залежності від місцевих умов. На одиниці площі суші її утворення приблизно в 2 рази більше, ніж на одиниці поверхні моря.

Промислове використання енергії біомаси може бути дуже значним. Наприклад, за рахунок відходів виробництва цукру в країнах, що його поставляють, покривається до 40% потреб у паливі. Застосування біопалива у вигляді дров, гною і бадилля рослин має першочергове значення в домашнім господарстві приблизно 50% населення планети. Але для того щоб розглядати біомасу як поновлюване джерело енергії, необхідно забезпечити її виробництво принаймні на одному рівні зі споживанням. Для людства страшно те, що в даний час витрата деревного палива значно випереджає його відтворення.

Чиста питома енергія, яку можна одержати при спалюванні, коливається від 10 МДж/кг (сира деревина) до 40 МДж/кг (жири, нафтоподібні речовини) і 55 МДж/кг для метану. Теплота згоряння сухої біомаси, що є власне кажучи вуглеводами, складає близько 20 МДж/кг. Концепція Енергетичної програми України до 2030 року передбачає перелік великомасштабних заходів в галузі біоенергетики. Вважається, що застосування біоенергетичних установок по переробці відходів тваринництва дозволить істотно поліпшити екологічний стан поблизу великих тваринницьких комплексів, де зібрана величезна кількість непереробної біомаси. Крім того, можна розраховувати на одержання високоякісних органічних добрив і за рахунок виробництва біогазу забезпечити економію традиційного палива.

Щорічно накопичується велика кількість твердих побутових відходів, які направляються на смітники і сміттяпереробні заводи. Потенційна енергія, укладена в них, еквівалентна сотням тисяч тон умовного палива. Відзначимо, що у світовій практиці одержання енергії з твердих побутових відходів здійснюється в основному спалюванням і газифікацією. У Японії, Данії і Швейцарії спалюється близько 70 %, у Німеччині – 30%, Італії – 25%, США -близько14 %.

Як сировину для одержання рідкого і газоподібного палива можливе застосування біомаси швидкозростаючих рослин і дерев. Для цих цілей вважається доцільним використовувати площі вироблених торф'яних родовищ, не придатні для вирощання сільськогосподарських культур, а також площі чорнобильської зони.

**Фотосинтез** - процес утворення органічних речовин і акумулювання хімічної енергії під дією сонячного випромінювання, відбувається в листі

рослин і в інших фотосинтезуючих організмах. Це найважливіший процес, з поновлення енергії, тому що всі живі організми складаються з матеріалу, що одержується в результаті фотосинтезу.

При фотосинтезі відбуваються хімічні реакції, в яких беруть участь вуглець С, водень Н, кисень О і сонячне випромінювання. У результаті фотосинтезу утворюються хімічні сполуки цих елементів, енергія яких більше, ніж енергія вихідних матеріалів, на величину поглиненої сонячної енергії. При наступній взаємодії отриманих речовин з киснем ця енергія вивільняється у виді тепла (приблизно 16 МДж/кг)

При згорянні енергія біопалива розсіюється, але продукти згорання можуть знову перетворюватися в біопаливо шляхом природних екологічних чи сільськогосподарських процесів. Таким чином, використання промислового біопалива, будучи добре ув'язаним із природними екологічними циклами, може не давати забруднень і забезпечувати безупинний процес одержання енергії. Подібні системи називаються агропромисловими. Схема планетарного кругообігу біомаси наведено на рис. 12.3

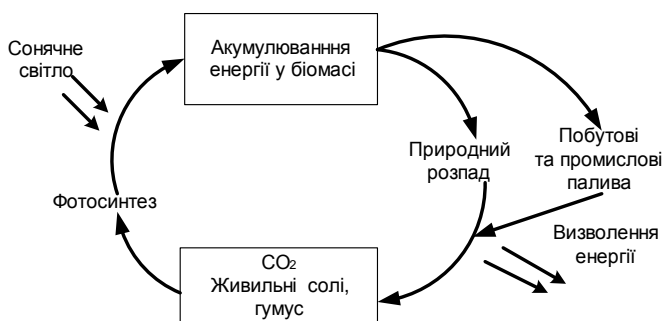


Рисунок 12.3 – Схема планетарного кругообігу біомаси

### Класифікація основних типів енергетичних процесів, пов'язаних з переробкою біомаси:

#### *Термохімічні процеси.*

- Пряме спалювання для отримання теплоти.
- Пиролиз. Біомасу нагрівають або в умовах відсутності повітря або за рахунок згорання деякої її частини при обмеженому доступі повітря чи кисню. Склад продуктів, що виходять при цьому, надзвичайно різноманітний: гази, рідина, олія, деревне вугілля. Зміна складу продуктів пиролізу залежить від температурних умов, типу сировини, що вводиться в процес, способів ведення процесу. Якщо основним продуктом пиролізу є паливний газ, то процес називається



## Контрольні запитання

1. Назвіть основні нетрадиційні та поновлювальні джерела енергії.
2. Яким чином поновлювальні джерела енергії пов'язані з діяльністю Сонця.
3. Геліоенергетика: основні напрями перетворення і використання сонячної енергії.
4. Вітроенергетичні установки: класифікація, основні напрями використання вітрової енергії.
5. Гідроенергетика як головна галузь використання поновлювальної енергії в Україні.
6. Біомаса та біоенергетика. Основні процеси переробки та використання біомаси.

# 13

## ВТОРИННІ ЕНЕРГЕТИЧНІ РЕСУРСИ

### 13.1. Класифікація та напрями використання

Вторинні енергетичні ресурси (ВЕР) являють собою енергетичний потенціал продукції, побічних і проміжних продуктів, що утворюються в технологічних агрегатах (установках) і втрачаються в самому агрегаті, але можуть частково або цілком використовуватись для енергопостачання. Раціональне використання ВЕР – один з найбільших резервів зниження паливо- та енергоємності промислової продукції.

Вторинні енергетичні ресурси можна використати безпосередньо без зміни виду енергоносія (для задоволення потреби в тепловій енергії і паливі) або зі зміною виду енергоносія виробленням теплової та електричної енергії, холоду або механічною роботою в утилізаційних установках.

Багато галузей народного господарства мають у своєму розпорядженні великий резерв паливних і теплових ВЕР, що посідають значне місце в їх паливно-енергетичному балансі. Найбільші теплові ВЕР зосереджені на підприємствах чорної і кольорової металургії, хімічної, нафтопереробної і нафтохімічної промисловості, промисловості будівельних матеріалів, газової і важкого машинобудування, де широко використовують теплоту високого, середнього і низького потенціалів. 90 % теплоти високого потенціалу (більше 623 К) витрачають: близько 33 % – на плавку, 40 % – на нагрівання і близько 20 % – на випал руд і мінеральної сировини. Велику частину теплоти високого потенціалу одержують за рахунок спалювання різних видів палива безпосередньо в технологічних установках.

*Класифікація та напрями  
використання*

*Ефективність  
використання*

*Контрольні запитання*

Теплоту середнього (373...622 К) і низького (323...423 К) потенціалів застосовують для теплопостачання споживачів, що потребують підвищених значень температури і тиску. Понад 90 % її корисного споживання витрачають у промисловості (45 %) та житлово-комунальному секторі (48,5 %). Основними енергоносіями, що забезпечують енергією середньо- і низькотемпературні процеси, є водяна пара і гаряча вода.

Підприємства важкого, енергетичного і транспортного машинобудування України мають у своєму розпорядженні величезний потенціал ВЕР у вигляді фізичної теплоти димових газів мартенівських, нагрівальних і термічних печей, вагранок, теплоти випарного охолодження печей, теплоти відпрацьованої пари пресів і молотів. Мають вторинні відновлювані енергоресурси і підприємства інших галузей господарства.

Одне з найважливіших завдань удосконалення будь-якої галузі – виявлення резервів економічного та екологічного використання ВЕР для цілей виробництва і забезпечення потреб побутового споживання.

Поряд із збільшенням економії паливно-енергетичних ресурсів утилізація ВЕР дозволяє знизити негативний екологічний вплив енергопостачання й енергоспоживання на навколишнє середовище.

Джерелом виникнення ВЕР є технологічне обладнання та процеси (зона А, рис. 13.1), у яких одну частину підведеної енергії вигідно використовують, а другу частину умовно поділяють на три потоки: перший (основний) потік – ВЕР; другий – потік енергії, що використовують для забезпечення внутрішньоциклових процесів (регенерації, підігріву робочого тіла тощо); третій – неминучі втрати енергії в навколишнє середовище відповідно до другого закону термодинаміки.

Характерною ознакою зони А є те, що використання всіх енергоресурсів відбувається в межах самого технологічного агрегату (котла, турбіни, теплообмінника). Якщо розглядати ефективність роботи агрегату тільки в зоні А, то ВЕР у цьому разі належать до втрат і значно впливають на значення ККД установки. Тому важливим завданням для підвищення її ефективності є використання ВЕР в максимально великому обсязі.

Для зони Б (рис.13.1) характерним є два шляхи використання ВЕР: перший – безпосередньо у нових процесах, не пов'язаних з технологічною роботою агрегатів, де виникають ВЕР (зона А); другий – використання спеціальних утилізаційних установок (УУ), де ВЕР виконують функції головного джерела підведеної енергії, завдяки чому виробляють кінцевий продукт. Тому загальний потік ВЕР, який переходить із зони А в зону Б, поділяється на два потоки. Перший потік ВЕР можна використовувати безпосередньо в стандартних технологічних агрегатах; другий – направляють до УУ, де вже трансформованим його використовують за призначенням.



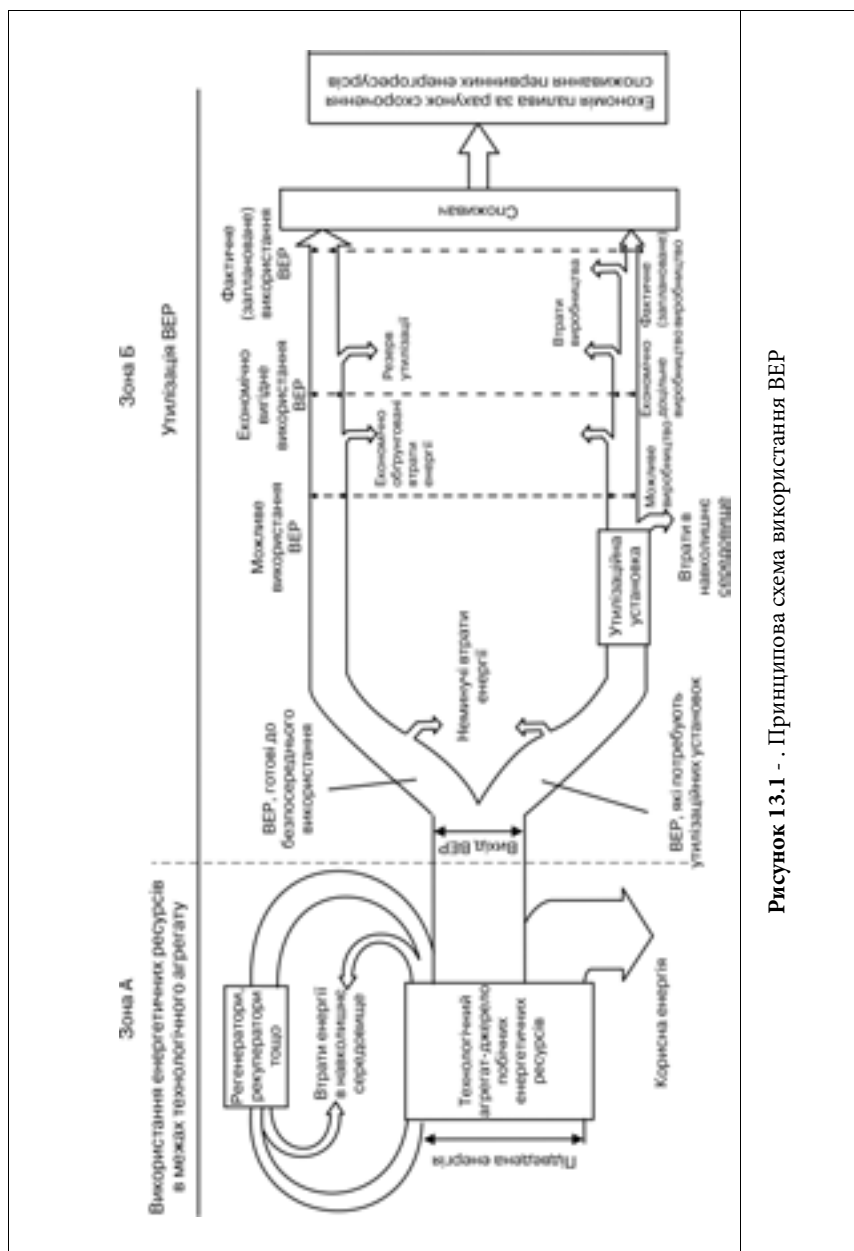


Рисунок 13.1 - Принципова схема використання ВЕР

В однакових первинних умовах ефективність використання першого потоку вища. Використання УУ, у якій виникають свої втрати енергії, пов'язані з відведенням теплової енергії в навколишнє середовище та наявністю необоротності термодинамічних процесів, знижує ефективність другого потоку.

Процес використання ВЕР (першим або другим способом) у зоні Б – це утилізація, економічна доцільність якої визначається економічними розрахунками. Основним критерієм доцільності використання першого або другого потоків ВЕР є перевищення доходів над витратами для їх одержання.

Вторинні енергетичні ресурси за їх характеристиками поділяють на *паливні, теплові та підвищеного тиску*.

*Паливні ВЕР* мають хімічно зв'язану енергію. Їх можна використати як паливо, щоб забезпечити протікання процесів в інших технологічних агрегатах. До них належать горючі гази плавильних печей (доменний, конвертерний, колошниковий), горючі відходи процесів хімічної і термохімічної переробки вуглецевої або вуглецеводневої сировини (дерев'яна щепка, кора, тирса, стружка) та лужні розчини целюлозно-паперового виробництва.

*Теплові ВЕР* – це фізична теплота димових газів, основної, побічної та проміжної продукції і відходів різних виробництв.

До таких ВЕР належать водяна пара і гаряча вода, тверді, рідкі та газоподібні продукти, які побіжно виникають у технологічних установках.

*ВЕР підвищеного тиску* – потенційна енергія газів, що виходять з технологічних агрегатів з надлишковим тиском, який треба знижувати перед подальшим використанням або викидом їх в атмосферу. До них належать станційні колошникові гази доменних печей, відпрацьована в силових установках водяна пара, гази каталітичного крекінгу та термоконтактного коксування.

*ВЕР низькопотенційної теплоти (ВЕР НПТ)*. До низькопотенційних теплових відходів належить фізична теплота:

- димових газів технологічних і енергетичних установок із температурою нижче 400 °С;
- води, що охолоджує елементи конструкцій технологічного устаткування;
- вентиляційних викидів;
- водяної пари вторинного кипіння тощо.

ВЕР НПТ складають близько половини від сумарного виходу усіх видів ВЕР. Актуальність ефективного використання цього виду ВЕР пов'язана з потребою удосконалення технологічних процесів і скорочен-

ням втрат теплоти високого потенціалу. Утилізація ВЕР НПТ також сприяє охороні навколишнього середовища від теплового забруднення.

Носіями НПТ є корозійно-активні, забруднені, запилені рідини і гази. Для вирішення завдання ефективного використання НПТ потрібне спеціальне утилізаційне устаткування (теплові насоси, контактні теплообмінники, регенератори тощо).

Залежно від виду і параметрів вторинні енергоресурси використовують в одному з таких напрямів:

- *паливні* – як котельно-пічне паливо;
- *теплові* – в утилізаційних установках або безпосередньо споживачем, щоб забезпечити потреби в тепловій енергії (можливе також одержання штучного холоду за рахунок ВЕР в абсорбційних холодильних установках);
- *електроенергетичні* – перетворення енергоносія для одержання електричної енергії в газових або парових конденсаційних турбоагрегатах;
- *комбіновані* – для виробництва в УУ (утилізаційних ТЕЦ) за допомогою теплофікаційного циклу електричної і теплової енергії;
- *низькопотенційні* – у системах опалення, кондиціювання повітря та охолодження продукції в теплонасосних та холодильних (абсорбційних) установках.

## 13.2. Ефективність використання

Паливні ВЕР необхідно використовувати як паливо повністю (100 %). Об'єм використання вторинних енергетичних ресурсів, що утилізуються з перетворенням енергоносія, визначається можливим виробленням електроенергії в УУ.

Можливу кількість утилізованої теплоти для виробництва водяної пари або гарячої води в УУ за рахунок теплових ВЕР визначають за формулою

$$Q_T = G(h_1 - h_2)\beta(1 - \xi),$$

а для виробництва холоду так:

$$Q_X = Q_T \epsilon,$$

де  $G$  – витрата енергоносія ВЕР в УУ;  $h_1$  і  $h_2$  – ентальпія енергоносія відповідно на вході і виході з УУ;  $\beta$  – коефіцієнт, що враховує невідповідність режиму і кількості годин роботи УУ та агрегату – джерела

ВЕР;  $\xi$  – коефіцієнт втрат теплоти УУ в зовнішнє середовище;  $\varepsilon$  – холодильний коефіцієнт.

Можливу кількість електроенергії в утилізаційній турбіні за рахунок ВЕР у вигляді надлишкового тиску визначають за формулою

$$W = G \cdot \tau \cdot l \cdot \eta_{vi} \cdot \eta_m \cdot \eta_r,$$

де  $G$  – витрата енергоносія (рідини або газу, які мають надлишковий тиск);  $\tau$  – кількість годин роботи агрегату – джерела ВЕР в розглядуваний період;  $l$  – робота ізоентропійного розширення енергоносія;  $\eta_{vi}$  – внутрішній відносний ККД турбіни;  $\eta_m$  – механічний ККД турбіни;  $\eta_r$  – ККД електрогенератора.

Економічна ефективність використання ВЕР визначається значенням зведених витрат на систему енергопостачання, енергетичну установку або агрегат:

$$B = C + E_n K,$$

де  $B$  – зведені витрати, грн/рік;  $C$  – річні експлуатаційні витрати (собівартість), грн/рік;  $E_n$  – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень, який для енергетичної галузі дорівнює  $0,12 \text{ рік}^{-1}$ ;  $K$  – капіталовкладення, грн.

Економічно найефективнішим є варіант, який характеризується мінімумом зведених витрат  $B_{\min}$ . Зведені витрати для варіантів енергопостачання з утилізацією ВЕР можна визначити за співвідношенням

$$B_{yt} = C_{yt} + E_n K_{yt},$$

а для енергопостачання без утилізації ВЕР за рівнянням

$$B_{b,yt} = C_{b,yt} + E_n K_{b,yt}.$$

Економічний ефект від використання ВЕР визначається різницею в річних зведених витратах за порівнюваними варіантами:

$$\Delta B = B_{b,yt \min} - B_{yt \min} = C_{b,yt} - C_{yt} - E_n (K_{b,yt} - K_{yt}).$$

Використання ВЕР економічно доцільне для позитивного значення різниці ( $\Delta B > 0$ ).

## Контрольні запитання

1. Класифікація вторинних енергетичних ресурсів.
2. Характеристика основних видів ВЕР.
3. Напрями використання ВЕР.
4. Енергетична та економічна ефективність використання ВЕР.

# ЧАСТИНА V. БАЗОВІ ЕНЕРГЕТИЧНІ УСТАНОВКИ

## 14 | Паротурбінні, газотурбінні і комбіновані енергоустанов- ки та їх складові частини

### 14.1. Загальні питання

*Паротурбінні установки* (ПТУ), що застосовуються як базові для виробництва електричної і теплової енергії є основою сучасної енергетики.

Для виробництва тільки електричної енергії застосовують конденсаційні ПТУ, електричної та теплової – теплофікаційні ПТУ (які мають регульовані відбори пари, що йде на тепlopостачання).

Основними елементами ПТУ (рис.14.1) є: котел 1, турбіна 2, електрогенератор 3, конденсатор 5, циркуляційний 6, конденсатний 7 і живильний 9 насоси, бак живильної води 8 і охолоджувач циркуляційної води 10. Хімічна енергія палива, яке спалюють у топці котла, перетворюється в теплову енергію і передається (через радіаційні і конвективні поверхні нагріву котла) живильній воді. У результаті утворюється насичена пара, що перегрівається в пароперегрівачі і далі надходить при відповідному тиску  $p_0$  і температурі  $t_0$  до парової турбіни.

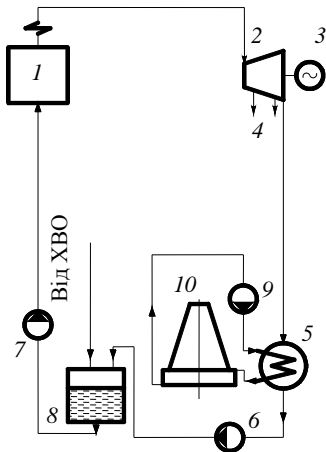
*Загальні питання*

*Парові і газові турбіни*

*Комбіновані установки*

*Технологічні показники  
парових турбін*

*Контрольні запитання*



**Рисунок 14.1** - Принципова схема конденсаційної паротурбінної установки:  
 1 – паровий котел; 2 – турбіна; 3 – електрогенератор; 4 – регульовані відбори пари; 5 – конденсатор; 6 – конденсатний електронасос (КЕН); 7 – живильний електронасос; 8 – бак живильної води; 9 – сітвий насос; 10 – градирня

відбувається конденсація пари при температурі  $t_k$ .

Конденат конденсатним насосом подають в систему регенеративного підігріву живильної води. Далі після термічної дегазації (для видалення корозійних газів  $\text{CO}_2$  і  $\text{O}_2$ ) і додавання хімічно очищеної води (для поповнення втрат конденсату) живильну воду живильним насосом подають у котел. У результаті робочий цикл замикається.

У комбінованому виробництві теплової і електричної енергії застосовують паротурбінні установки з регульованими теплофікаційними і промисловими відборами пари. Тиск теплофікаційного відбору пари значно нижчий, ніж тиск промислового.

Коли споживачеві (промислому об'єктові) потрібна в значній кількості пара для технологічних потреб, використовують парові турбіни з протитиском. У цьому випадку в схемі ПТУ немає конденсатора, і вся відпрацьована пара направляється споживачеві. Конденсат пари, що надходить від споживача, частково або цілком повертається на станцію і використовується для живлення котлів. У таких установках кількість пари, що проходить через турбіну, а, отже, і кількість вироблюваної електроенергії цілком залежать від теплового споживання.

У сопловому апараті парової турбіни відбувається перетворення потенційної енергії пари в кінетичну, яка, у свою чергу, перетворюється на робочих лопатках в механічну енергію обертання ротора турбіни. Перетворення механічної енергії в електричну відбувається в електрогенераторі.

Особливістю конденсаційної установки є те, що відпрацьована водяна пара (за винятком деякої її кількості – до 20–30 %), яка відбирається у вигляді нерегульованих відборів і подається в систему регенеративного підігріву живильної води) направляється в конденсатор з тиском  $p_k$ , значно нижче атмосферного. Конденсатор являє собою теплообмінник поверхневого типу, де в результаті теплообміну між відпрацьованою парою і холодною циркуляційною водою

Тобто, станція, що оснащена турбінами з протитиском працює за заданим тепловим графіком, тобто повинна мати можливість віддавати всю вироблену нею електроенергію в електричну мережу досить потужної системи. У тих випадках, коли споживач зменшує витрату теплоти, що означає зниження вироблення і електричної енергії, електрична система має заповнювати це зниження потужності підвищенням її на інших станціях системи.

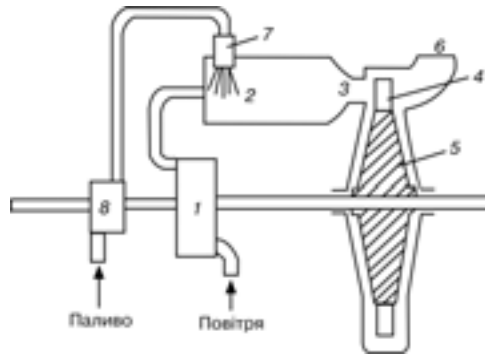
Газотурбінні установки порівняно з паровими мають такі особливості:

- немає металоємних та об'ємних парових котлів і котельного цеху;
- швидкий пуск, який створює сприятливі умови для використання ГТУ, щоб покрити пікові навантаження;
- незначна потреба у воді;
- значно менша кількість обслуговуючого персоналу (включаючи можливість повної автоматизації робочого процесу);
- можливість роботи переважно на рідкому та газовому паливі.

Газові турбіни зі згоранням при постійному тиску можна розподілити на турбіни, що працюють у розімкненому і замкненому циклі.

На рис. 14.2 подано принципову схему ГТУ, що працює у найпростішому розімкненому циклі (циклу Брайтона).

Паливний насос 8 подає в камеру згорання 2 через форсунку 7 паливо, що згорає, змішуючись з повітрям, яке подають у камеру під тиском, створюваним компресором 1. Продукти згорання проходять через сопла 3 і, розширюючись у них, надходять з великою швидкістю на робочі лопатки 4, установлені на диску 5. Відпрацьовані гази виходять в атмосферу через вихлопний патрубок 6. Якщо потрібне комбіноване виробництво теплової і електричної енергії, то ГТУ може мати котел-утилізатор, з'єднаний з вихлопним патрубком турбіни.



**Рисунок 14.2** – Принципова схема газотурбінної установки зі згоранням при постійному тиску:  
 1 – компресор; 2 – камера згорання;  
 3 – сопла; 4 – робочі лопатки; 5 – диск;  
 6 – вихлопний патрубок; 7 – форсунка;  
 8 – насос

Показником ефективності перетворення хімічної енергії палива на електричну є коефіцієнт корисної дії установки. Найчастіше,  $\eta_{пгу} > \eta_{гту}$ .

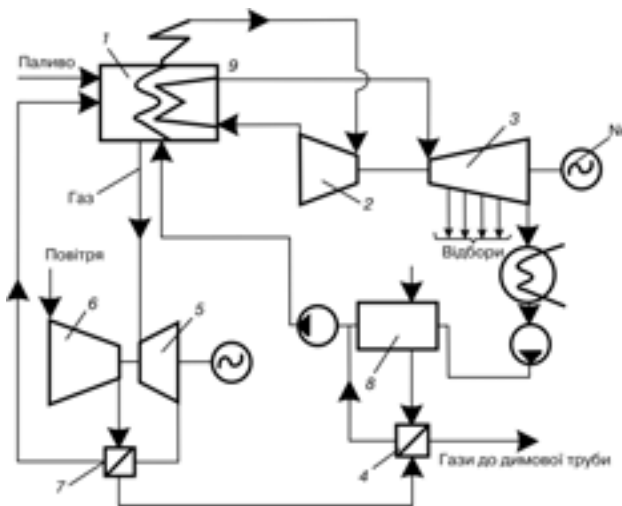
Однак, якщо ПТУ і ГТУ використовують спільно, то ККД комбінованої установки (ПГУ) стає істотно вищим за відповідний показник ПТУ. Це пояснюється тим, що у цьому разі використовують переваги розглянутих установок і виключають недоліки, зумовлені термодинамічною недосконалістю кожної з них.

Вища початкова температура циклу ГТУ визначає її істотну термодинамічну перевагу порівняно з ПТУ. Водночас вища кінцева температура газотурбінного циклу визначає низьку термодинамічну ефективність ГТУ.

У комбінованому циклі ГТУ виконує роль надбудови над ПТУ, що зумовлює підвищення сумарного ККД комбінованого циклу.

Є багато різних варіантів парогазових установок і відповідних циклів, що визначаються особливостями функціонування елементів ГТУ і ПГУ

і їх взаємозв'язком. Одну з можливих схем ПГУ, що працює за бінарною схемою (за наявності двох силових контурів з роздільною подачею пари і газу в парову і газову турбіну) наведено на рис. 14.3.



**Рисунок 14.3** – Принципова схема ПГУ з високонапорним парогенератором: 1 – паровий котел; 2 – парова турбіна (ЦВТ); 3 – парова турбіна (ЦНТ); 4 – економайзер; 5 – газова турбіна; 6 – компресор; 7 – регенератор; 8 – система регенеративного підігріву живильної води; 9 – проміжний перегрів водяної пари

У цій схемі застосований високонапорний парогенератор 1, тобто котел спеціальної конструкції з топкою, що працює під тиском і забезпечує



ефективну теплопередачу та високі теплові навантаження поверхонь нагріву (до 350 кВт/м<sup>2</sup>). Повітря, потрібне для горіння палива, подається осьовим компресором 6 через регенератор 7, де воно підігрівається відпрацьованими в газовій турбіні 5 газами. Після парогенератора газу подаються під тиском в газову турбіну. Відпрацьовані в турбіні газу подаються в регенератор для підігріву повітря і потім в економайзер 4 для підігріву живильної води паротурбінної установки, включеної послідовно із системою регенеративного підігрівача сільової води 8. Пару високого тиску, отриману в парогенераторі, використовують для приводу парової двоциліндрової турбіни 2 і 3 з проміжним перегрівом пари 9.

Газова турбіна виконує функції приводу компресора, що знаходиться на її валу, а надлишкову потужність використовують для приводу електричного генератора.

Паливом у такій установці може слугувати газ або рідке паливо, що забезпечує чистоту продуктів згорання перед газовою турбіною для запобігання забрудненню її проточної частини.

Крім ПГУ, що працюють за бінарною схемою, є також комбіновані установки, що працюють за монарною схемою, у яких робоче тіло турбіни – це суміш продуктів згорання з водяною парою. Такі установки називають *газопарові*.

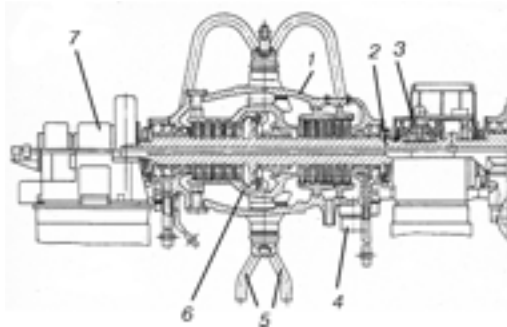
## 14.2. Парові і газові турбіни

Парові і газові турбіни – основні механізми перетворення потенційної енергії робочого тіла на механічну роботу відповідно в ПТУ і ПГУ. Вони складаються з ідентичних елементів, однак конструкція і технологія виготовлення цих елементів може бути різною.

На рис. 14.4 показано поздовжній розріз циліндра високого тиску (ЦВТ) парової турбіни з поворотним потоком пари.

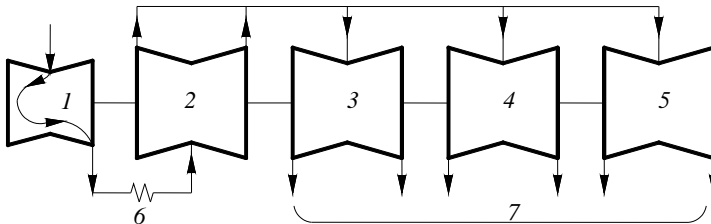
Така схема виконання ЦВТ властива конденсаційним турбінам Ленінградського металевого заводу (ЛМЗ) і турбінам з протитиском або з регульованими відбираннями пари, що працюють на докритичних або понадкритичних параметрах пари. Ротор ЦВТ дисковий суцільнокований. Статор ЦВТ 1 складається із зовнішнього і внутрішнього 6 корпусів. Спочатку пара надходить до внутрішнього корпусу в середній частині циліндра, проходить через декілька ступенів у лівій частині ЦВТ, протікає між внутрішнім і зовнішнім корпусами в протилежному напрямку, далі проходить через останні ступені ЦВТ і через вихідний патрубок виводиться з циліндра. Потім, після проміжного перегріву, пара надходить до

циліндра 2 середнього тиску (ЦСТ), після чого трьома паралельними потоками надходить до трьох циліндрів низького тиску (ЦНТ) і далі потрапляє до конденсатора (рис. 14.5).



**Рисунок 14.4** - Проточна частина ЦВТ з поворотним потоком пари:

- 1 – зовнішній корпус; 2 – суцільнокований дисковий ротор; 3 – задній опорний підшипник; 4 – вихідний патрубок; 5 – подвійний підвід свіжої пари; 6 – внутрішній корпус; 7 – корпус установки переднього опорно-упорного підшипника



**Рисунок 14.5** - Структурна схема конденсаційних турбін ЛМЗ потужністю 800 і 1 200 МВт: 1 – ЦВТ; 2 – ЦСТ; 3 – ЦНТ1; 4 – ЦНТ2; 5 – ЦНТ3; 6 – проміжний пароперегрівник; 7 – до конденсатора.

Якщо в паровій турбіні робочим тілом є водяна пара, то в газовій продукти згорання палива і стисненого повітря. Найістотношою є відмінність у конструкції і технології виготовлення ротора газової турбіни, виконаного у вигляді збірної конструкції (на стяжних болтах). Крім того, газова турбіна має систему повітряного охолодження найбільш термонапружених елементів проточної частини.

Основою проточної частини парових і газових турбін є ступінь – сукупність нерухомої решітки (напрявленого апарата) і решітки робочих лопаток, що обертаються. У нерухомій решітці, яку ще називають *сопловою*, потенційна енергія пари перетворюється на кінетичну. У робочому

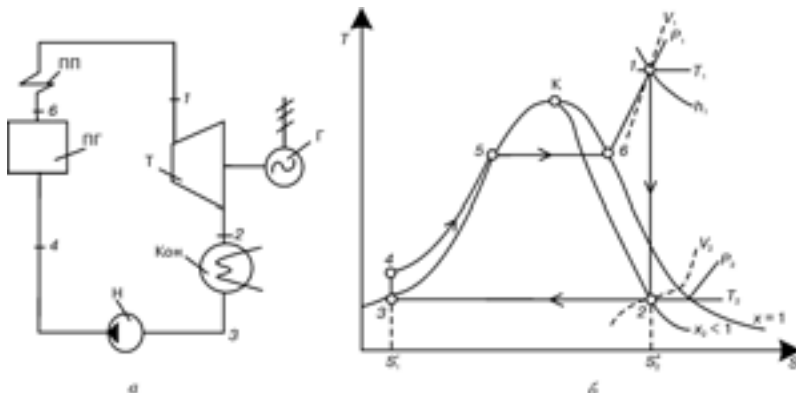
апараті кінетична енергія пари перетворюється на механічну енергію обертання ротора турбіни.

За аналогічною схемою потенційна енергія робочого тіла перетворюється на кінетичну і механічну енергію на всіх ступенях багатоступінчастої парової або газової турбіни. При цьому ступеневно змінюються тиск робочого тіла та обертальний момент.

На рис. 14.6 наведено принципову схему і цикл конденсаційної ПТУ в  $Ts$ -координатах ( $T$  – абсолютна температура, К;  $s$  – ентропія, Дж/кг·К). В основу робочого процесу всіх типів ПТУ покладено цикл Ренкіна. Робота ПТУ (без урахування незворотних втрат) характеризується площею  $1 - 2 - 3 - 4 - 5 - 6 - 1$ . Лінія  $1 - 2$  характеризує процес ізоентропійного розширення пари в турбіні, лінія  $2 - 3$  – ізобарно-ізотермічний процес конденсації пари в конденсаторі, лінія  $3 - 4$  – ізоентропійний процес підвищення тиску живильної води в насосі,  $4 - 5$  – ізобарний процес підігріву води до лінії насичення,  $5 - 6$  – ізотермічний процес випаровування води й одержання сухої ( $x = 1$ ) насиченої пари,  $6 - 1$  – ізобарний процес перегріву води в пароперегрівнику.

Конденсаційні паротурбіни установки мають розвинену систему регенеративного підігріву живильної води, що сприяє підвищенню потужності турбіни й економічності ПТУ загалом (економія палива сягає 10 % і більше порівняно з турбінами без регенерації).

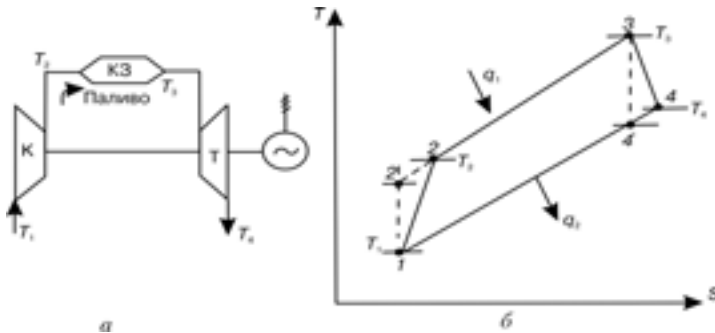
Економічність ПТУ можна також підвищити збільшенням початкових параметрів пари ( $p_1$  і  $T_1$ ). Однак з підвищенням початкового тиску  $p_1$  точка 2 в  $Ts$ -діаграмі зміщується в її ліву область, тобто вологість пари зростає (при цьому ступінь сухості падає  $x < 1$ ) вище припустимих норм вологості.



**Рисунок 14.6** - Схема (а) і термодинамічний цикл (б) ПТУ: ПП – пароперегрівник; ПГ – парогенератор; Т – турбіна; Кон – конденсатор; Н – насос; Г – електрогенератор; К – критична точка (для води:  $t_{кр} = 374,15$  °С;  $P_{кр} = 22,129$  МПа)

На рис. 14.7 наведено схему ГТУ простого типу, основними елементами якої є турбіна, компресор і камера згорання. У  $Ts$ -координатах наведено цикл Брайтона. Якщо немає втрат в основних елементах ГТУ, реалізується ідеальний цикл (площа  $1 - 2' - 3 - 4 - 1$ ). Така ГТУ працює за розімкненою схемою. Атмосферне повітря (точка 1 на  $Ts$ -діаграмі) надходить у компресор, де в результаті адіабатичного стиснення (процес  $1 - 2$ ) його тиск підвищується від  $p_1 = p_{\text{атм}}$  до кінцевого тиску  $p_2 > p_1$ . Відношення тисків  $\pi_k = p_2/p_1$  називають *ступінь стиснення компресора*. У результаті стиснення зростає і температура повітря на виході з компресора відповідно до відомого термодинамічного відношення  $T_2 = T_1 \pi_k^m$  (де  $m = (k - 1)/k$ ;  $k = c_p/c_v$  - показник адіабати).

Процес  $2 - 3$  підведення теплоти  $q_1$ , що утворюється за рахунок хімічної енергії згорілого палива, відбувається в камері згорання при постійному тиску до температури  $T_3$ , після чого продукти згорання надходять до турбіни, де розширюються до атмосферного тиску і де виробляється механічна робота.



**Рисунок 14.7** – Схема (а) і термодинамічний цикл (б) ГТУ простого типу: К – компресор; КЗ – камера згорання; Т – турбіна;  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$ ,  $T_4$  – температури в характерних точках циклу

У реальних умовах у результаті незворотних втрат у компресорі і турбіні процес розширення політропічний. З урахуванням цієї обставини конфігурація циклу буде відповідати площі  $1 - 2 - 3 - 4 - 1$ .

Одним з недоліків ГТУ є те, що температура вихлопних газів, які викидаються в атмосферу, сягає  $400 \dots 500 \text{ }^\circ\text{C}$  і вище. Цим обумовлюється її відносно низький ККД. Щоб збільшити ККД, ГТУ можна виконати з регенератором, який являє собою теплообмінник поверхневого типу. У такій ГТУ повітря після компресора потрапляє в регенератор, де за рахунок теплоти газів, що відходять після турбіни, його температура підвищується-

ся. Одночасно знижується температура вихлопних газів, що економить паливо і збільшує ККД циклу ГТУ.

Подальшого підвищення економічності ГТУ можна досягти ускладненням її схеми за рахунок застосування циклу зі ступінчастим стисненням повітря і з проміжним підведенням теплоти.

### 14.3. Комбіновані установки

Комбінація парових і газових турбін дозволяє істотно підвищити їх техніко-економічні показники. Цього досягають, створюючи парогазові (ПГУ) і газопарові (ГПУ) комбіновані установки, класифікацію яких наведено на рис. 14.8.

*Парогазові установки* об'єднують безконтактність між продуктами згорання і парорідним робочим тілом. Кожний з робочих агентів рухається в ізольованому контурі і взаємодіє з іншими лише у формі теплообміну в апаратах поверхневого типу.



**Рисунок 14.8** – Схема класифікації комбінованих установок з паровими і газовими турбінами

Якщо в топці котла нормальної конструкції, що працює за схемою з передвключеною ГТУ, не спалювати додаткове паливо, то вона перетвориться на утилізатор теплоти димових газів.

У *газопарових установках* продукти згорання безпосередньо контактують з пароводяним робочим тілом. Майже в усіх установках цієї групи переважна частина об'єданого потоку робочого тіла припадає на газоподібні продукти згорання. Установки з упорскуванням води в газовий тракт називають *газопарові контактні*, або скорочено ГПУ-К.

Випаровування в установках цього типу відбувається в потоці продуктів згорання. Однак можна застосовувати схеми, що використовують газопарові суміші, де пара генерується в апаратах поверхневого типу. Утворення пари в поверхневих апаратах створює ряд специфічних умов як для видалення солей, так і для основних термодинамічних процесів. Тому такі установки слід називати, на відміну від попередніх, *газопарові установки напівконтактного типу*, скорочено ГПУ-НК.

Основні особливості установки ГПУ-НК: можливість повного знесення пари, що надходить у газовий тракт, і зменшення теплових втрат. Якщо генерація пари відбувається тільки за рахунок теплоти турбіни, то ККД комбінованої установки наближається до ККД звичайної ГТУ в умовах надзвичайного підвищення тиску.

Значної переваги ця схема набуває в теплофікаційних установках, де пару з котла-утилізатора можна використовувати (залежно від графіка навантажень), щоб задовольнити теплові потреби або зняти піки електричного навантаження. Однак кількість генерованої пари лімітовано можливістю скидної теплоти. Найчастіше співвідношення між витратою пари і газу (повітря) в установках типу ГПУ-НК знаходиться в межах 10–20 %.

Схему можна застосувати на підприємствах, де є підведення газу і джерело низькопотенційної скидної теплоти. Малі масштаби установки – переваги перед ТЕЦ. Основною особливістю ГПУ є те, що вони можуть працювати тільки на рідкому і газоподібному паливі, зокрема на продуктах газифікації твердого палива (тоді треба очистити продукти згорання від твердих абразивних домішок).

Що стосується ПГУ, то вони можуть працювати на всіх видах палива, включаючи і тверде, в залежності від конкретної схеми їх виконання.

## 14.4. Технологічні показники парових турбін

Парові і газові турбіни є складовою частиною ПТУ і ГТУ і їх характеристики суттєво впливають на техніко-економічні показники, що характеризують роботу всієї установки. Робота турбін у складі ПТУ і ГТУ визначається відповідними показниками, внесеними в їх паспортні дані.

До основних показників належать: номінальна і максимальна потужність, номінальний тиск і температура робочого тіла на вході в турбіну, питомі витрати і коефіцієнт корисної дії.

Крім цього, є інші параметри, які контролюють у процесі роботи турбіни, щоб підтримати її техніко-економічні показники в номінальному (паспортному) режимі.

Розглянемо основні характеристики парових турбін.

*Номінальні початкові параметри пари* – номінальний тиск і номінальна температура пари перед стопорним клапаном турбіни.

*Температура пари* після проміжного перегріву – початкова температура пари перед циліндром середнього тиску.

*Температура живильної води* після регенеративного підігріву – температура за останнім по ходу води регенеративним підігрівником.

*Номінальна температура охолоджувальної води* – температура охолоджувальної води на вході в конденсатор, при якій завод-виробник гарантує значення питомої витрати теплоти і витрату пари на турбіну.

*Номінальний відбір* – найбільша кількість пари відбору за одиницю часу для номінальної потужності турбіни і рівня інших параметрів в межах допуску, обумовленого відповідним стандартом.

*Номінальна потужність конденсаційної турбіни* – найбільша потужність на клеммах генератора, яку турбіна має довгостроково розвивати при номінальних значеннях усіх інших основних параметрів і відборах пари на постійні власні потреби енергоустановки.

*Номінальна потужність теплофікаційної турбіни* і турбіни з протитиском – найбільша потужність на клеммах генератора, яку турбіна має довгостроково розвивати при номінальних значеннях основних параметрів.

*Максимальна потужність конденсаційних турбін (К)* – потужність, якої досягають з максимальною витратою пари через стопорні клапани і з відключенням теплових споживачів, передбачених технічними умовами.

*Максимальна потужність теплофікаційної турбіни* і турбіни з протитиском – найбільша потужність на клеммах генератора, яку турбіна має довго-

строково розвивати з витратами пари у визначених співвідношеннях тисків у відборах з протитиском і номінальних значеннях інших основних параметрів.

Турбіни мають допускати тривалу роботу з відхиленнями початкових параметрів свіжої пари і температури проміжного перегріву пари від номінальних значень у заданих межах.

Економічність турбін характеризується ККД, що показує, яка частка підведеної теплоти перетворюється на механічну роботу.

Ступінь удосконалення турбіни визначається порівнянням її ККД з ККД ідеальної турбіни, яка не має внутрішньої втрати теплоти на тертя тощо.

## **Контрольні запитання**

1. Характеристика і принцип роботи ПТУ.
2. Характеристика і принцип роботи ГТУ.
3. Особливості роботи установок.
4. Типи паротурбінних і комбінованих установок.
5. Загальна схема і термодинамічний цикл ПТУ.
6. Класифікація, параметри і типові цикли паротурбінних установок.
7. Схеми і термодинамічні цикли газотурбінних установок.
8. Особливості парогазових і газопарових установок.
9. Технологічні показники паротурбінних установок.



# 15 | КОТЕЛЬНІ УСТАНОВКИ

## 15.1. Головні складові організації процесів отримання теплової енергії

Котельною установкою називають конструктивно об'єднаний в єдине ціле комплекс котельного агрегату та допоміжного обладнання. Котельний агрегат являє собою сукупність пристроїв, механізмів та елементів, об'єднаних між собою для виробництва водяної пари або теплої води потрібних параметрів. До допоміжного обладнання належать вентилятори, димососи, хімводоочищення, системи підготовки і подачі палива та золошлаковидалення, обладнання для очищення димових газів, димова труба тощо.

Залежно від виду виробленого робочого тіла котельні установки підрозділяють на *парові*, що виробляють водяну пару потрібних параметрів, і *водогрійні*, що видають гарячу воду визначеної температури та тиску.

За призначенням котельні установки поділяють на *енергетичні, промислові, опалювально-промислові та опалювальні*. В енергетичних котельних установках виробляють пару високого ( $p \leq 9$  МПа) і середнього ( $p \leq 3,5$  МПа) тиску, призначену для подальшого перетворення в парових турбінах на ТЕС.

*Головні складові організації процесів отримання теплової енергії*

*Допоміжні системи і пристрої*

*Тепловий баланс і теплова економічність котельної установки*

*Подальший розвиток котельної техніки*

*Котельні установки – базове джерело малої енергетики*

*Контрольні запитання*

Важливою ознакою класифікації котельних установок є розміщення в них продуктів горіння палива і робочого тіла (води, водяної пари).

Виробничі котельні установки призначено для одержання водяної пари або гарячої води на різні технологічні потреби. В опалювальних котельних установках виробляють водяну па-ру низького тиску або нагрівають воду лише для опалення, вентиляції і гарячого водопостачання житлових будинків і виробничих споруд.

Котельні установки, у яких продукти горіння рухаються в трубках, а вода – ззовні труб, називають *газотрубними*, інакше – *водотрубними* (вода рухається в трубках, а газ – ззовні).

Опалювальні й опалювально-промислові котельні установки можуть бути газотрубні і водотрубні, для енергетичних цілей використовують лише водотрубні котли.

Важливою ознакою, за якою класифікують парові котельні установки, є спосіб руху в них робочого тіла. За цією ознакою вони можуть бути *з природною, примусовою та комбінованою циркуляцією*.

Джерелом теплової енергії в котельних установках є органічне паливо. Робочим тілом є вода, в окремих випадках використовують органічні високикипаючі рідини, наприклад даутерм, дифеніл та ін. Застосування останніх зумовлене їх особливими теплофізичними властивостями, насамперед високою температурою кипіння і конденсації при низькому (порівняно з водою) тиску. Це дозволяє підвищити ККД бінарного циклу, у якому водяна пара забезпечує можливість використання нижньої температурної границі, а органічні рідини – верхньої.

Робочий процес у котельних установках складається з таких кінцевих стадій:

- 1) горіння палива;
- 2) теплопередача від гарячих димових газів до води або пари;
- 3) пароутворення (нагрівання води до кипіння і її випаровування) і перегрів насиченої пари.

Котельна установка складається з котла відповідного типу і допоміжного устаткування, що забезпечує його роботу.

Основними елементами котла є топка і теплообмінні поверхні. Взаємне розміщення топки і газоходів, у яких знаходяться теплообмінні поверхні нагріву, тобто компоновка котла визначається властивостями палива, паровою потужністю і кінцевими параметрами пари.

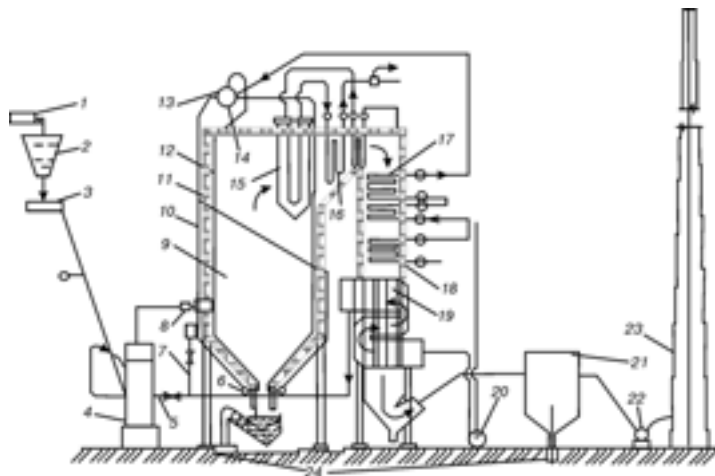
Допоміжне устаткування котла – це дутьові вентилятори і димососи для подання повітря в котел і евакуації з нього в атмосферу продуктів згорання; бункери, живильники сирого палива і пилу; вуглерозмельні млини для забезпечення безупинного подання і підготовки пилоподібного палива потрібної якості; золовловлювальне і золошлакотранспортува-

льне обладнання для очищення димових газів від золових частинок з метою охорони навколишнього середовища від забруднення і для організованого виведення вловленої золи і шлаку; пристрої для профілактичного очищення зовнішньої поверхні труб котла від забруднень; контрольно-вимірювальна апаратура; водопідготовчі установки для обробки вихідної (природної) води до заданої якості.

Основними елементами котельної установки (рис. 15.1) є поверхні нагріву, призначені для передачі теплоти від теплоносія до робочого середовища (води, пароводяної суміші, водяної пари або повітря). Залежно від процесів перетворення робочого тіла розрізняють нагрівальні, випарні і перегрівальні поверхні нагріву.

Теплоту від продуктів згорання до поверхні нагріву можна передавати випромінюванням (радіацією) і конвекцією. Відповідно до цього поверхні нагріву поділяють на радіаційні, конвективні і радіаційно-конвективні (напіврадіаційні).

До конвективної нагрівальної поверхні належать економайзер 18 (рис. 15.1), призначений для підігріву живильної води, що надходить у котел. Економайзер розміщують у зоні відносно невисоких температур у конвективній опускній шахті.



**Рисунок 15.1** – Технологічна схема котельної установки: 1 – конвеєр; 2 – бункер; 3 – живильник; 4 – млин; 5 – короб первинного повітря; 6 – нижній розподільний колектор; 7 – короб вторинного повітря; 8 – пальники; 9 – топка; 10 – опускні труби; 11 – обмурівка котла; 12 – підйомні труби; 13 – 14 – барабан; 15 – ширмові перегрівники; 16 – конвективний перегрівник; 17 – другий ступінь економайзера; 18 – перший ступінь економайзера; 19 – повітропідігрівник; 20 – вентилятор; 21 – газоочистка; 22 – димосос; 23 – димова труба; 24 – виведення золи та шлаку

Випарними є поверхні нагріву, розміщені в зоні найвищих температур топки 9 або в газоході за нею. Це найчастіше радіаційні або радіаційно-конвективні поверхні нагріву – екрани, фестони, котельні пучки. Екранні поверхні 12 – це поверхні нагріву котла, розміщені на стінах топки і газоходів, що захищають їх від впливу високих температур. Екрани можуть бути також встановлені всередині топки (двосвітні екрани, що піддаються двосторонньому опромінюванню).

Перегрівальні поверхні нагріву можуть бути радіаційними, ширмовими і конвективними: радіаційні перегрівники розміщують на стінах топки або на її стелі. Ширмові перегрівники 15 – це поверхні нагріву, у яких ширми розміщено з великим поперечним кроком труб, які одержують теплоту випромінюванням і конвекцією приблизно в рівних кількостях. Конвективні перегрівники 16 встановлюють у газоходах: у перехідному горизонтальному або на початку (по ходу газів) конвективної шахти.

Сукупність послідовно розміщених по ходу робочого тіла поверхонь нагріву, трубопроводів, що їх з'єднують, і встановлених додаткових пристроїв складає пароводяний тракт котла. До основного пароводяного тракту котла входять економайзер 18, труби відводу, барабан 14, опускні труби 10 і нижній розподільний колектор 6, екрани, стельовий перегрівник, перший та другий ступінь конвективного перегрівника 16. Проміжний перегрівник 17 є елементом пароводяного тракту проміжного перегріву пари (див. рис. 15.1).

Устаткування для подання палива до пальників 8 і підготовки його до спалювання являє собою паливний тракт котла. Він містить конвеєр 1, бункер 2, живильники 3 вологого палива та пилу. Бункери вологого палива, призначені для зберігання постійно відновлюваного запасу палива, забезпечують безупинну роботу котла. Живильники вологого палива – пристрої для дозування і подання палива з бункера до млинів 4, призначені для одержання вугільного пилу потрібної якості. До млина одночасно з паливом для його підсушки (за допомогою короба 5) подають сушильний агент, найчастіше – повітря.

Повітряний тракт котельної установки складають забірний повітровід, дутьовий вентилятор 20, повітропідігрівник 19, короби 5 і 7 первинного і вторинного повітря (рис. 15.1). Усі елементи повітряного тракту (крім забірного повітроводу) знаходяться під надлишковим тиском, що забезпечує дутьовий вентилятор. Підігріте в повітропідігрівнику повітря використовують для сушіння палива, що дозволяє підвищити інтенсивність і економічність його горіння. Розрізняють рекуперативні і регенеративні повітропідігрівники.

Теплота від продуктів згорання до повітря в рекуперативному повітропідігрівнику передається через їх теплообмінну відокремлювальну поверхню (рис. 15.2).

У регенеративному повітропідігрівнику (РПП) процес передачі теплоти від гарячих газів до повітря відбувається через ту саму теплообмінну поверхню, що контактує послідовно з газами та повітрям .

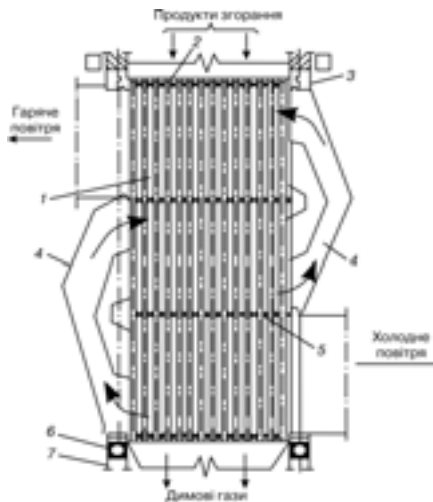
Продукти згорання проходять послідовно всі поверхні нагріву і після очищення від золи в золовловлювачах 21 виводяться через димову трубу 23 в атмосферу (див. рис. 15.1). Усе це становить газовий тракт котла, що може знаходитися під тиском дуттьового вентилятора або під розрідженням. В останньому випадку в газовому тракті після золовловлювачів установлюють димосос 22.

Пристрої 25, призначені для шлаковидалення, золовловлювачі 21 і канали 24 входять до тракту золошлаковиведення (див. рис. 15.1).

Елементами котла є обмурівка і каркас. Обмурівка 12 – система вогнетривких і теплоізоляційних захисних засобів або конструкцій, призначених зменшити теплові втрати і забезпечити газощільності. Каркас 13 – несуча металева конструкція, що приймає навантаження від маси котла з робочим тілом, яке знаходиться в ньому, і всі інші можливі навантаження і забезпечує потрібне взаємне розміщення елементів котла. На каркасі котла передбачено площадки обслуговування і перехідні сходи.

Котли класифікують залежно від виду відповідного тракту і його устаткування. За видом палива і відповідного паливного тракту розрізняють котли для газоподібного, рідкого і твердого палива.

За газоповітряним трактом розрізняють котли з природною, врівноваженою тягою і з наддуванням. У котлі з *природною тягою* опір газового тракту долається під дією різниці густини (питомої маси) атмосферного повітря і газу в димовій трубі. Якщо опір газового тракту (так само, як і повітряного) долається за допомогою дуттьового вентилятора, то котел працює з *наддуванням*. У котлі з *врівноваженою тягою* тиск у топці і на початку газоходу (поверхня нагріву 15) підтримується близьким до атмо-



**Рисунок 15.2** - Конструкція рекуперативного одноходового за газом і триходового за повітрям трубчастого повітропідігрівника:  
1 – труби поверхні нагріву; 2, 5 – трубні дошки; 3 – трилінзовий компенсатор;  
4 – повітряний короб; 6 – опорна балка;  
7 – колони

сферного спільною роботою дуттьового вентилятора і димососа. Котли зазвичай виготовляють газощільними.

За видом пароводяного тракту розрізняють барабанні і прямотечійні котли. У всіх типах котлів через економайзер і перегрівник вода і пара проходять одноразово. У *барабанних* котлах пароводяна суміш у випарних поверхнях нагріву циркулює багаторазово (від барабана по опускних трубах до колектора і до барабана). В котлах з *примусовою циркуляцією* перед входом води у випарні поверхні встановлюють додатковий насос. У *прямотечійних* котлах робоче тіло по всіх поверхнях нагріву проходить одноразово під дією напору, що створює живильний насос.

Технологія одержання водяної пари для барабанних і прямотечійних котлів різна. Барабанні котли широко застосовують на ТЕС. Наявність одного або декількох барабанів з фіксованою границею поділу між парою і водою є характерною особливістю цих котлів.

Замкнуту систему, що складається з барабана, опускних труб, колектора і випарних поверхонь, по якій багаторазово рухається робоче тіло, називають *контур циркуляції*, а рух води в ньому – *циркуляція*. Рух робочого середовища, зумовлений тільки різницею густини води в опускних трубах і пароводяній суміші в підйомних, називають *природна циркуляція*, а паровий котел – *барабанний з природною циркуляцією*. Природна циркуляція можлива лише в котлах з тиском пари, що не перевищує 18,5 МПа. Якщо тиск більший, то через малу різницю густини пароводяної суміші і води стійкий рух робочого середовища в циркуляційному контурі забезпечити важко. Якщо рух середовища в циркуляційному контурі створює насос, то циркуляцію називають *примусовою*, а паровий котел – *барабанний з примусовою циркуляцією*. Примусова циркуляція дозволяє виконувати екрани з труб меншого діаметра як з підйомним, так і з опускним рухом середовища в них. До недоліків такої циркуляції слід віднести потребу встановити спеціальні насоси (циркуляційні), що мають складну конструкцію і потребують додаткової витрати енергії на їх роботу.

У прямотечійних котлах барабана немає. Живильна вода в них, як і в барабанних котлах, послідовно проходить економайзер, випарні і перегрівальні поверхні. Рух робочого середовища в поверхнях нагріву одноразовий, його створює живильний насос. З випарної поверхні виходить пара. Це дозволяє відмовитися від металоємного барабана. Надійне охолодження металу труб випарної поверхні забезпечує відповідні швидкості руху робочого середовища. У прямотечійних котлах немає чітких меж між економайзерною, випарною і пароперегрівальною поверхнями. Зміна параметрів живильної води (температура, тиск), характеристик палива, повітряного режиму змінює співвідношення площ цих поверхонь. Так, зі

зниженням тиску в котлі зменшуються розміри економайзерної ділянки (зона підігріву), збільшується випарна зона (через зростання теплоти пароутворення) і дещо скорочується зона перегріву.

Прямоточні котли порівняно з барабанними мають значно менший об'єм акумулювального робочого тіла. Тому для їх роботи потрібна чітка синхронізація подання води, палива і повітря. Вони можуть бути як докритичного, так і понадкритичного тиску.

## **15.2. Допоміжні системи і пристрої котельних установок**

Допоміжні системи і пристрої котельних установок містять: систему транспорту і паливopідготовки, систему водopідготовки і водного режиму, систему золовловлювання й очищення димових газів, систему тягодуттьових пристроїв, насоси живильної води, димову трубу.

Котельну установку також обладнують різними регулювальними запорними і захисними пристроями, а також системою автоматичного регулювання, що підвищує економічність і надійність її роботи. Потреба в тих або тих допоміжних пристроях і їх елементах залежить від призначення котельної установки, виду палива і способу його спалювання.

**Системи пилоприготування** у процесі спалювання вугілля складаються з пристроїв подрібнення і сушіння палива, його дозування, транспортування і нагромадження. Середовище, що використовується для сушіння палива, називають сушильним агентом. Як сушильний агент палива можна використовувати гаряче повітря, гарячі продукти згорання, водяну пару або їх суміші. Газоподібне середовище з випареною вологою після процесу сушіння вугілля називають відпрацьованим сушильним агентом.

За типом зв'язку розмелювальних пристроїв з котлами розрізняють два види систем пилоприготування: центральні та індивідуальні. У *центральних системах пилоприготування* сушіння і розмел вугілля винесено за межі котельних цехів. Іноді сушіння виконують на сушильному заводі.

В *індивідуальних системах пилоприготування* пристрої для розмелу і сушіння вугілля знаходяться в котельному цеху і пов'язані з роботою котла як у часі, так і за сушильним агентом (повітря або продукти згорання, що забирають з котла).

Індивідуальні системи пилоприготування найбільше поширені. Їх поділяють на системи з прямим вдювом пилу і з проміжними бункерами готового пилу. У системах прямого вдюву вугільний пил після сушіння пода-

ється до пальників топкової камери. У системах з проміжними бункерами пил після відділення від сушильного агента нагромаджується в бункерах.

Вибір типу млинів визначається типом твердого палива. На котел установлюють не менше двох млинів.

Розмельювальні пристрої розрізняються за принципом подрібнення і швидкістю руху подрібнювальних органів.

*Молоткові млини* широко використовують для підготовки до спалювання кам'яного вугілля зі значним виходом летких ( $V_n^r \geq 30\%$ ), бурого вугілля, сланців і фрезерного торфу. Вони належать до швидкохідних млинів, мають частоту обертання 9,8...16,5 с<sup>-1</sup>. Млини-вентилятори також належать до швидкохідного типу млинів (частота обертання 9,8...24,5 с<sup>-1</sup>).

*Шарові барабанні млини* встановлюють у системах пилоприготування для абразивного вугілля з низькою розмельністю, а також щоб одержати тонке мливо (антрацити, напівантрацити, деяке кам'яне і буре вугілля). Вони мають знижену чутливість до наявності металу, є універсальними і можуть працювати на будь-якому паливі. Їх відносять до тихохідного типу млинів (частота обертання 0,25...0,4 с<sup>-1</sup>).

**Системи водопідготовки і водяного режиму котельної установки** забезпечують хімічну підготовку живильної води і відновлення втрат конденсату за рахунок відповідної обробки природної води, що містить ту або ту кількість шкідливих для роботи котла домішок (розчинених солей і газів і нерозчинених завислих речовин). Найшкідливішими є *соли жорсткості* (різні сполуки кальцію і магнію, розчинність яких у воді незначна) і *корозійноактивні гази* (кисень і вуглекислий газ). Солі жорсткості, що відкладаються на поверхнях нагріву, створюють щільний шар накипу. Речовини, що кристалізуються в об'ємі води, утворюють завислі в ній частинки у вигляді шламу. Теплопровідність накипу (0,1...0,2 Вт/мК) в багато разів менша від теплопровідності металу, тому через накип малої товщини різко погіршується теплопередача від газів до води і підвищується температура стінок труб. Це, у свою чергу, знижує економічність котла в результаті підвищення температури димових газів і зменшує строк служби металевих стінок поверхонь нагріву.

Щоб запобігти відкладенню накипу, природну воду попередньо спеціально обробляють: освітлюють – видаляють механічні домішки відстоюванням і фільтруванням; пом'якшують – видаляють накипоутворювачі і деаерують – видаляють розчинені у воді гази.

У процесі пароутворення концентрація солей води, що знаходиться в об'ємі котла, збільшується. Для підтримки її на сталому рівні, що виключає випадання солей з розчину, застосовують безупинну або періодичну продувку, під час якої з барабана котла виводиться деяка частина води з великою концентрацією солей.



Для котлів малої потужності використовують лише внутрішньокотлову обробку води, коли в живильну воду додають хімічні речовини – антинакипини, що вступають в реакцію з солями і сприяють випаданню їх в вигляді шламу, який видаляють продувкою.

Щоб зменшити винесення солей з парою і небажане відкладення їх в трубах пароперегрівника і проточної частини турбіни, застосовують сепарацію пари в спеціальних пристроях барабана котла, що забезпечують відділення крапель води від пари.

**Система очищення газів** існує у зв'язку з тим, що в продуктах згорання палива містяться шкідливі для навколишнього середовища токсичні складові: летка зола, оксиди сірки  $SO_2$  і  $SO_3$  і азоту  $NO$  і  $NO_2$ . Під час роботи котельної установки на твердому паливі обов'язково треба застосовувати золовловлювачі. За принципом дії золовловлювачі поділяють на механічні сухі і мокрі й електростатичні. Механічні сухі золовловлювачі циклонного типу відокремлюють частинки від газу за рахунок відцентрових сил під час обертового руху потоку. Ступінь вловлювання золи в них 75–80 % при гідравлічному опорі 0,5...0,7 кПа.

Механічні мокрі золовловлювачі являють собою вертикальні циклони з водяною плівкою, що стікає по стінках. Ступінь вловлювання золи в них дещо вищий, ніж в механічних, і перевищує 80–90 %. Електрофільтри забезпечують високий ступінь очистки газів (95–99 %) при гідравлічному опорі 150...200 Па без зниження температури і зволоження димових газів.

**Газоповітряні допоміжні пристрої (вентилятори, димососи)** подають повітря на горіння в топку котла й евакуюють продукти згорання.

Тяга може бути природною і штучною. *Природна тяга* виникає в димарі внаслідок різниці густини атмосферного повітря і гарячих газів в димарі.

В установках з великим гідравлічним опором газового тракту, коли димар не забезпечує природної тяги, застосовують *штучну тягу*, установлюючи димососи за котлом (після золовловлювача). Розрідження, створюване димососом, визначається гідравлічним опором газового тракту і потребою підтримувати розрідження в топці на рівні 20...30 Па. В великих котельних установках розрідження, створюване димососом, становить 1...2 кПа, а в потужних – 2,5...3 кПа.

Для подачі повітря в топку і подолання гідравлічного опору повітряного тракту (повітроводів, повітропідігрівника, шару палива або пальників) перед повітропідігрівником установлюють вентилятори. Опір повітряного тракту котла малої потужності становить 1...1,5 кПа, великої – 2...2,5 кПа.

**Система автоматичного регулювання котельних установок** забезпечує зміну навантаження установки, зберігаючи задані параметри (тиск і

температура пари) і максимального ККД установки. Крім того, ця система підвищує безпеку, надійність і економічність роботи котла, скорочує кількість обслуговуючого персоналу і полегшує умови його роботи. Автоматичне регулювання котла включає регулювання подачі води, температури перегрітої пари і процесу горіння. Живлення котла можна регулювати, щоб забезпечити відповідність між витратами води, що подається в котел, і виробленої пари, що характеризується сталістю рівня води в барабані.

У котельних установках, які працюють на пилоподібному паливі, можна також регулювати роботу системи пилоприготування регулятором завантаження млинів, що забезпечують сталість завантаження кульових барабанних млинів, і регулятором температури пилоповітряної суміші за млином. Система керування котла має забезпечувати його роботу з заданими оптимальними техніко-економічними показниками. Вирішення цього завдання визначається досконалістю комплексу устаткування котельної установки, а також кваліфікацією і досвідом персоналу.

*Експлуатація котлів* має забезпечувати надійне й економічне виробництво теплоносія (пари або гарячої води) потрібних параметрів і безпечні умови праці персоналу. Щоб дотримати цих вимог, треба експлуатувати котел згідно із чинними законами, положеннями, правилами, нормами і керівними вказівками.

*Обслуговування під час робіт.* Цю функцію виконує персонал відповідно до режимної карти, у якій зазначено рекомендовані технологічні та економічні показники роботи котла в умовах різних навантажень: тиск і температура пари і живильної води, уміст шкідливих домішок у димових газах, температура димових газів і розрідження в газовому тракті, коефіцієнти надлишку повітря і його тиски у повітряному тракті та ін.

*Зупин котла* виконують за графіком приблизно в такій послідовності: припиняють подання твердого палива з пилосистем або відключають подання газу до пальників і мазуту до форсунок. Після припинення горіння в топці вимикають котел від парової магістралі і відчиняють продувку пароперегрівника на 40–50 хв; повільно, протягом 4–6 год, розхолоджують котел, після цього вентилюють газоходи за допомогою природної тяги, а також продувають котел. Через 8–10 год після зупину повторюють продувку і, якщо треба прискорити охолодження, то пускають димосос; через 18–24 год після зупину при температурі води 70...80 °С допустимо повільно спустити її з котла. У період зупину спостерігають за рівнем води в барабані і, якщо треба, підживлюють котел живильною водою.

*Ремонт котла.* У процесі роботи елементи і частини котла нерівномірно зношуються, тому треба систематично робити його ремонт: капітальний – через кожні 3–5 роки і поточний – через 1–2 роки. За умови вдос-

коналювання устаткування і поліпшення умов експлуатації міжремонтний період збільшується.

*Нагляд за котлами* з метою запобігання аваріям виконує Держмісттехнадзор, оглядаючи їх у встановлені терміни. Є три види огляду: зовнішній, внутрішній і гідравлічне випробування.

*Зовнішній огляд* виконують інспектори, не припиняючи роботи котла, не рідше одного разу на рік. Обстежують загальний стан агрегату і приміщення, у якому його встановлено. При цьому звертають увагу на стан обмурівки, топки, паропроводів, арматури та ін. Контролюють знання персоналом правил технічної експлуатації й інструкцій.

*Внутрішній огляд* проводять не рідше одного разу на чотири роки. Крім загального стану устаткування, під час його експлуатації перевіряють стан стінок барабанів і поверхонь нагріву, щільність газоходів та ін.

*Гідравлічне випробування котла* проводять один раз на вісім років. Після внутрішнього огляду котла звільняють від ізоляції усі шви барабанів, колекторів штуцерів, фланців тощо.

Результати огляду котла фіксують у його паспорті, у якому мають бути опис установки, креслення, заводські акти, результати випробувань і дані заводу на її основні елементи. При незадовільному стані установки інспектор Держмісттехнадзору має право заборонити її подальшу експлуатацію

### **15.3. Тепловий баланс і теплова економічність котельної установки**

Тепловий баланс складають на підставі нормативних матеріалів на 1 кг витраченого твердого або рідкого палива (або на 1 м<sup>3</sup> газоподібного палива) або у відсотках від підведеної теплоти. Тепловий баланс зумовлює рівність між корисною  $Q_{\text{кор}}$  і підведеною  $Q_{\text{п}}^{\text{п}}$  (витраченою) теплотою, віднесеної до 1 кг (м<sup>3</sup>) поданого до котла палива (рис.15.3):

$$Q_{\text{п}}^{\text{п}} = Q_{\text{кор}} + \sum Q_i, \quad (15.1)$$

де  $Q_{\text{кор}}$  – корисна теплота, потрібна для генерації пари;  $\sum Q_i$  – сума втрат теплоти в котлі. Підведену теплоту  $Q_{\text{п}}^{\text{п}}$  визначають як суму теплоти згорання палива  $Q_{\text{н}}^{\text{п}}$ , фізичної теплоти повітря  $Q_{\text{ф.пов}}$  і фізичної теплоти палива  $Q_{\text{ф.л}}$ , тобто

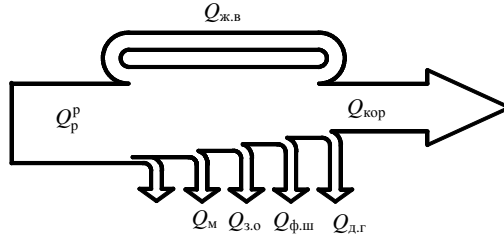
$$Q_{\text{п}}^{\text{п}} = Q_{\text{н}}^{\text{п}} + Q_{\text{ф.пов}} + Q_{\text{ф.л}}. \quad (15.2)$$

Якщо котел генерує пару, то корисну теплоту визначають за формулою

$$Q_{\text{кор}} = D(h_{\text{н.п}} - h_{\text{ж.в}}) / B, \quad (15.3)$$

де  $D$  – витрата пари, кг/с;  $h_{\text{н.п}}$  і  $h_{\text{ж.в}}$  – ентальпія відповідно перегрітої пари і живильної води, кДж/кг;  $B$  – витрата палива, кг/с.

Загальна втрата теплоти  $\sum Q_i$  складається з суми втрат теплоти: з димовими газами  $Q_{\text{д.г}} = Q_2$ , хімічної  $Q_x = Q_3$  і механічної  $Q_m = Q_4$  неповноти згорання, від зовнішнього охолодження  $Q_{\text{з.о}} = Q_5$  і з фізичною теплотою шлаків  $Q_{\text{ф.ш}} = Q_6$ .



**Рисунок 15.3** – Схема теплового балансу котла

Відношення корисно використаної в котлі теплоти до підведеної представляє ККД-брутто котла

$$\eta_{\text{к.а}}^{\text{бр}} = Q_{\text{кор}} / Q_p^p = 1 - (Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6) / Q_p^p \quad (15.4)$$

або у відсотках від корисно використовуваної теплоти

$$\eta_{\text{к.а}}^{\text{бр}} = [1 - (q_2 - q_3 - q_4 - q_5 - q_6)] 100 \%, \quad (15.5)$$

ККД котельної установки, що враховує витрати котла на власні потреби (привід насосів, вентиляторів, димососів тощо), називають ККД-нетто:

$$\eta_{\text{к.у}}^{\text{н}} = \eta_{\text{к.а}}^{\text{бр}} - q_{\text{в.п}}, \quad (15.6)$$

де  $q_{\text{в.п}} = 4-7 \%$  – витрата енергії на власні потреби, віднесена до  $Q_{\text{н}}^p$ .

Втрати теплоти  $q_2$  з димовими газами зазвичай становлять 5–10 % відносно теплоти  $Q_{\text{н}}^p$ .

Втрати теплоти від хімічної неповноти згорання палива  $q_3 = 100Q_3 / Q_p^p$  виникають тільки, якщо в продуктах згорання є горючі газоподібні компоненти ( $\text{H}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_m\text{H}_n$  та ін.) унаслідок неповного вигорання палива в межах топкового об'єму котла. За його межами горючі гази не догорають через низькі температури вздовж газового тракту котла. Причинами появи хімічної неповноти згорання можуть бути: неякісне сумі-

шоутворення, особливо на початкових стадіях горіння палива; загальна нестача повітря; низька температура в топковому об'ємі котла, особливо в зоні догорання палива.

Якщо коефіцієнт надлишку повітря достатній і сумішоутворення в топках сучасних котлів якісне, то втрати теплоти з хімічною неповнотою згорання становлять: для камерного спалювання  $q_3 = 0-0,5 \%$ ; для шарового спалювання  $q_3 = 0,5-2 \%$ .

Щоб знизити рівень  $q_3$ , поліпшують умови змішування газів, особливо в зоні їх догорання, застосовуючи гостре дуття, і підвищують температуру в зоні горіння, підігрівши повітря, що подається в топку. Працюючи в розрахункових режимах, нормально експлуатуючи котел і добре спроектовану топку, втрати  $q_3$  практично можна довести до нуля.

*Втрати теплоти від механічної неповноти згорання  $q_4$*  для шарових топкозалежать від теплової напруги топкового об'єму і пов'язані з тим, що паливо провалюється через решітку  $q_{4пр}$ , потрапляє в шлак  $q_{4шл}$  і уно-ситься газами  $q_{4ун}$ . Втрати теплоти зі шлаком ( $q_{4шл}$ ) зростають зі збільшен-ням зольності палива, зростанням теплової напруги топки і з переходом на спалювання палива з меншим виходом летких.

Втрати теплоти з провалом ( $q_{4пр}$ ) залежать від сорту палива (відносно його спікливості), умісту в паливі дріб'язку і від конструкції колосникової решітки. Якщо використано так звану безперевальну колосникову решітку, то рівень  $q_{4пр}$  не перевищує 0,5–1 %.

У камерних топках рівень  $q_4$  переважно визначається теплотою  $q_{4ун}$  і знаходиться в межах 0–0,5 %, причому верхня границя належить до твер-дих палив з малим виходом летких марок АСШ і ПА. Під час спалювання вугілля з великим виходом летких рівень  $q_4$  не перевищує 0,5–1,5 %. Під час спалювання твердих палив з рідким шлаковилученням втрати теплоти  $q_4$  знижуються у зв'язку з кращими умовами вигорання частинок у ме-жах топкового об'єму.

*Втрати теплоти від зовнішнього охолодження  $q_5$*  виникають тому, що температура зовнішньої поверхні котла завжди вища за температуру навколишнього середовища, вони змінюються обернено пропорційно по-тужності котла.

*Втрати теплоти з фізичною теплотою шлаку  $q_6$*  виникають тому, що шлак, який видаляється з топкового об'єму, має вищу температуру, ніж середовище, у яке його відводять.

Камерне спалювання палива з твердим шлаковиведенням зумовлює втрати теплоти  $q_6$ , які враховують тільки, якщо спалюють високозольні палива, температуру шлаку приймають на рівні 600–700 °С. Для рідкого шлаковиведення температуру шлаку вибирають за довідковими таблиця-

ми палива. Під час шарового спалювання палива, а також камерного з рідким шлаковиведенням втрати теплоти  $q_6$  сягають 1–2 % і вище.

Витрату палива  $B$  для виробництва теплоносія із заданими параметрами визначають з теплового балансу котла:

$$Q_{\text{кор}} = B Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_{\text{к.а}}^{\text{бр}}, \quad (15.7)$$

$$B = Q_{\text{кор}} / (Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_{\text{к.а}}^{\text{бр}}). \quad (15.8)$$

Основні показники роботи котелень можна розподілити на *технологічні*, що визначають функціональні залежності робочих процесів, *економічні* і *режимні*. Останні показники визначають за даними технічної та економічної звітності. Їх аналіз дозволяє установити причини відхилення від заданих нормативів, виявити і використовувати резерви виробництва і можливості підвищення рентабельності роботи.

Питому витрату умовного палива на тону виробленої пари даних параметрів (т/т) визначають із співвідношення

$$b_{\text{бр}} = \frac{B Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{D \cdot 29,4} 10^{-3}, \quad (15.9)$$

де  $D$  – кількість виробленої пари, т/міс. або т/рік.

Основними показниками режиму роботи котла є річний коефіцієнт робочого часу  $\eta_{\text{т}}$ , коефіцієнти використання теплової потужності котла  $K_{\text{вик}}$  і кількість годин використання встановленої потужності  $\tau_0$ . Річний коефіцієнт робочого часу у відсотках визначають зі співвідношення

$$\eta_{\text{т}} = \frac{T_{\text{роб}}}{8760} 100\%; \quad (15.10)$$

коефіцієнт використання теплової потужності котлів у відсотках визначають зі співвідношення

$$K_{\text{вик}} = \frac{\sum D}{\sum D_0 \tau} 100\%, \quad (15.11)$$

де  $\sum D$  – сумарне виробництво пари котлами, т/рік;  $\sum D_0$  – сумарна номінальна потужність котлів, т/рік;  $\tau$  – фактичний час роботи котлів, год.

Кількість годин використання встановленої потужності котлів визначає термін безупинної роботи котлів при їх номінальній потужності

$$\tau_0 = \sum D / \sum D_0. \quad (15.12)$$

Використання встановленої потужності котлів визначається графіком навантаження, резервною продуктивністю, надійністю встановленого устаткування тощо. Велика кількість годин використання встановленої

потужності характеризує постійний режим роботи, меншу кількість зупинів агрегатів і меншу тривалість простою їх в ремонті або резерві. Зі збільшенням кількості годин використання встановленої потужності економічність котлів зростає. Зниження економічності роботи зі збільшенням кількості годин використання встановленої потужності вказує на роботу агрегатів з неекономічним навантаженням або на погіршення їх технічного стану.

Найважливішим підсумковим показником, що комплексно відображає технічний рівень стану устаткування експлуатації котлів, є собівартість відпущеної пари. Витрати на генерацію пари поділяють на змінні, що залежать від кількості виробленої пари, і постійні, що мало залежать від цього показника. Перемінні витрати складаються з витрат на паливо, електроенергію, воду і допоміжні матеріали, постійні – із заробітної плати з нарахуваннями, амортизації будинків, споруджень і устаткування, витрат на поточний ремонт й інші витрати.

Основною частиною собівартості пари є паливна складова, що може доходити до 70 %. Суттєвою складовою собівартості пари є також витрати на електроенергію для власних потреб під час роботи котла, які треба враховувати, починаючи з системи паливоподачі. Ураховують також вартість води на живлення котла і її очищення, вартість води на охолодження елементів устаткування, вартість мастильних і обтиральних матеріалів, куль і биток для млинів і дробарок та ін.

Враховують також витрати на заробітну плату, до яких включають усі витрати на утримання обслуговуючого персоналу, за винятком зайнятого ремонтом (ремонтні витрати відносять на рахунок амортизаційних відрахувань). Ці витрати залежать від ступеня механізації й автоматизації котельних установок. Складова заробітної плати знижується зі збільшенням кількості годин використання номінальної потужності агрегатів.

*Амортизаційні витрати* складаються з відрахувань від вартості будинків, споруджень і устаткування. Складова собівартості за амортизаційними відрахуваннями становить 6–12 %. Частка собівартості на поточний ремонт та інші витрати становить 10–15 % вартості пари і зменшується зі збільшенням кількості годин використання устаткування. Основними напрямками зниження собівартості пари є зменшення:

- 1) питомої витрати палива за рахунок підвищення ККД агрегатів і втрат палива;
- 2) витрати енергії на власні потреби котлів усуненням шкідливих опорів у системі пилоприготування, пароводяного і газоповітряного трактів, а також підтримкою оптимального режиму роботи устаткування;
- 3) чисельності обслуговуючого персоналу за рахунок комплексної механізації й автоматизації робочих процесів;

4) початкової вартості котельних установок за рахунок збільшення одиночної потужності, виготовлення агрегатів збільшеними блоками, застосування збірних будівельних конструкцій будинків і споруд тощо.

## **15.4. Подальший розвиток котельної техніки**

Котельна техніка розвивається у таких напрямках:

1) збільшення одиночної потужності агрегатів і підвищення параметрів пари, що знижує капітальні витрати і зменшує питому витрату палива на виробництво електроенергії в паротурбінних установках, а також інтенсифікує технологічні процеси, якщо пару використовують як теплоносії;

2) спеціалізація котлів за призначенням, зокрема для технологічних агрегатів, а також за паливом, що дає можливість забезпечити оптимальні техніко-економічні показники їх роботи в конкретних умовах;

3) застосування якісніших і нових матеріалів для виготовлення котлів, удосконалювання і модульна уніфікація елементів котлів і допоміжного обладнання, що підвищує надійність їх роботи і зменшує капітальні витрати;

4) застосування раціональних конструкцій топкових пристроїв і оптимізація процесів спалювання палива, систем пилоприготування, тягодутьових установок, що знижує теплові втрати котлів і витрати електроенергії на власні потреби;

5) використання ефективніших систем зололовлювачів і установок для очищення продуктів згорання від оксидів сірки й азоту, що дає можливість зменшити шкідливі викиди в атмосферу;

6) підвищення теплової економічності котельних установок за рахунок використання прихованої теплоти пароутворення зі зниженням температури димових газів;

7) подальший розвиток застосування ЕОМ для комплексної автоматизації роботи котлів, що підвищує їх надійність і економічність роботи.

## **15.5. Котельні установки – основне базове джерело малої енергетики**

Для централізованого теплопостачання промисловості і житлово-комунального господарства, а також для покриття пікових теплових навантажень у теплофікаційних системах призначені районні котельні. Їх спорудження вимагає менших капіталовкладень і може бути проведено в більш



короткий термін, чим спорудження ТЕЦ тієї ж теплової потужності. Тому в багатьох випадках теплофікацію районів починають з будівництва районних котельнь. До введення в роботу ТЕЦ ці котельні є основним джерелом теплопостачання району. Після введення ТЕЦ вони використовуються в якості пікових. Котельні споруджують на площадках ТЕЦ чи в районах теплоспоживання. В них встановлюють водогрійні котли або парові низького тиску (1,2-2,4 МПа).

При роботі на газі - кращі водогрійні котли, при роботі на мазуті чи на твердому паливі - парові котли низького тиску. У випадку відпустку теплоти у виді пари на технологічні нестатки і гаряче теплопостачання варто порівнювати варіанти установки в котельні як парових, так і водогрійних котлів. При невеликій відпустці теплоти у виді пари виробництву і на власні нестатки котельні можлива установка комбінованих пароводогрійних котлів для покриття переважно теплофікаційного навантаження. Тип котлів у котельні вибирається на основі техніко-економічних розрахунків з урахуванням факторів надійності їхньої роботи, складності експлуатації, величини капіталовкладень і витрат виробництва.

Разом з тим, споживання теплової енергії в Україні характеризується такими особливостями.

По-перше, існуючий житловий фонд України і нове будівництво характеризуються великою неоднорідністю, що позначається на умовах забезпечення приватних та комунальних об'єктів тепловою й електричною енергією. Питання ощадливого й ефективного використання цих видів енергії особливо актуальні для України, що споживає імпортоване паливо.

По-друге, промислові підприємства різнопланові щодо випуску продукції, особливостей виробництва і розміщення сировини. У багатьох випадках це не дозволяє використовувати на них електроенергію і теплоту, отриману централізованим шляхом на ТЕЦ. Крім того, якщо підприємство значно віддалено від ТЕЦ, то стає економічно не вигідним транспортування до нього гарячого теплоносія.

По-третє, багато ТЕЦ України відпрацювали свій ресурс, підлягають глибокому відбудовному ремонту і є основним джерелом забруднення атмосфери. Крім того, більшість розподільних теплових мереж знаходяться в поганому технічному стані і призводить до значних втрат теплоти. Тому питання реалізації децентралізованого енергозабезпечення як житлового фонду, так і промислових об'єктів є актуальним.

Децентралізоване виробництво електроенергії і теплоти підвищує загальну ефективність виробництва за рахунок таких чинників: усунення втрат під час транспортування теплоносія; регулювання теплового навантаження за часом доби або порою року залежно від реальної потреби; застосування високоефективних котельних установок, що з'явилися на ри-

нку в останні декілька років; утилізації низькопотенційного тепла в когенераційних установках. Іноді установки децентралізованого виробництва енергоресурсів можуть замінити вугільні і мазутні котельні, помітно знижуючи при цьому викиди оксидів азоту й інших забруднювачів.

Розрізняють такі системи децентралізованого опалення: *індивідуальні* з установкою настінних або підлогових котлів невеликої потужності (8...30 кВт) у кожній окремій квартирі, що являють собою граничний ступінь децентралізації опалення; *домові* з установкою котлів середньої потужності (150...1 000 кВт) на горіщних або в прибудованих до будинків приміщеннях; *блокові* районні котельні, системи опалення промислових споруд інфрачервоними випромінювачами, а також когенераційні установки.

Підходи до проектування енергетичних систем різні для кожного конкретного об'єкта і залежать від багатьох чинників: типу об'єкта, наявності в регіоні центральних систем енергопостачання, об'ємів споживання електричної і теплової енергії та їх співвідношення, можливості постачання визначеного виду палива, ціни на устаткування й енергоносії. З порівняння капітальних витрат на створення систем централізованого опалення і будівництво блокових районних котельних з системою індивідуального поквартирного опалення найбільш капіталоємними виявляються блокові районні котельні. Якщо вважати їх вартість за 100 %, то вартість централізованого опалення становитиме 86 %, а систем індивідуального опалення – 47 %.

Слід також урахувувати наявність витрат на утримання обслуговуючого персоналу систем центрального і блочного опалення, наявність складної системи контролю, обліку і розподілу витрат порівняно з безвитратною експлуатацією систем індивідуального опалення. При цьому відпадає проблема обліку теплової енергії, враховують тільки витрату газу. Залежно від місцевих тарифів економія коштів при квартирному опаленні може досягати 40 %.

*Індивідуальне опалення.* Системи індивідуального поквартирного опалення широко застосовують в Україні для опалення приватних будинків у сільській місцевості й у передмісті.

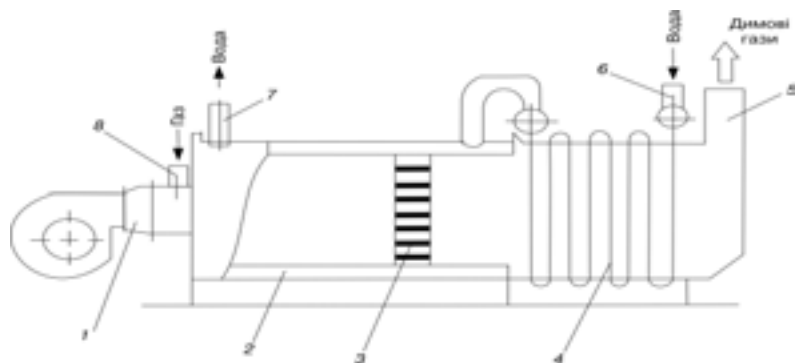
Котли можуть бути як підлогові, так і настінні, невеликих розмірів. Вони складаються з трьох блоків: власне котла з безшумним циркуляційним насосом, розширювального бачка і контуру гарячого водопостачання. Безпеку роботи забезпечують декілька систем контролю, які дублюють одна одну.

Установлену потужність індивідуального котла вибирають з розрахунку приблизно 1 кВт на 10 м<sup>2</sup> опалювальної площі, що відповідає витраті природного газу 0,1 м<sup>3</sup>/г. В Україні настінні котли не випускають.

Близько 100 підприємств в Україні виробляють підлогові котли потужністю від 8 до 100 кВт. Як паливо в них найчастіше використовують природний газ або рідке чи тверде паливо. Безпека роботи котлів підтримується автоматично. Деякі конструкції котлів оснащено складною системою регулювання співвідношення газ – повітря. Котли можуть мати вбудований або окремо розміщений бойлер для гарячого водопостачання.

Котли імпортного виробництва відрізняються поліпшеним дизайном, а деякі з них мають сучасні системи регулювання, зокрема програмне забезпечення. Так, системи *Bosch Thermotechnic* дозволяють управляти котлами залежно від погодних умов і програмувати температуру в помешканні на декілька місяців уперед, що дозволяє заощаджувати до 20 % газу за опалювальний сезон.

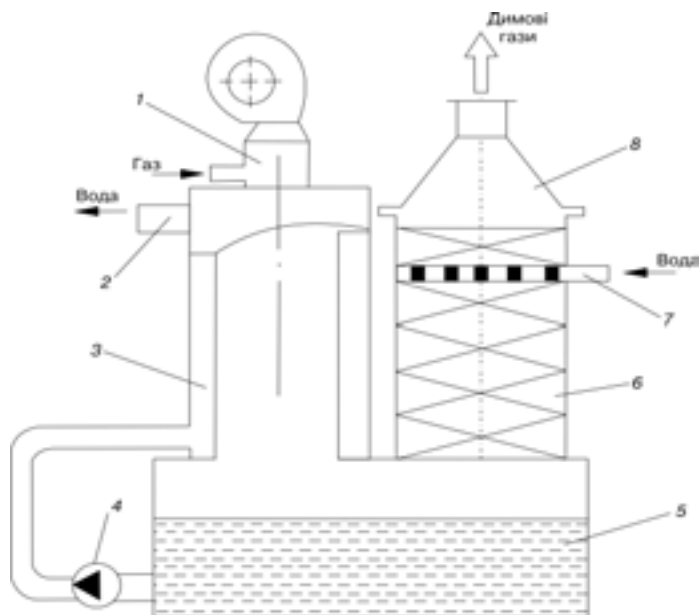
*Будинкові котельні.* Ще один варіант децентралізації – опалення окремих будинків або під'їздів багатоквартирних будинків. Для цієї мети використовують котли середньої потужності (150...1000 кВт) або блоки котлів меншої потужності.



**Рисунок 15.4** – Агрегат опалювальний серії АОМ (розробка Інституту газу Національної академії наук України): 1 – блочний газовий паливник; 2 – водоохолоджувальна топкова камера; 3 – проміжний випромінювач; 4 – водотрубний конвективний пучок; 5 – вихлопний патрубок; 6 – патрубок для входу води; 7 – патрубок для виходу нагрітої води; 8 – газовий патрубок

Характерною властивістю котлів цієї серії (рис. 15.4) є інтенсифікація теплообміну в радіаційній зоні за рахунок установки вторинних випромінювачів з жаростійких керамічних елементів і застосування в конвективній зоні багатоходових пучків з біметалічних оребрених труб. Це істотно знижує масогабаритні характеристики котлів. Котли мають вертикальне і горизонтальне виконання, що дає проектантам свободу вибору розміщення котлів на дахах або в прибудованих до будинків спорудах.

Ефективність котлів підвищується із застосуванням комбінованих поверхнево-контактних водогрійних котлів серії КАОМ (рис. 15.5).



**Рисунок 15.5** – Контактний водогрійний агрегат КАОМ (розробка Інституту газу Національної академії наук України): 1 – блочний газовий пальник; 2 – патрубок нагрітої води; 3 – водоохолоджувальна топкова камера; 4 – насос циркуляційний; 5 – бак водяний; 6 – контактна камера; 7 – патрубок подачі води; 8 – вихлопний патрубок

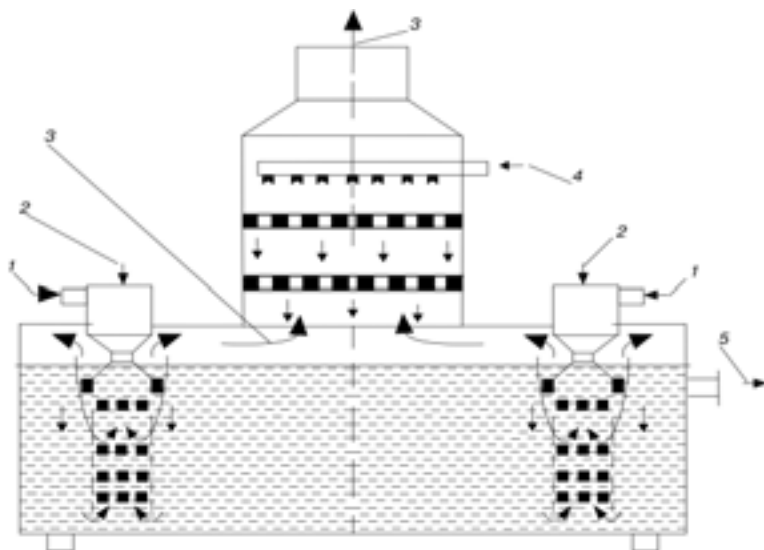
Такі агрегати поєднують нагрів води через трубчасті поверхні топкової камери з прямим контактом зворотної води і гарячими продуктами згорання. За принципом дії вони аналогічні конденсаційним котлам. Відмінністю є те, що конденсація пари з продуктів згорання відбувається в контактній насадці.

Під час спалювання 1 кг природного газу в котлі утворюється більше 2 кг води за рахунок окиснювання водню метану. Точка роси для продуктів згорання природного газу з теоретичного співвідношення *газ – повітря* становить 53 °С. При температурі зворотної сітьової води близько 50 °С відбувається конденсація водяної пари з продуктів згорання і тим самим реалізація вищої теплоти згорання палива.

Різниця між нижчою і вищою теплотою згорання становить приблизно 11 %. Це потенціал підвищення ефективності котлів, наданий самою природою. ККД конденсаційних (контактних) установок за вищою теплою згорання дорівнює 94–96 %.

Водонагрівники КАОМ можна також використовувати для групового опалення в системах, обладнаних бойлерними, тоді, коли в систему треба подавати воду під тиском при температурі понад 100 °С.

Для опалення комплексів житлових і виробничих приміщень можна використовувати установки прямого контактного нагріву і контактнопверхневі установки. У них також використовують вищу теплоту згорання. Їх перевагою є те, що в них вода нагрівається під атмосферним тиском, тому ці установки не підлягають реєстрації у котлонагляді. Принципові схеми контактних і контактнопверхневих нагрівників наведено на рис. 15.6, 15.7.



**Рисунок 15.6** – Принципова схема контактного нагрівника зануреного типу (розробка Інституту газу Національної академії наук України): 1 – повітря; 2 – паливний газ; 3 – продукти згорання; 4 – зворотна вода; 5 – гаряча вода

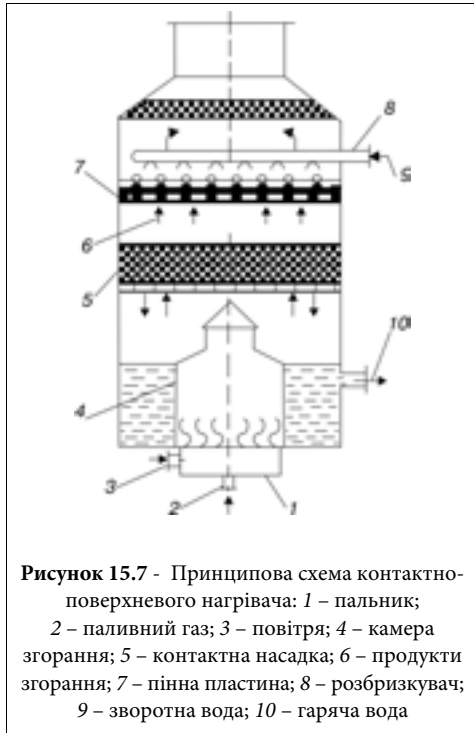
У контактному нагрівнику газ спалюється безпосередньо під шаром води; водяна пара з продуктів згорання конденсується послідовно у шарі води і в контактному теплообміннику, установленому над водною повер-

хнею. У контактньо-поверхневому нагрівнику спалювання газу відбувається в камері згорання, зануреній у шар води. Основний теплообмін відбувається контактним способом у насадці, де вода нагрівається приблизно до 85 °С, а додатковий нагрів відбувається через стінки камери згорання. Такі нагрівники забезпечують підігрів води до 90...95 °С. ККД таких нагрівників, розрахований за вищою теплоотою згорання, знаходиться в межах 92–96 %. Вони досить компактні; модуль потужністю 1 МВт потребує площі 2,2 × 2,2 м<sup>2</sup>, висота його 3 м.

У районних котельнях застосовують котли більшої потужності, які поділяють на водо- і жаротрунні. Найчастіше використовують водотрунні котли. Котли цього типу переважно застосовують для одержання пари або гарячої води високого тиску і великої встановленої потужності. Жаротрунні котли використовують для тисків, менших від 2 МПа, і потужностей до 1...7 МВт.

В умовах країн Центральної і Східної Європи економічна границя відстані подачі гарячої води в районних теплових мережах становить 7 км.

Променисте опалення використовують для обігріву великих виробничих приміщень, ангарів, залів для глядачів, спортивних споруд (тенісних кортів, льодових стадіонів, плавальних басейнів), церков, гаражів, складських приміщень або тільки робочих місць у приміщеннях такого типу. Застосування газових інфрачервоних випромінювачів характеризується швидким монтажем, можливістю перерозподілу зон обігріву і можливістю забезпечення економії газу (близько 40 %) порівняно з автономним водяним опаленням. Такі випромінювачі бувають двох типів – «світлі», у яких спалювання газу відбувається на керамічній поверхні випромінювача, і «темні», де газ спалюється всередині труб, що випромінюють тепловий потік. Під час використання «світлих» випромінювачів продукти зго-



**Рисунок 15.7** - Принципова схема контактньо-поверхневого нагрівача: 1 – пальник; 2 – паливний газ; 3 – повітря; 4 – камера згорання; 5 – контактна насадка; 6 – продукти згорання; 7 – пінна пластина; 8 – розбризкувач; 9 – зворотна вода; 10 – гаряча вода

рання викидаються безпосередньо в приміщення, тому треба забезпечити надійну вентиляцію.

Газові інфрачервоні випромінювачі використовують двох типів: підвісні і настінні. Імпорتنі випромінювачі додатково обладнано тягодутьовими пристроями.

Автоматизований настінний газовий нагрівник (рис. 15.8) потужністю до 15 кВт і масою 96 кг забезпечує створення локальних робочих зон з комфортними температурними умовами на площі 50...100 м<sup>2</sup> (рис. 15.9).

Питома витрата теплоти на обігрів цеху у разі променистого опалення може бути в чотири рази менша, ніж у разі традиційного водяного опалення.

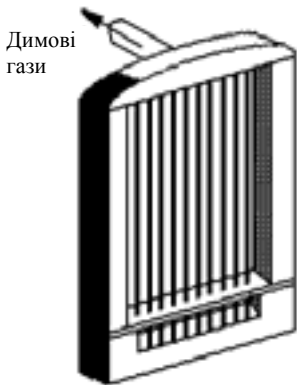


Рисунок 15.8 – Газовий настінний радіатор низького тиску

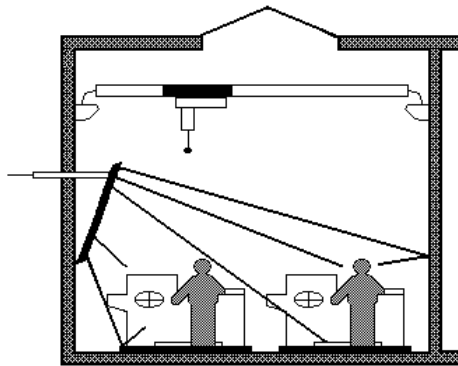


Рисунок 15.9 – Схема розміщення радіатора в умовах цеху

*Когенерація* є одним з ефективних методів енергопостачання будинків і споруд за рахунок спільного виробництва електричної і теплової енергії. Вона полягає у використанні газових двигунів внутрішнього згорання або газових турбін для приводу електрогенераторів з одночасним використанням теплоти відпрацьованих газів, води й охолоджувачів масла для комунальних і промислових споживачів. При цьому максимально використовують хімічну енергію палива, знижується рівень забруднення навколишнього середовища, зменшуються втрати під час передачі енергії і підвищується рівень надійності енергозабезпечення споживачів завдяки близькому розміщенню джерел енергоресурсів.

Когенерація все більше поширюється в європейських країнах. Модульні когенераційні установки на природному газі споруджують найчасті-

ше для об'єктів суспільного користування (великих офісних будинків, шкіл, лікарень тощо) і для районних котельень.

Теплофікаційний ККД когенераційного модуля знаходиться в межах 85–90 %. Відношення виробленої електричної енергії до теплової становить 0,6...0,7 і залежить від типу модуля. Недоліком когенераційних модулів є вузькі межі регулювання (приблизно 70–100 % від номінальної потужності), що обмежує їх застосування.

Когенераційні установки вигідно застосовувати на об'єктах, де потреба в електроенергії і теплоті постійна і знаходиться в співвідношенні 3:1.

## Контрольні запитання

1. Призначення і класифікація котельних установок.
2. Особливості технологічної схеми виробництва водяної пари та гарячої води.
3. Особливості складу і призначення устаткування котельної установки.
4. Особливості пароводяного тракту котлів.
5. Тепловий баланс і тепла економічність котельної установки.
6. Загальні характеристики та техніко-економічні показники роботи котельних установок.
7. Загальні особливості топкових процесів і пристроїв.
8. Перелік і характеристика допоміжних систем і пристроїв котельних установок.
9. Організація керування роботою котлів.
10. Особливості експлуатації і ремонту котлів.
11. Загальні напрями розвитку котельної техніки.
12. Особливості малої енергетики України.
13. Характеристика децентралізованого опалення.
14. Основні конструктивні схеми водогрійних котлів індивідуального призначення.



# 16 | ТЕПЛОВІ ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ

## 16.1. Загальні положення

Сукупність установок, які перетворюють хімічну енергію органічного палива на теплову та електричну, мають назву *теплова електрична станція*. Основне призначення електричних станцій – забезпечення електричною енергією підприємств промислового і сільськогосподарського виробництва, комунального господарства і транспорту. Електростанції можуть також забезпечувати підприємства і житлові будинки водяною парою і гарячою водою.

Електростанції, призначені тільки для виробництва електроенергії, називають *конденсаційні*. На них установлюють парові турбіни з глибоким вакуумом. Це пов'язано з тим, що чим нижчий тиск пари на виході з турбіни, тим більша частина теплової енергії робочого тіла (водяної пари) може перетворитися на електричну енергію. При цьому основний потік пари конденсується в конденсаторі.

Електростанції, призначені для комбінованого виробництва електричної і теплової енергії, мають назву *теплоелектроцентралі*. На них установлюють парові турбіни з проміжними відборами пари або з протитиском. На таких установках теплоту відпрацьованої пари частково або навіть повністю використовують для теплопостачання, унаслідок чого втрати теплоти з охолоджувальною водою в конденсаторі скорочуються або їх взагалі немає.

*Загальні положення*

*Типові схеми ТЕС*

*Теплоелектроцентралі.  
Міні-ТЕЦ. Теплофікація  
і централізоване  
теплопостачання*

*Техніко-економічні  
показники теплової  
електростанції*

*Контрольні запитання*

Однак частка енергії, перетвореної з хімічної на електричну, при тих самих початкових параметрах пари на установках з теплофікаційними турбінами нижча, ніж на установках з конденсаційними турбінами. Зазвичай ТЕЦ будують поблизу споживачів теплової енергії – біля промислових підприємств або житлових масивів.

Якщо для виробництва електроенергії використовують конденсаційні установки, а теплову енергію для теплопостачання виробляють в окремій котельній установці, то таке виробництво електричної і теплової енергії називають роздільне.

Сучасна ТЕС – це складне підприємство, яке включає в себе велику кількість різного устаткування (теплосилового, електричного, електронного тощо) і будівельних конструкцій. Основним устаткуванням ТЕС є котельня і теплосилова установка. За типом теплосилової установки (теплогового двигуна) теплові електричні станції бувають: паротурбінні (основний вид електростанцій), газотурбінні і парогазові ТЕС, а також електростанції з двигунами внутрішнього згорання (ДВЗ).

За призначенням ТЕС бувають *районні* (загального користування), які забезпечують усіх споживачів тепловою та електричною енергією в цьому районі місцевості і є самостійними виробничими підприємствами, і *промислові* електростанції, які входять до складу виробничих об'єктів і призначені переважно для їх енергопостачання, а також міських і сільських районів, що прилягають до них.

Найпоширеніші в енергетиці паротурбінні електростанції поділяють за рівнем теплової потужності агрегатів: *малої потужності* (з агрегатами до 25 МВт), *середньої потужності* (з агрегатами до 50...100 МВт), *великої потужності* (з агрегатами більше 100 МВт); а також за початковими параметрами водяної пари: *низького* (до 3 МПа), *середнього* (3...5 МПа), *високого* (9...17 МПа) і *понадкритичного тиску* (більше 24 МПа).

Класифікація ТЕС за рівнем потужності і тиску умовна, тому що ці показники мають тенденцію до зростання.

## 16.2. Типові схеми ТЕС

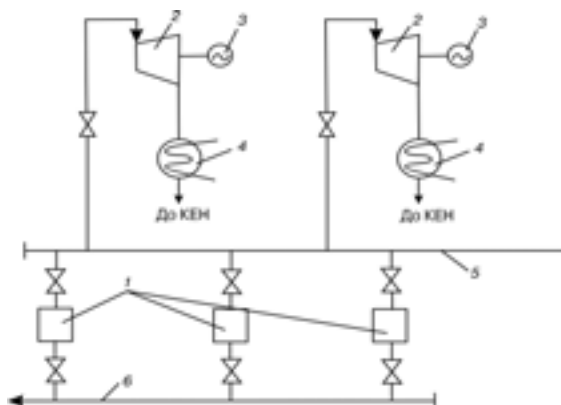
За способом компоновання котлів і парових турбін ТЕС бувають з *поперечними зв'язками* і з *блочним компонованням*.

Принципову теплову схему ТЕС з *поперечними зв'язками* показано на рис. 16.1. У котли 1 живильну воду подають із загальної магістралі 6, а свіжа пара збирається в загальному головному трубопроводі 5.

У цій схемі всі котли ТЕС з'єднано трубопроводами води і пари. З об'єданого паропроводу водяну пару подають до всіх працюючих турбін.

У схемах ТЕС з *блочним компонованням* паровий котел з'єднують тільки з однією паровою турбіною і, отже, він являє собою автономний енергетичний блок.

Для надійності можна встановлювати по два котли на загальну турбіну – це так звані дубль-блоки. При цьому котли можуть мати як однакові (симетричні дубль-блоки), так і різні поверхні нагріву (несиметричні дубль-блоки).

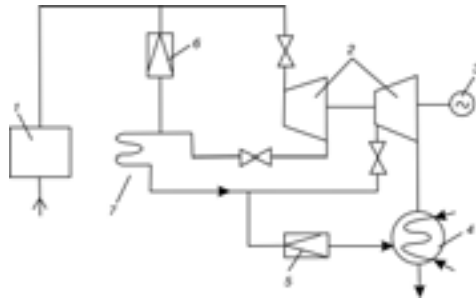


**Рисунок 16.1** – Принципова схема ТЕС з поперечними зв'язками:

- 1 – котел; 2 – турбіна; 3 – електричний генератор; 4 – конденсатор;  
5 – головний паропровід; 6 – живильна магістраль; КЕН – конденсатний електричний насос

У потужних моноблочних установках (300, 500 і 800 МВт) з кожною турбіною працює однокорпусний котел. Через нерівномірність використання електроенергії протягом доби виникає потреба в частих зупинках і наступних пусках енергоблоків. Зупинивши енергоблок і вимкнувши генератор 3 (рис. 16.2) і турбіну 2, надлишок пари, що є в котлі 1, треба скидати, минуючи турбіну 2 (через байпас), в конденсатор 4.

Якщо в котлі є проміжний перегрівник 7, установлений в зоні високих температур, то байпасується циліндр високого тиску (ЦВТ) турбіни і пару направляють через редуційно-охолоджувальну установку (РОУ) 6 на охолодження проміжного перегрівника. Потім вона надходить у конденсатор 4 через РОУ 5. Енергоблоки з такою схемою байпасування турбіни називають двобайпасні.



**Рисунок 16.2** – Двобайпасна схема енергоблоку ТЕС:

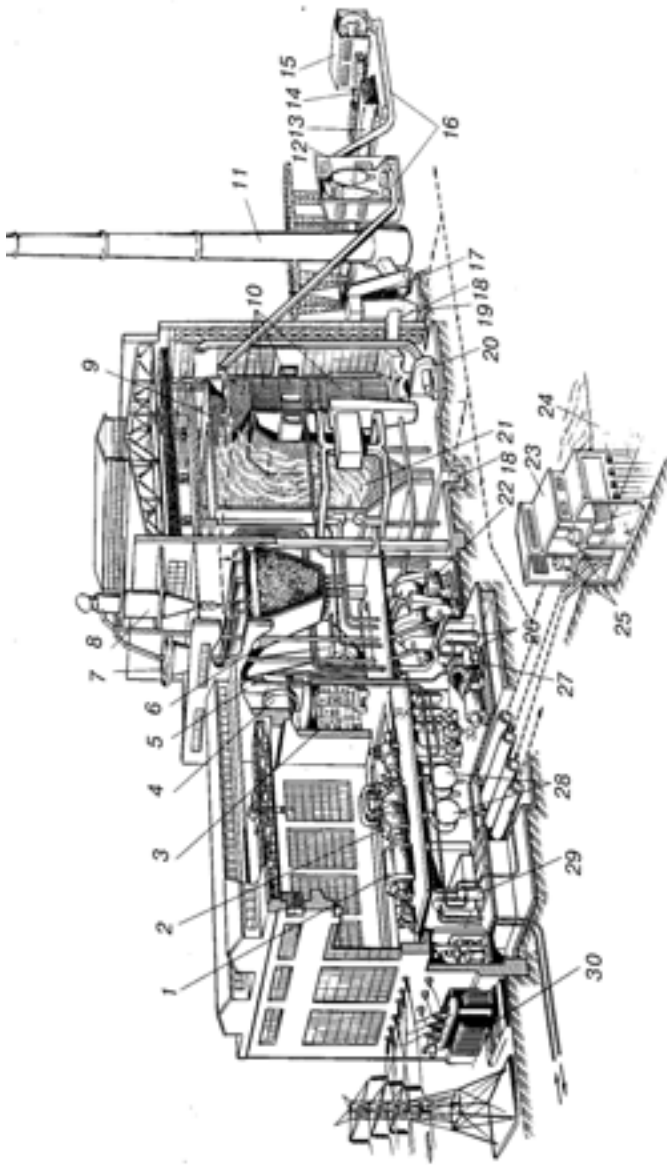
1 – котел; 2 – турбіна; 3 – електричний генератор; 4 – конденсатор;  
5 – РОУ скидання пари в конденсатор; 6 – РОУ охолодження проміжного підігрівника; 7 – проміжний перегрівник.

Останнім часом дістала поширення однобайпасна схема енергоблоку. У цій схемі пара, минаючи обидва циліндри турбіни і проміжний перегрівник, безпосередньо скидається в конденсатор.

### ***Технологічна схема теплової електростанції***

Сучасна електростанція – це складне підприємство з великою кількістю різних видів устаткування. Послідовність одержання і використання водяної пари і перетворення одних видів енергії на інші можна простежити на прикладі технологічної схеми ТЕС, яка працює на твердому паливі (рис. 16.3).

Паливо (вугілля), яке надходить на ТЕС, вивантажують з вагонів 14 розвантажувальними пристроями 15 і подають крізь дробильне приміщення 12 конвеєрами 16 в бункер сирого палива або до складу 13 резервного палива. Вугілля розмелюють у млинах 22. Вугільний пил через сепаратор 7 і циклон 8 з пилових бункерів 6 разом з гарячим повітрям, що подають вентилятором 20, надходить у топку 21 котла 9. Високотемпературні продукти згорання, які утворюються в топці, рухаючись по газоходах, нагрівають воду в теплообмінниках 10 (поверхні нагріву) котла до стану перегрітої пари. Пара, розширяючись на ступенях турбіни 2, обертає ротор турбіни і з'єднаний з ним ротор електричного генератора 1, у якому збуджується електричний струм. Вироблена електроенергія за допомогою підвищувальних трансформаторів 30 перетворюється на струм високої напруги і передається споживачам. У турбіні пара розширюється і охолоджується. Після турбіни пар надходить до конденсатора 28, у якому підтримують вакуум. Воду в конденсатор подають з природного або штучного джерела 24 циркуляційними насосами 25, розміщеними в насосній станції 23.



**Рисунок 16.3** - Теплова електрична станція:

1 - електричний генератор; 2 - парова турбіна; 3 - пульт керування; 4 15 - деаератори; 6 - пиловий бункер; 7 - сепаратор; 8 - циклон; 9 - котел; 10 - поверхні нагрівання (теплообмінники); 11 - димова труба; 12 - дробильне приміщення; 13 - склад резервного палива; 14 - вагон; 15 - розвантажувальний пристрій; 16 - конвеєр; 17 - димосос; 18 - канал; 19 - золоуловлювач; 20 - вентилятор; 21 - топка; 22 - млин; 23 - насосна станція; 24 - джерело води; 25 - циркуляційний насос; 26 - регенеративний підігрівник високого тиску; 27 - живильний насос; 28 - конденсатор; 29 - установка хімічної очистки води; 30 - підвищувальний трансформатор; 31 - регенеративний підігрівник низького тиску; 32 - конденсатний насос

Отриманий конденсат насосами 32 перекачують через установку знесолювання і підігрівники низького тиску (ПНТ) 31 в деаератор 4. Тут при температурі, близькій до температури насичення, видаляються розчинені у воді гази, що спричиняють корозію обладнання, і вода підігрівається до температури насичення. Втрати конденсату (витікання через неякісні ущільнення в трубопроводах станції або в лініях споживачів) поновлюють за рахунок хімічно очищеної в спеціальних установках 29 води, що додають у деаератор. Дегазовану і підігріту воду (живильну воду) подають живильними насосами 27 в регенеративні підігрівники високого тиску (ПВТ) 26, а потім у котел. Цикл перетворення робочого тіла повторюється. Під робочим тілом розуміють пару і воду, яку одержують спеціальною обробкою. Охолоджені в теплообмінниках 10 продукти згорання очищують від золи в зололовлювачах 19 і димососом 17 через димову трубу 11 викидають в атмосферу. Уловлену золу і шлак по каналах 18 гідрозоловідведення направляють на золовідвал. Роботу ТЕС контролюють з пульта керування 3. Підвищення потужності і параметрів (тиску, температури) робочого тіла можливе завдяки застосуванню проміжної перегрітої пари.

### **16.3. Теплоелектроцентралі. Міні-ТЕЦ. Теплофікація і централізоване теплопостачання**

Як показано вище, електричну енергію виробляють на теплових електростанціях, де потенційна енергія водяної пари перетворюється на механічну енергію в паровій турбіні, звідки відпрацьовану пару направляють до конденсатора. Такі електричні станції називають конденсаційні. У цьому разі, щоб забезпечити споживачів теплотою і гарячою водою, потрібне додаткове джерело теплоти – опалювальна котельня.

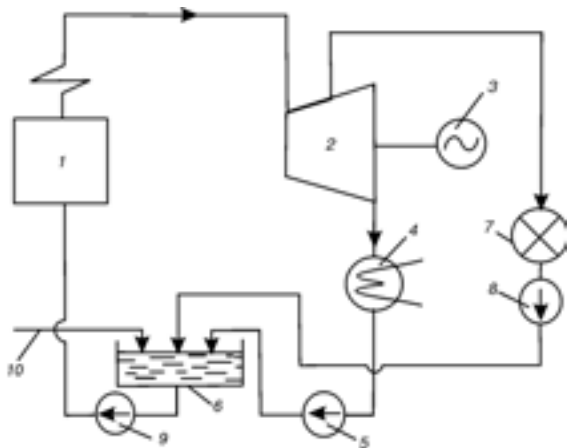
Разом з цим існують теплофікаційні ТЕС, на яких одночасно виробляють як електричну, так і теплову енергію у вигляді технологічної або побутової пари, яка частково відпрацьовала свій енергетичний ресурс у паровій турбіні для виробництва електричної енергії. Такі станції називають теплоелектроцентралі, їх розташовують безпосередньо біля споживачів теплоти: у містах, поруч з великими промисловими центрами і підприємствами тощо. На ТЕЦ для спільного виробництва теплоти й електроенергії встановлюють турбіни з регульованими відборами пари.

На рис. 16.4 показано принципову теплову схему найпростішої ТЕЦ, яка одночасно забезпечує промислове парове навантаження. Пара, одержувана в котлі 1, надходить у турбіну 2, безпосередньо з'єднану з елект-

ричним генератором 3, а потім прямує в конденсатор 4. З проміжного ступеня турбіни при потрібному регульованому тиску пару відбирають у розмірі 10–20 % від загальної кількості і подають споживачам теплоти 7. Частина пари у споживача втрачається, а частина конденсується, і її насосом 8 направляють до живильного бака 6, у який конденсатним насосом 5 подають і конденсат з конденсатора. Для відновлення втрат пари і конденсату до живильного бака по трубопроводу 10 додають хімічно очищену воду. Живильну воду подають в котел 1 живильним насосом 9.

У районах, які обслуговують великі теплоелектроцентралі, зазвичай є споживачі тепла, які використовують як пару, так і гарячу воду. У цьому разі на ТЕЦ установлюють турбіни з двома регульованими відборами пари. Один відбір (високого тиску) – для споживачів пари, другий відбір (низького тиску) – для передачі пари у водяні підігрівники.

Щоб забезпечити технологічні процеси окремих підприємств або їх групи електричною і тепловою енергією, споживання яких може бути нерівномірним у часі, використовують міні-ТЕЦ. Міні-ТЕЦ за тепловою схемою не відрізняються від енергетичних потужних ТЕЦ. Відмінність полягає в потужності (кількості виробленої електричної і теплової енергії).



**Рисунок 16.4** – Теплова схема найпростішої теплоелектроцентралі:  
 1 – котел; 2 – турбіна; 3 – електрогенератор; 4 – конденсатор; 5 – КЕН;  
 6 – бак живильної води; 7 – споживач теплоти; 8 – мережевий насос;  
 9 – живильний насос; 10 – вода після хімічного водоочищення

Доцільність установки та функціонування міні-ТЕЦ визначають техніко-економічним розрахунком на стадії проектування порівняно з

окремим забезпеченням електричною енергією від уже існуючих КЕС і будівництвом на території підприємства котельної установки, яка буде забезпечувати теплою технологічний цикл, опалення, гаряче водопостачання та ін. В останньому випадку докладно розглядають можливість використовувати вторинні енергоресурси, утилізація яких після технологічних процесів може зменшити проектну потужність котельної і навіть міні-ТЕЦ.

Використання ТЕЦ, міні-ТЕЦ, а також котелень пов'язане з потребою забезпечити споживачів тепловою енергією у вигляді водяної пари або гарячої води потрібних параметрів.

Постачання до споживача теплоти, віддача її та повернення до джерела теплопостачання конденсату або охолодженої води відбуваються за рахунок використання спеціалізованого обладнання (РОУ, водяні та конденсатні насоси, теплообмінники, інжектори, теплоізольовані трубопроводи – теплові мережі тощо), яке називають теплофікаційне, а сам процес забезпечення споживача теплою – теплофікація.

Для великих міст України особливістю теплопостачання є теплофікація за рахунок ТЕЦ. Вони забезпечують близько 40 % теплової енергії, споживаної в промисловості і комунальному господарстві для потреб опалення і гарячого водопостачання, і мають безперечну термодинамічну перевагу перед виробництвом енергії на КЕС.

Забезпечення споживачів теплою тільки за рахунок використання ТЕЦ має назву *централізоване теплопостачання*. Процес централізованого теплопостачання складається з трьох послідовних операцій: підготовка теплоносія потрібних параметрів, транспортування теплоносія до споживача, використання теплоти теплоносія споживачем і повернення залишків теплоносія на ТЕЦ.

Першу операцію виконують на ТЕЦ. Залежно від роду теплоносія системи теплопостачання поділяють на водяні та парові. Перші дістали поширення для теплопостачання сезонних споживачів гарячої води і теплоти на опалення. Парові системи використовують для технологічного теплопостачання до споживачів високотемпературного теплоносія. Практика показала такі переваги водяних систем теплопостачання порівняно з паровими:

- можливість змінити температуру в системі в широкому діапазоні (20...200 °С);
- повніше використання теплоти від ТЕЦ;
- немає втрат конденсату;
- менші втрати теплоти в навколишнє середовище в теплових мережах.

До недоліків водяних систем теплопостачання варто віднести:



- підвищену витрату електроенергії на транспортування води в мережах;
- підвищену втрату теплоносія через розриви та аварії в теплових мережах;
- жорсткий гідравлічний зв'язок між ділянками мережі через високу щільність теплоносія;
- залежність температури води в трубопроводах від якості теплоізоляції.

Другу операцію централізованого тепlopостачання – транспортування теплоносія до місця споживання – виконують за допомогою теплових мереж. Зазвичай теплові мережі являють собою заглиблені в ґрунт трубопроводи з теплоізоляцією, розміщені в спеціальних каналах (залізобетонних або цегельних) або без них (безканальна прокладка трубопроводів).

Третя операція – використання теплоти теплоносія споживачем – пов'язана з наявністю двох систем: закритою і відкритою.

У *закритих системах* тепlopостачання споживач не витрачає теплоносії і не відбирає його з мережі, а використовує тільки для транспортування теплоти і передачі її іншому теплоносію (холодній воді) в теплообмінниках. У *відкритих системах* споживач відбирає теплоносії з теплової мережі частково або цілком.

Закриті системи характеризуються стабільністю якості теплоносія, який надходить до споживача, простотою санітарного контролю установок гарячого водопостачання, а також контролю герметичності системи за допомогою датчиків тиску. Їх недоліки – складність устаткування й експлуатації теплових пунктів (ТП), можливість корозії труб споживача через використання неаераерованої (не очищеної від агресивних розчинених газів) водопровідної води, можливість появи накипу в трубах.

До недоліків відкритих водяних систем належить потреба збільшувати потужність водопідготовчих установок, які розраховують на компенсацію витрат води, яку відбирає споживач із системи. Нестабільність санітарних показників у цьому разі потребує використовувати складні схеми їх контролю, а також контролювати герметичність системи.

Теплові мережі, по яких транспортують теплоносії до споживача, закінчуються ТП. Залежно від кількості споживачів розрізняють індивідуальні (місцеві) і центральні (групові) ТП. Перші обслуговують одного або декількох споживачів з однаковими параметрами споживання, центральні – групу споживачів (декілька будинків) або цілий район.

Устаткування ТП у кожному конкретному випадку вибирають, щоб повністю задовольнити потреби всіх споживачів у теплоті для системи опалення і для гарячого водопостачання.

## 16.4. Техніко-економічні показники теплової електростанції

Ефективність роботи ТЕС характеризується різними техніко-економічними показниками. Одні з них оцінюють досконалість теплових процесів, наприклад показники теплової економічності, до яких належать ККД агрегатів, цехів і всієї електростанції загалом, а також витрати теплоти і палива на одиницю виробленої енергії. Інші характеризують умови, у яких працює тепла електростанція, наприклад показники режиму, до яких належать: співвідношення конденсаційного і комбінованого виробництва електроенергії, коефіцієнт використання і кількість годин використання встановленої потужності, показники чисельності персоналу (витрати праці) і вартості спорудження електростанції (капітальні витрати). Найбільш важливими і повними показниками роботи ТЕС є *совіар-тість електроенергії і теплоти*.

Теплова економічність КЕС, яка виробляє тільки електроенергію, характеризується ККД станції, який являє собою співвідношення виробленої електроенергії до хімічної енергії (теплоти згорання) витраченого палива

$$\eta_{\text{КЕС}}^{\text{бр}} = \frac{E_{\text{вир}}}{BQ_{\text{н}}^{\text{р}}} \quad (16.1)$$

або

$$\eta_{\text{КЕС}}^{\text{н}} = \frac{E_{\text{від}}}{BQ_{\text{н}}^{\text{р}}}, \quad (16.2)$$

де  $E_{\text{вир}}$  і  $E_{\text{від}}$  – відповідно кількість виробленої та відпущеної електроенергії, кВт·год/рік;  $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$  – теплота згорання палива, кДж/кг;  $\eta_{\text{КЕС}}^{\text{бр}}$ ,  $\eta_{\text{КЕС}}^{\text{н}}$  – відповідно ККД бруто і нетто;  $B$  – витрата палива, кг/рік.

Різниця  $E_{\text{вир}} - E_{\text{від}} = E_{\text{в.л}}$  являє собою витрату електроенергії на власні потреби станції.

З виразів (16.1) і (16.2) можна отримати співвідношення, щоб визначити витрати палива на вироблену  $B_{\text{вир}}^{\text{е}}$  та відпущену  $B_{\text{від}}^{\text{е}}$  електроенергію. Поділивши ці вирази на кількість виробленої енергії  $E_{\text{вир}}$  і на кількість відпущеної енергії  $E_{\text{від}}$  відповідно отримаємо значення питомих витрат умовного палива на 1 кВт·год виробленої та відпущеної електроенергії:

$$b_{\text{вир}}^{\text{е}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{КЕС}}^{\text{бр}}};$$

$$b_{\text{від}}^e = \frac{0,123}{\eta_{\text{КЕС}}^{\text{н}}}.$$

Теплову економічність різних КЕС між собою порівнюють за питомою витратою умовного палива на 1 кВт·год виробленої та відпущеної електроенергії, між якими існує така залежність:

$$b_{\text{від}}^e = \frac{b_{\text{вир}}^e \cdot 100}{100 - e_{\text{в.п}}},$$

де  $e_{\text{в.п}} = \frac{E_{\text{в.п}}}{E_{\text{вир}}} \cdot 100$  – питома витрата електроенергії на власні потреби КЕС;

$E_{\text{в.п}}$  – витрата електроенергії на власні потреби, кВт·год.

На діючій станції показник теплової економічності визначають витратами палива, кількістю виробленої та відпущеної електроенергії.

Економія палива у процесі комбінованого виробництва на ТЕЦ теплової і електричної енергії порівняно з роздільним визначає *економічну ефективність ТЕЦ*, отриману за рахунок використання відпрацьованої теплоти паросилового циклу. Щоб обчислити ККД ТЕЦ в цілому, ураховують два питомі ККД, які визначають економічність виробництва електроенергії і теплоти окремо. Основним з них є ККД виробництва електроенергії

$$\eta_{\text{ТЕЦ}}^e = \frac{E_{\text{вир}}}{B_e Q_{\text{н}}}, \quad (16.3)$$

де  $B_e$  – витрата палива на виробництво електроенергії.

Другий показник економічності ТЕЦ – ККД виробництва теплоти для зовнішнього теплового споживання

$$\eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{т}} = \frac{Q_{\text{від}}}{B_{\text{т}} Q_{\text{н}}^{\text{п}}}, \quad (16.4)$$

де  $B_{\text{т}}$  – витрата палива на виробництво теплоти, яку відпускають споживачеві.

Основною умовою цього методу є тотожність ККД ТЕЦ і ККД (нетто) котельного агрегату (парогенератора) у процесі роздільного виробництва теплоти  $\eta_{\text{ТЕЦ}}^{\text{т}} = \eta_{\text{гр}}^{\text{н}}$ . При цьому всю економію від застосування комбінованого виробництва електроенергії і теплоти відносять до виробництва електроенергії. Таке припущення призводить до того, що ККД виробництва електроенергії комбінованим способом досягає 75–80 % замість 35–40 % на сучасних КЕС.

Розрахунок економічності ТЕЦ за цим методом показує, що підвищення  $\eta_{\text{ТЕЦ}}^e$  прямо пропорційне підвищенню частки комбінованого вироблення електроенергії. Тому ТЕЦ зацікавлена основну кількість теплоти відпускати споживачам з відборів турбіни при параметрах пари, прийнятних для споживача. Відпуск теплоти через РОУ або від водогрійних котлів бажано звести до мінімуму.

Отже, показник економічності ТЕЦ  $\eta_{\text{ТЕЦ}}^e$  стимулює збільшення комбінованого виробництва електроенергії і теплоти.

За такою методикою порівняння теплової економічності ТЕЦ і роздільної установки (КЕС і котельної) зводиться до порівняння їх питомої витрати палива ( $b_{\text{ТЕЦ}}^e$  і  $b_{\text{КЕС}}^e$ ). Виміряну загальну витрату палива  $B_{\text{ТЕЦ}}$  на ТЕЦ розподіляють на виробництво електроенергії  $B_e$  і теплоти  $B_T$  пропорційно кількості теплоти, витраченої на кожний вид енергії.

Витрати електроенергії і теплоти на власні потреби пов'язані з виробництвом кожного виду енергії. Теплові втрати також розподіляються пропорційно кількості теплоти, віднесеної на кожний вид енергії (електричної і теплової), і включаються в обумовлені витрати палива  $B_e$  і  $B_T$  відповідно.

Визначаючи витрати палива на відпущену теплову енергію на ТЕЦ, у розрахунок беруть сумарну величину  $Q_{\text{від}} + Q_{\text{від}}^{\text{втр}}$ , де  $Q_{\text{від}}$  – відпущена споживачеві тепла енергія з урахуванням теплоти поверненого конденсату;  $Q_{\text{від}}^{\text{втр}}$  – сума втрат теплової енергії на ТЕЦ, пов'язаних з втратами:

- у паропроводах відборів турбіни до точок заміру відпущеної теплової енергії у споживача;
- в основних і пікових підігрівниках мережевої води;
- у пароперетворювачах, РОУ та паропроводах, які з ними зв'язані;
- на підготовку і підігрів хімічно очищеної води для поповнення не поверненого конденсату та підживлення теплової мережі;
- у парогенераторах під час продувки системи.

Крім того, до  $B_T$  включено частку палива, витрачену на виробництво електроенергії, що виконується для роботи мережевих, підживлювальних та конденсатних насосів для відпуску теплової енергії споживачеві.

Витрату палива на виробництво електроенергії  $B_e$  можна визначити за формулою

$$B_e = B_{\text{ТЕЦ}} \left[ 1 - \frac{Q_{\text{від}} + Q_{\text{від}}^{\text{втр}}}{(Q_{\text{пр}}^{\text{бр}} - Q_{\text{пр}}^{\text{в.п}}) \eta_{\text{пр}}} \right] \frac{E_{\text{від}}}{E_{\text{від}} - E_{\text{в.п}}^{\text{т}}}, \quad (16.5)$$

де  $Q_{\text{пр}}^{\text{бр}}$  – теплота (брутто), вироблена парогенераторами ТЕЦ;  $Q_{\text{пр}}^{\text{в.п}}$  – витрата теплоти на власні потреби парогенераторів;  $E_{\text{в.п}}^{\text{т}}$  – сумарні витрати електроенергії на власні потреби, пов'язані з відпуском теплоти споживачеві.

Використовуючи значення  $B_e$ , можна визначити питому втрату палива  $b_{\text{від}}^e$  на 1 кВт·год відпущеної електроенергії і питомий ККД ТЕЦ  $\eta_{\text{ТЕЦ}}^{e(\text{від})}$  на відпущення електроенергії:

$$b_{\text{від}}^e = \frac{B_e}{E_{\text{від}}}; \quad (16.6)$$

$$\eta_{\text{ТЕЦ}}^{e(\text{від})} = \frac{E_{\text{від}}}{B_e Q_H^p}. \quad (16.7)$$

За відомим значенням  $B_T = (B_{\text{ТЕЦ}} - B_e)$  визначають питомий ККД ТЕЦ для виробництва теплоти  $\eta_{\text{ТЕЦ}}^T$  і питому втрату палива на відпущену теплову енергію:

$$b_{\text{від}}^T = \frac{B_T}{Q_{\text{від}}}. \quad (16.8)$$

Собівартість відпущеної з ТЕС електричної енергії є важливим техніко-економічним показником. Вона дорівнює відношенню річних витрат  $Z_{\text{рік}}$  до річної кількості відпущеної електроенергії  $E_{\text{від}}^{\text{рік}}$ :

$$s = \frac{Z_{\text{рік}}}{E_{\text{від}}^{\text{рік}}}. \quad (16.9)$$

Річні витрати  $Z_{\text{рік}}$  складаються з витрат на паливо  $Z_p$ , на поточні й капітальні ремонти  $Z_k$  і витрат на зарплату персоналу  $Z_{\text{пер}}$ :

$$Z_{\text{рік}} = Z_p + Z_k + Z_{\text{пер}}. \quad (16.10)$$

Паливну складову витрат знаходять за формулою

$$Z_p = B_{\text{рік}} \Pi_{y,p}, \quad (16.11)$$

де  $B_{\text{рік}}$  – річна витрата палива, кг;  $\Pi_{y,p}$  – ціна 1 кг умовного палива, грн/кг.

Складову витрат на ремонти визначають зі співвідношення

$$Z_k = p_k k, \quad (16.12)$$

де  $p_k$  – коефіцієнт, що враховує відрахування від капіталовкладень, ( $p_k = 0, 1 \dots 0, 11$ );  $k$  – розмір капітальних витрат на спорудження КЕС, грн.

Витрати на зарплату персоналові знаходять за формулою

$$Z_{\text{пер}} = 1,4 \Pi c N_{\text{вст}}, \quad (16.13)$$

де 1,4 – коефіцієнт, що враховує нарахування на зарплату;  $\Pi$  – штатний коефіцієнт, осіб/МВт;  $c$  – середня річна зарплата, грн/(осіб·рік);  $N_{\text{вст}}$  – встановлена електрична потужність агрегатів, МВт.

Ураховавши співвідношення (16.7) – (16.14) і (16.3), з рівняння (16.9) отримуємо

$$s = b_{\text{від}}^{\text{рік}} \Pi_{\text{у.п}} + \frac{P_{\text{к}} K + 1, 4 \Pi_{\text{с.п}} N_{\text{вст}}}{T_{\text{в.в.п}} (1 - K_{\text{в.п}}^{\text{рік}})}, \quad (16.14)$$

де  $K_{\text{в.п}}^{\text{рік}}$  – коефіцієнт, що враховує, яку частину виробленої енергії витрачено на власні потреби на рік.

Для техніко-економічного порівняння варіантів ТЕС використовують не собівартість, а питомі розрахункові витрати, що враховують ефективність капіталовкладень, яку визначають за формулою

$$z = s + \frac{E_{\text{н}} K}{T_{\text{уст}} (1 - K_{\text{с.н}}^{\text{рік}})}, \quad (16.15)$$

де  $E_{\text{н}}$  – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень, прийнятий для енергетики рівним 0,12.

Варіант з мінімальним значенням питомих розрахункових витрат (z) є економічно найвигіднішим. Порівнювані варіанти треба доводити до однакового енергетичного ефекту (однакові потужності, рівні кількості відпущеної електроенергії і теплоти, однакові надійності електро- і тепlopостачання).

Для розрахунку *собівартості теплової і електричної енергії на ТЕЦ* треба розділити річні витрати між цими двома видами продукції. Витрати на паливо поділяють пропорційно розподілу палива на електроенергію і теплоту:

$$Z_{\text{н}}^{\text{е}} = B_{\text{е}}^{\text{рік}} \Pi_{\text{п}}; \quad (16.16)$$

$$Z_{\text{н}}^{\text{т}} = B_{\text{т}}^{\text{рік}} \Pi_{\text{п}}. \quad (16.17)$$

Витрати машинного залу та електроцеху (45 % амортизаційних витрат і 35 % витрат на персонал) цілком відносять на виробництво електроенергії. Загальностанційні питомі витрати (5 % амортизаційних відрахувань, 30 % витрат на зарплату) розподіляють між тепло- і електроенергією пропорційно витратам цехів:

$$s_{\text{с.від}} = \frac{Z_{\text{п}}^{\text{е}}}{E_{\text{від}}^{\text{рік}}}; \quad (16.18)$$

$$s_{\text{т.від}} = \frac{Z_{\text{п}}^{\text{т}}}{Q_{\text{від}}^{\text{рік}}}. \quad (16.19)$$

Техніко-економічні показники ТЕС залежать від таких показників надійності устаткування.

#### 1. Коефіцієнт готовності за часом

$$K_{\text{гот}} = \frac{\tau_{\text{роб}}}{\tau_{\text{роб}} + \tau_{\text{ав}}}, \quad (16.20)$$

де  $\tau_{\text{роб}}$  – термін справної роботи, год;  $\tau_{\text{ав}}$  – термін аварійного стану, год. Реально  $K_{\text{гот}}$  для парогенераторів становить 0,95...0,97, для парових турбін 0,96...0,98.

2. Коефіцієнт технічного використання за часом

$$K_{\text{т.в}} = \frac{\tau_{\text{роб}}}{\tau_{\text{роб}} + \tau_{\text{ав}} + \tau_{\text{рем}}}, \quad (16.21)$$

де  $\tau_{\text{рем}}$  – термін планових ремонтів, год. Реально  $K_{\text{т.в}}$  приблизно становить 0,85...0,9.

## Контрольні запитання

1. Призначення й основні типи ТЕС.
2. Типові схеми ТЕС.
3. Особливості технологічної схеми ТЕС, що працює на твердому паливі.
4. Особливості конденсаційних і теплофікаційних ТЕС.
5. Міні-ТЕЦ. Теплофікація і централізоване тепlopостачання.
6. Коефіцієнт використання встановленої потужності і кількості годин використання встановленої потужності.
7. Базові та пікові енергоустановки.
8. Техніко-економічні показники ТЕС.
9. Питомі капітальні витрати і показники собівартості виробітку електричної і теплової енергії.

# 17

## ТРАНСПОРТУВАННЯ І СПОЖИВАННЯ ТЕПЛОВОЇ ТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

### 17.1. Основні споживачі теплової енергії

Основними споживачами теплової енергії є промислові підприємства і житлово-комунальне господарство. Для більшості виробничих споживачів потрібна тепла енергія у вигляді пари (насиченої чи перегрітої) або гарячої води. Наприклад, для силових агрегатів, що мають як привод парові машини або турбіни (парові молоти і преси, кувальні машини, турбонасоси, турбокомпресори та ін.), необхідна пара тиском 0,8-3,5 МПа перегріта до 250-450°C.

Для технологічних апаратів і пристроїв (різного роду підігрівники, сушарки, випарні апарати, хімічні реактори) переважно потрібна насичена чи слабко перегріта пара тиском 0,3-0,8 МПа і вода з температурою 150°C.

У житлово-комунальному господарстві основними споживачами теплоти є системи опалення і вентиляції житлових і громадських будинків, системи гарячого водопостачання і кондиціонування повітря. У житлових і громадських будинках температура поверхні опалювальних приладів відповідно до вимог санітарно-гігієнічних норм не повинна перевищувати 95°C, а температура води в кранах гарячого водопостачання має бути не нижче 50-60°C у відповідності з вимогами комфортності і не вище 70°C - за нормами техніки безпеки. У зв'язку з цим у системах опалення, вентиляції і гарячого водопостачання в якості теплоносія застосовується гаряча вода.

*Основні споживачі  
теплової енергії*

*Системи  
теплопостачання*

*Теплові мережі*

*Електроенергетичні  
системи та електричні  
мережі*

*Контрольні запитання*



## 17.2. Системи теплопостачання

**Системою** теплопостачання називається комплекс пристроїв для вироблення, транспортування і використання теплоти.

Теплопостачання споживачів (систем опалення, вентиляції, гарячого водопостачання і технологічних процесів) складається з трьох взаємозалежних процесів: передача теплоти теплоносію, транспорту теплоносія і використання його теплового потенціалу. Системи теплопостачання класифікуються по наступним основним ознакам: потужності, виду джерела теплоти і теплоносія. По потужності системи теплопостачання характеризуються дальністю передачі теплоти і кількістю споживачів і можуть бути місцевими, децентралізованими та централізованими.

*Місцеві системи теплопостачання* - це системи, у яких три основних ланки об'єднані і знаходяться в одному чи суміжних приміщеннях. При цьому одержання теплоти і передача її повітрю приміщень об'єднані в одному пристрої і розташовані в опалювальних приміщеннях.

*Централізовані системи теплопостачання* - системи, у яких від одного джерела подається теплота для багатьох приміщень. По виду джерела теплоти розділяють на *районне теплопостачання і теплофікацію*. В районному теплопостачанні джерелом теплоти служить районна котельня, при теплофікації – ТЕЦ. Теплоносій одержує теплоту в районній котельні (чи ТЕЦ) і по зовнішнім трубопроводам, тепловим мережам надходить у системи опалення, вентиляції промислових, суспільних і житлових будинків. У нагрівальних приладах, розташованих усередині будинків, теплоносій віддає частину акумульованої в ньому теплоти і по спеціальним трубопроводам відводиться назад до джерела теплоти.

*Теплоносій* - середовище, що передає теплоту від джерела до нагрівальних приладів систем опалення, вентиляції і гарячого водопостачання. По виду теплоносія системи теплопостачання поділяються на дві групи - *водяні і парові*. У водяних системах теплопостачання теплоносієм служить вода, у парових - пара. Для міст і житлових районів використовують водяні системи теплопостачання. Пару застосовують на промислових площадках для технологічних цілей.

Системи водяних теплопроводів бувають одно - й двотрубними (в окремих випадках багатотрубними). Найбільш розповсюдженою є двотрубна система теплопостачання (по одній трубі гаряча вода подається споживачу, по , зворотній, охолоджена вода повертається на ТЕЦ чи в котельню). Розрізняють відкриту і закриту системи теплопостачання. У відкритій системі здійснюється "безпосередній водоразбір", тобто гаряча вода з мережі, яка її подає, розбирається споживачами для господарських, санітарно-гігієнічних нестатків. При повному використанні га-

рячої води може бути застосована однотрубна система. Для закритої системи характерно майже повне повернення мережної води на ТЕЦ (чи районну котельню). Місце приєднання споживачів тепла до теплопровідної мережі називається абонентським введенням.

До теплоносіїв систем централізованого теплопостачання ставлять відповідні санітарно-гігієнічні вимоги (теплоносій не повинен погіршувати санітарні умови в закритих приміщеннях - середня температура поверхні нагрівальних приладів не може перевищувати 70-80°C), техніко-економічні (вартість транспортних трубопроводів повинна бути найменшою, маса нагрівальних приладів – малою, витрата палива для нагрівання приміщень - мінімальна) і експлуатаційні вимоги (можливість центрального регулювання тепловіддачі систем споживання в зв'язку із змінними температурами зовнішнього повітря).

Параметри теплоносіїв - температура і тиск. Замість тиску на практиці експлуатації використовується напір  $H$ . Напір і тиск зв'язані залеж-

ністю -  $H = \frac{P}{\rho g}$ , де  $H$  - напір, м;  $P$  - тиск, Па;  $\rho$  - щільність теплоносія, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  - прискорення вільного падіння, м /с<sup>2</sup>.

Потужність теплового потоку  $Q$  (кВт), що віддається водою, характеризується формулою  $Q = G \cdot c_p (t_1 - t_2)$ , де  $G$  - масова витрата води через систему теплопостачання, кг/с ;  $c_p$ - питома теплоємність води ( $c_p = 4,19$  кДж/кг К);  $t_1$  - температура води після джерела теплоти до системи споживання;  $t_2$  - температура води після системи споживання до джерела теплоти.

В сучасних системах теплопостачання застосовують наступні значення температур води:  $t_1 = 105^\circ\text{C}$  ( $95^\circ\text{C}$ ),  $t_2 = 70^\circ\text{C}$  - в системах опалення житлових і суспільних будинків;  $t_1 = 150^\circ\text{C}$ ,  $t_2 = 70^\circ\text{C}$  - в системах централізованого теплопостачання від котельні чи ТЕЦ, а також у системах опалення промислових будинків.

## 17.3 Теплові мережі

Основними елементами теплових мереж є трубопровід, що складається зі сталевих труб, з'єднаних між собою за допомогою зварювання, ізоляційної конструкції, призначеної для захисту трубопроводу від зовнішньої корозії і теплових витрат, і несучої конструкції, що сприймає вагу трубопроводу і зусилля, які виникають при його експлуатації.

Найбільш відповідальними елементами є труби, які повинні бути достатньо міцними і герметичними при максимальних тисках і температурах теплоносія, мати низький коефіцієнт температурних деформацій, малу шорсткість внутрішньої поверхні, антикорозійну стійкість, високий термічний опір стінок, для збереження теплоти, незмінність властивостей матеріалу при тривалому впливі високих температур і тисків.

Теоретичні основи й загальні питання вибору теплової ізоляції розглянуто раніше. Тому нижче наведені найбільш важливі особливості їх застосування.

Теплова ізоляція накладається на трубопроводи для зниження втрат теплоти при його транспортуванні. Витрати теплоти знижуються при надземній прокладці в 10-15 разів, а при підземній - у 3-5 разів у порівнянні з неізованими трубопроводами. Теплова ізоляція повинна мати достатню механічну міцність, довговічність, стійкість проти зволоження (гідрофобність), не створювати умов для виникнення корозії і при цьому бути дешевою. Вона представлена наступними конструкціями: сегментною, обгортковою, набивною, литою і мастичною. Вибір ізоляційної конструкції залежить від способу прокладки теплопроводу.

Сегментну ізоляцію виготовляють з раніше зроблених формованих сегментів різної форми, які накладають на трубопровід, об'язуються дротом, а покривають зовні азбестоцементною штукатуркою. Сегменти виготовляються з пінобетону, мінеральної вати, газоскла та ін. Обгорткова ізоляція виконується з мінеральної повсті, азбестового термоізоляційного шнура, алюмінієвої фольги й азбестових листових матеріалів. Зазначеними матеріалами покривають труби в один чи кілька шарів і кріплять бандажами зі смугового металу. Обгорткові ізоляційні матеріали використовують в основному для ізоляції арматури, компенсаторів, фланцевих з'єднань. Набивна ізоляція застосовується у виді чохла, оболонки, сітки із заповненням порошкоподібними сипучими і волокнистими матеріалами.

Для набивання застосовується мінеральна вата, пінобетонна крихта й інше. Литая ізоляція використовується при прокладках трубопроводів у непрохідних каналах і безканальних прокладках. В якості ізоляції використовується пінобетон. Мастична ізоляція застосовується тільки при ремонті теплових мереж, прокладених в приміщеннях чи в прохідних каналах. Ізоляція з мастики накладається шарами по 10-15 мм на гарячий трубопровід по мірі висихання попередніх шарів. В якості матеріалу застосовується совеліт, вулканіт і інше.

Температура на поверхні ізоляційної конструкції не повинна бути вище 60°C. Товщину шарової ізоляції визначають на основі розрахунків. Існує поняття критичного діаметра ізоляції, при якому теплові втрати мінімальні,  $\alpha_{кр} = 2\lambda_{из} / \alpha_2$ , де  $\lambda_{из}$  - коефіцієнт теплопровідності ізоляційного матеріа-

лу, Вт/мК;  $\alpha_2$  - коефіцієнт тепловіддачі від поверхні ізоляції до навколишнього середовища, Вт/м<sup>2</sup>К.

З сучасних матеріалів відзначимо ізоляційні будматеріали на основі мінеральних ват, які одержують з базальтових порід при температурі близько 1500°C. Утворення волокон відбувається шляхом центрифугування розплавленої сировини при великій швидкості обертання дисків. Одночасно додаються зв'язувальні речовини й олія. Волокна міцно утримують повітря, яке є відмінним ізолятором. Високі пожежотехнічні властивості й прекрасні механічні параметри вигідно відрізняють таку мінеральну вату від інших огорожуючих конструкцій. Ізоляційні мінеральні вати поглинають похідні фреону, що вразливо діє на озоновий шар.

Прокладка трубопроводів здійснюється над землею, на землі і під землею. Надземна прокладка застосовується при високому рівні ґрунтових і зовнішніх вод, на території промислових підприємств, при перетинанні ярів, рік, багатоколієних залізничних колій. При підземній прокладці трубопроводів розміщуються або безпосередньо в ґрунті (безканальна прокладка), або в непрохідних, напівпрохідних і прохідних каналах.

**Безканальна прокладка трубопроводів.** Існуючі конструкції можна розділити на три групи - у монолітних оболонках, засипні й литі.

*Трубопроводи в монолітних оболонках* – в якості ізоляції використовуються битумперлит, битумкерамзит та інші матеріали на бітумному в'язкому. Недоліком таких трубопроводів є необхідність ізоляції стиків.

*Безканальні засипні трубопроводи* - виготовлення ізоляційного шару робиться на трасі трубопроводу: труби засипають асфальтоізолом, нагрівають до 140-150°C і витримують при цій температурі. У результаті виходить тришарова ізоляція - перший шар щільний з розплавленого асфальтоізолу, другий - спечений з пористою структурою, третій - зовнішній з неспеченого порошку.

*Литі безканальні трубопроводи* - трубопроводи, попередньо покриті захисним антикорозійним шаром (асфальтовою мастикою), монтується в траншеї і заливаються рідкою пінобетонною масою. Після затвердіння засипаються ґрунтом. Максимальний діаметр трубопроводу при безканальній прокладці не перевищує 800-900 мм.

У каналних трубопроводах канали споруджують зі збірних залізобетонних елементів. *Основна перевага прохідних каналів* полягає в можливості доступу до трубопроводу, його ревізії і ремонту без розкриття ґрунту. Прокідні канали (колектори) споруджують при наявності великого числа трубопроводів. Обладнують іншими підземними комунікаціями - електрокабелями, водопроводом, газопроводом, телефонними кабелями, вентиляцією, електроосвітленням низької напруги.

*Напівпрохідні канали* застосовують при прокладці невеликого числа труб (2-4) у тих місцях, де за умовами експлуатації неприпустиме розкриття ґрунту, і при прокладці трубопроводів великих діаметрів (800-1400 мм).

Ізоляцію трубопроводів у прохідних і напівпрохідних каналах роблять наступним способом: зовнішня поверхня покривається антикорозійним шаром (емаль, ізол, брізол і т. і.), поверх основного накладається теплоізоляційний шар - шарлупи з мінеральної вати, армовані сталевую сіткою, потім азбестоцементні футляри, закріплені сталевими бандажами на трубопроводі.

Непрохідні канали виготовляють з уніфікованих залізобетонних елементів. Вони являють собою коритоподібний лоток з перекриттям зі збірних залізобетонних плит. Зовнішню поверхню стін лотка покривають руберойдом на бітумній мастиці. Ізоляція - антикорозійний захисний шар, теплоізоляційний шар (мінеральна вата чи піноскло), захисне механічне покриття у вигляді металевої сітки чи дроту, зверху - шар азбестоцементної штукатурки.

## **17.4. Електроенергетичні системи й електричні мережі**

Електрична частина електростанції містить в собі різноманітне основне і допоміжне устаткування.

До *основного устаткування*, призначеного для виробництва і розподілу електроенергії, відносяться:

- синхронні генератори, що виробляють електроенергію (на ТЕС - турбогенератори);
- збірні шини, призначені для прийому електроенергії від генераторів і розподілу її до споживачів;
- комутаційні апарати-вимикачі, призначені для включення і відключення ланцюгів у нормальних і аварійних умовах, і роз'єднувачі, призначені для зняття напруги з знеструмлених частин електроустановок і для створення видимого розриву ланцюга;
- електроприймачі власних потреб (насоси, вентилятори, аварійне електричне висвітлення і т.д.).

*Допоміжне устаткування* призначено для виконання функцій виміру, синхронізації, захисти й автоматики і т.д.

*Енергетична система (енергосистема)* складається з електричних станцій, електричних мереж і споживачів електроенергії, з'єднаних між собою і зв'язаних

спільністю режиму в безупинному процесі виробництва, розподілу і споживання електричної і теплової енергії при загальному керуванні цим режимом.

*Електроенергетична (електрична) система* - це сукупність електричних частин електростанцій, електричних мереж і споживачів електроенергії, зв'язаних спільністю режиму і безперервністю процесу виробництва, розподілу і споживання електроенергії.

*Електрична система* - частина енергосистеми, за винятком теплових мереж і теплових споживачів.

*Електрична мережа* - сукупність електроустановок для розподілу електричної енергії, складається з підстанцій, розподільних пристроїв, повітряних і кабельних ліній електропередачі. По електричній мережі здійснюється розподіл електроенергії від електростанцій до споживачів.

*Лінія електропередачі* – повітряна чи кабельна мережа, призначена для передачі електроенергії.

Застосовують стандартні номінальні напруги трифазного струму частотою 50 Гц у діапазоні 0,38, 6 -750 кВ, для генераторів - номінальна напруга 3-21 кВ.

Передача електроенергії від електростанцій по лініях електропередачі здійснюється при напругах 110-750 кВ, тобто значно перевищуючі напругу генераторів. Електричні підстанції застосовуються для перетворення електроенергії однієї напруги в електроенергію іншої.

*Електрична підстанція* - це електроустановка, призначена для перетворення та розподілу електричної енергії. Підстанції складаються з трансформаторів, збірних шин і комутаційних апаратів, а також допоміжного устаткування: пристроїв релейного захисту й автоматики, вимірювальних приладів. Підстанції призначені для зв'язку генераторів і споживачів з лініями електропередачі.

Класифікація електричних мереж може здійснюватися за родом струму, номінальною напругою, виконуваними функціями, характером споживача, конфігурацією схеми мережі. По роду струму розрізняються мережі змінного і постійного струму; по напрузі: надвисокої напруги ( $U_{\text{ном}} > 330$  кВ), високої напруги  $U_{\text{ном}} = 3-220$  кВ, низької напруги ( $U_{\text{ном}} < 1$  кВ). За конфігурацією схеми мережі поділяються на *замкнуті й розімкнуті*

За виконуваними функціями розрізняються *системоутворюючі, живильні та розподільчі* мережі. Системоутворюючі мережі напругою 330-1150 кВ здійснюють функції формування об'єднаних енергосистем, що включають потужні електростанції, забезпечують їх функціонування як єдиного об'єкта керування та передачу електроенергії. Вони здійснюють системні зв'язки, тобто зв'язки між енергосистемами дуже великої довжини. Режимом системоутворюючих мереж керує диспетчер об'єднаного

диспетчерського керування, в який входить кілька районних енергосистем - районних енергетичних управлінь.

*Живильні мережі* призначені для передачі електроенергії від підстанцій системоутворюючої мережі і частково від шин 110-220 кВ електростанцій до центрів живлення розподільних мереж - районним підстанціям. Живильні мережі звичайно замкнуті. Як правило, напруга цих мереж складає 110-220 кВ, по мірі росту щільності навантажень, потужності станцій і довжини електричних мереж напруга іноді досягає 330-500 кВ.

*Районна підстанція* звичайно має вищу напругу 110-220 кВ і нижчу напругу 6-35 кВ. На цій підстанції встановлюють трансформатори, що дозволяють регулювати під навантаженням напругу на шинах нижчої напруги.

*Розподільча мережа* призначена для передачі електроенергії на невеликій відстані від шин нижчої напруги районних підстанцій до промислових, міських, сільських споживачів. Такі розподільчі мережі звичайно розімкнуті. Розрізняють розподільчі мережі високого ( $U_{ном} > 1\text{кВ}$ ) і низького ( $U_{ном} < 1\text{кВ}$ ) напруги. У свою чергу, по характеру споживача розподільчі мережі підрозділяються на мережі *промислового, міського і сільськогосподарського* призначення. Переважне поширення в розподільних мережах має напруга 10 кВ. Мережі 6 кВ застосовуються при наявності на підприємствах значного навантаження електродвигунів з номінальною напругою 6 кВ. Напруга 35 кВ широко використовується для створення центрів живлення мереж 6 і 10 кВ, в основному, в сільській місцевості.

Для електропостачання великих промислових підприємств і великих міст здійснюється глибоке уведення високої напруги, тобто спорудження підстанцій з первинною напругою 110-500 кВ поблизу центрів навантажень. Мережі внутрішнього електропостачання великих міст - це мережі 110 кВ, в окремих випадках до них відносяться глибокі введення 220/10 кВ. Мережі сільськогосподарського призначення в даний час виконують на напругу 0,4-110 кВ.

Повітряні лінії електропередач призначені для передачі електроенергії на відстань по проводах. Їх основними конструктивними елементами є проводи (служать для передачі електроенергії), троси (служать для захисту ПЛ від грозових перенапруг), опори (підтримують проводи і троси на визначній висоті), ізолятори (ізолюють провід від опори), лінійна арматура (за її допомогою дроти закріплюються на ізоляторах, а ізолятори на опорах).

Найбільш розповсюджені проводи - алюмінієві, сталеалюмінієві, а також зі сплавів алюмінію. Силові кабелі складаються з однієї чи декількох струмопровідних жил, відділених одна від одної і від землі ізоляцією. Струмопровідні жили - з алюмінію однодротові (перерізом до  $16\text{ мм}^2$ ) чи

багатодротові. Кабель з мідними жилами застосовують у вибухонебезпечних приміщеннях.

Ізоляція виконується зі спеціальною просоченою мінеральною олією кабельного паперу, що накладається у вигляді стрічок на струмопровідні жили, а також може бути гумовою чи поліетиленовою. Захисні оболонки, що накладаються поверх ізоляції для запобігання їй від вологи і повітря, бувають свинцевими, алюмінієвими чи полівінілхлоридними. Для захисту від механічних ушкоджень передбачена броня зі сталевих стрічок чи дротів. Між оболонкою і бронею - внутрішні і зовнішні захисні покриття. Внутрішній захисний покрив (подушка під бронею) - джутовий прошарок з бавовняної просоченої пряжі чи з кабельного сульфатного папера. Зовнішній захисний покрив - із джуту, покритого антикорозійним складом.

Істотну частину в споживанні електроенергії складають втрати в мережах (7-9 %).

## **Контрольні запитання**

1. Основні споживачі теплової енергії.
2. Класифікація систем тепlopостачання.
3. Теплові мережі. Особливості прокладки трубопроводів.
4. Устаткування електроенергетичних мереж.
5. Класифікація електричних мереж.



# 18

## ОСНОВИ КЕРУВАННЯ СИСТЕМАМИ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ТА ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ

### 18.1 Загальні положення

Функціонування будь-якого фізичного об'єкта характеризується двома узагальненими параметрами стану : кількісним і якісним, що функціонально пов'язані. Кількісний параметр - потік енергії, речовини, інформації, продукції, який безупинно проходить через даний об'єкт. Цей параметр визначає поведження об'єкта і від нього, головним чином, залежить енергетичний стан. Наприклад, це потоки газу, води, теплоти, повітря, електроенергії і т.д. Розрізняють підведення (джерело) енергії до об'єкта і відведення (споживач). Наприклад, вентилятор є джерелом енергії, теплова аеродинамічна електрична мережа - споживачем.

При експлуатації об'єктів необхідно забезпечити матеріальний і енергетичний баланс між підведенням і відведенням. Порушення балансу між ними веде до порушення стаціонарного режиму об'єкта, на що відразу ж указує зміна якісного параметра. При цьому існує взаємозв'язок між визначеними параметрами стану для більшості фізичних процесів. Зв'язок між кількісним і якісним параметрами простих процесів виражається у вигляді одно-рідних диференціальних рівнянь у формі рівнянь Лагранжа другого роду - математичних моделей. Вони зв'язують не довільні величини, а фізично взаємозалежні - кількісні та якісні параметри: теплоту - з температурою, витрати з рівнем, витрати газу - з тиском, крутильного моменту - з частотою обертання та ін.

*Загальні положення*

*Автоматичне керування*

*Засоби контролю  
основних параметрів*

*Схеми автоматизації*

*Контрольні запитання*

Основою всіх змін у природі є кількісні зміни, що, як правило, приводять до змін якісних. Цим підтверджується діалектична сутність процесів в основі процесу керування.

Проектування різних об'єктів зводиться до інженерних розрахунків, в основу яких покладені залежності, які забезпечують функціонування об'єкта при розрахункових номінальних і стаціонарних умовах. Будь-яка установка, або машина лише невелику частку часу працює у стаціонарних умовах, більша частина режимів їх роботи - нестаціонарні. У цих умовах об'єкт потребує впливу ззовні, щоб режим повернувся, як мінімум, до розрахункового. Цей процес називають *керуванням*.

Отже, основною задачею керування об'єктом є забезпечення його стаціонарного режиму при будь-яких змінах, зовнішніх і внутрішніх впливів. Це безпосередньо зв'язано з енергоресурсозбереженням, економією, екологією і іншими аспектами.

Сутність процесу керування. Будь-який функціонуючий об'єкт може знаходитися в одному з двох станів: детермінованому (визначеному) та ймовірному (стохастичному). Завданням керування є переведення об'єкта з діючого стану у вихідне. Для його виконання потрібно мати інформацію про стан об'єкта або розпорядження (алгоритм) його функціонування. Тобто повинні бути органи інформації, що вимірюють якісний параметр (вимірювальні прилади або засоби), в яких закодовані визначені команди, інструкції і т.п.). Крім того треба мати органи керування, за допомогою яких здійснюється вплив на об'єкт та його кількісні характеристики.

Відомі три основні групи органів керування, характерних для систем енергоспоживання:

- розподільчі (клапани, засувки, поворотні заслінки та ін.);
- керуючі пристрої (насоси, компресори, вентилятори і т.п.);
- електричні (реостати, автотрансформатори, пускачі та ін.).

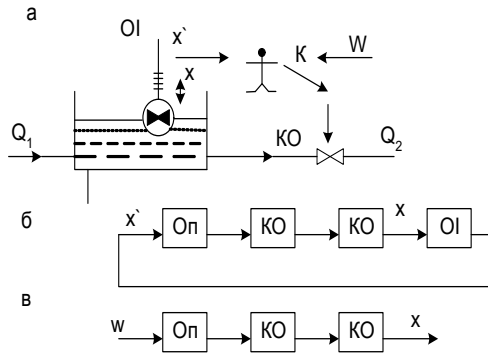
Схематично реалізація ідеї керування полягає в наступному: на основі інформації виробити відповідний керуючий вплив, щоб повернути об'єкт до колишнього чи перевести на новий стаціонарний режим. Розглянемо дану ідею на прикладі гідравлічного об'єкта (рис. 18.1, а).

У схему керування входять основні елементи: ОК (об'єкт керування) – наповнений бак з трубопроводами; ОІ (орган інформації) – поплавець з розподілами; Оп – оператор; КО – (керуючий орган) – засувка. Ці елементи знаходяться у взаємозв'язку і передають один одному визначені впливи у виді сигналів, імпульсів. Назвемо їх:

$z = Q_1 - Q_2$  - збуджуючий вплив (різниця витрат води на відводі і підведенні);

$x$  - керуюча величина (рівень);

$y$  – керуючий вплив (переміщення штока клапана);  
 $w$  – заданий (командний) вплив ( $x'$  - перетворена величина  $x$ ).



**Рисунок 18.1** – Схема керування об'єктом

Послідовність операцій, виконуваних оператором у процесі керування, може мати два варіанти:

- сприйняття зміни керованої величини, порівняння поточного її значення з заданим (нормованим), ухвалення рішення й оперативна дія;
- сприйняття команди, оперативна дія.

Ці варіанти мають принципове розходження. У першому випадку передача сигналів відбувається по замкнутому контурі (рис. 18.1,б). Випадкова зміна витрати рідини  $\Delta Q$  викликає відповідну зміну її рівня  $\Delta x$ , оператор змінює положення засувки  $\Delta y$ , яка приводить до зміни витрати  $\Delta Q$  і відновленню вихідного значення рівня. У такому випадку об'єкт знаходиться під постійним контролем оператора, який разом з органом інформації і керуючим органом утворює своєрідний керуючий пристрій, а разом з об'єктом - систему керування.

В другому випадку передача впливів відбувається по розімкнутому ланцюжку. Поводження об'єкта не контролюється, точність підтримки керованої величини  $x$  залежить від правильності команд  $w$  і досвіду оператора (рис.18.1, в).

Обидва варіанти передачі сигналів широко застосовують в техніці і називають замкнута і розімкнута системи керування, або, відповідно, системами регулювання і керування.

Розглянуті принципи характеризують ручне керування або першу стадію керування. Друга і третя стадії являють собою напівавтоматичне й автоматичне керування, коли оператор звільняє себе від функції форму-

вання керуючого впливу (фізичного навантаження), а на останній стадії цілком виключає свою участь у процесі керування.

## 18.2. Автоматичне керування

У багатьох галузях народного господарства навантаження на людину в процесі керування досягло таких меж, що знадобилася передача ряду його функцій автоматом і ЕОМ.

В принципі, автоматизувати можна будь-який процес. Але без визначених передумов, без з'єднання з передовою технологією неможливо досягти високого ефекту. У ході автоматизації зачіпається безліч, здавалося б, незв'язаних проблем. Для реалізації процесу автоматизації потрібно технічне, математичне, організаційне, інформаційне і правове забезпечення.

Технічний пристрій називають автоматичним, якщо він тривалий час функціонує і керується без особистої участі людини. Сукупність технічних засобів автоматизації (ТЗА), які виконують визначену цільову задачу без участі людини, представляє *автоматичну систему*. Системою прийнято називати об'єднання елементів будь-якої фізичної природи, що розглядаються як зв'язне ціле для загальної мети - функціонування. Варто розрізняти автоматичні й автоматизовані системи. Останні допускають періодичне втручання людини в діяльність автоматів зі строго визначеними функціями.

Автоматика - галузь техніки і прикладна наукова дисципліна, яка розробляє і вивчає принципи побудови і розрахунку автоматичних систем, що є частиною загальної науки про поведінку автоматичних систем - технічної кібернетики. Терміном "автоматика" також широко користуються для скороченого позначення різних засобів автоматизації, автоматичних систем.

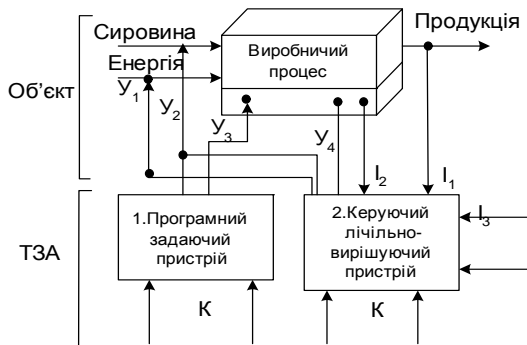
Поняття «автоматизація» у даний час вживається в самому широкому розумінні цього слова і служить для позначення комплексу заходів технічного та організаційного характеру, спрямованих на заміну або полегшення праці людини за допомогою різноманітних засобів: від простих пристроїв і механізмів до складних обчислювальних комплексів. Автоматизація виробничих процесів створює техніко-економічні переваги у всіх галузях сучасного народного господарства країни, підвищує продуктивність праці. За останні сто років вона зросла в 20 разів, при цьому частка механізованої праці з 6 % збільшилася майже 100%. У результаті автоматизації знижується собівартість виробів, збільшується випуск продукції, підвищується її

якість, зменшується кількість браку і відходів виробництва, скорочуються витрати на заробітну плату, сировину, матеріали і т.п.

Вирішальним фактором при цьому є зниження витрат палива, теплової й електричної енергії, що характерно для систем тепlopостачання і теплоспоживання. Використання засобів автоматизації збільшує надійність устаткування, точність виробництва, безпеку праці. З'являється можливість використовувати високоефективні технологічні процеси і пристрої, характер застосування яких виключає участь людини (ядерна енергетика, хімічне виробництво, високошвидкісні процеси і т.п.).

Значна економія теплової енергії, що витрачається на теплоспоживання, при порівняно невеликих капіталовкладеннях забезпечується за рахунок автоматичного регулювання. При встановленні оптимального режиму роботи економія теплоти може скласти 20% і більше річного споживання без порушення теплового режиму будинків. Ще більший ефект від автоматизації може бути отриманий при технічній (тепловій) реконструкції існуючих будинків. Строк окупності залежить від теплової потужності систем, функціональних характеристик застосовуваного регулятора, вартості ТЗА та їх обслуговування.

Впровадження автоматизації приносить і непрямий ефект, пов'язаний з тим, що збільшення продуктивності устаткування, економія ресурсів еквівалентні будівництву додаткових виробничих потужностей. Економія робочої сили дозволяє більш раціонально використовувати трудові ресурси, а поліпшення якості продукції сприяє економії палива, енергії, матеріалів та ін.



**Рисунок 18.2** – Узагальнена структурна модель автоматизації

Найважливіші питання автоматизації - установлення її раціонального рівня й обсягу, які повинні бути ретельно економічно обґрунтовані, і

визначення методів і засобів автоматизації. Автоматизація є найбільше економічно вигідним заходом і окупається в середньому на протязі 1...1,5 року.

На рис.18.2 подана узагальнена структурна модель автоматизації виробничого процесу. Показано об'єкт і технічні засоби автоматизації, а також основні впливи в системі:  $I_1$ – $I_3$  - інформативні,  $K$  - коригувальні,  $U_1$ – $U_4$  - керуючі.

Наприклад, в випадку водогрійного котла для цілей теплопостачання: сировина - це холодна вода, енергія - газ, а продукція - гаряча вода заданої температури (теплоносії). Для керування процесом підготовки теплоносія його температура вимірюється і перетворюється в інформативний вплив  $I_1$ , який надходить до керуючого пристрою. Туди ж надходить інформація про температуру зовнішнього повітря  $I_2$ . Керуючий пристрій на основі отриманої інформації формує керуючий вплив  $U_1$  - зміну подачі газу в топку котла на підігрів води. Так відбувається регулювання температури теплоносія.

*Автоматичний регулятор.* Автоматичне регулювання - процес, який змушує якісний параметр стану об'єкта (регульований параметр) бути постійним чи змінюватися за заданим законом.

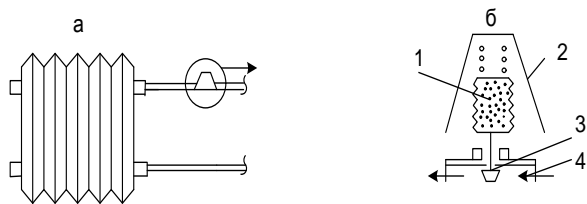
Автоматичний регулятор - пристрій або комплекс пристроїв, що реалізують задачу автоматичного регулювання.

Розглянемо роботу найпростішого автоматичного регулятора температури повітря в приміщенні, обладнаному системою центрального водяного опалення. Такі терморегулятори (термостати) одержали велике поширення для індивідуального регулювання температури повітря в опалювальних приміщеннях і економії теплової енергії.

На рис. 18.3 схематично показаний автоматичний термостат, установлений перед нагрівальними приладами на трубопроводі системи опалення (а). Герметичний гармоніковий чуттєвий елемент - термодатчик 1 заповнюється термочутливою масою, яка розширюється при підвищенні температури в кімнаті (б). Переміщення датчика пов'язане з переміщенням регулюючого органа - клапана 3 у корпусі арматури 4, що змінює витрату теплоносія. Можна вручну задавати потрібну температуру поворотом ковпачка 2 із пружиною, що примусово деформує датчик 1 та змушує його реагувати на іншу (бажану) температуру. Цей елемент називається задаючим пристроєм або коректором. Таким чином, до складу найпростішого автоматичного регулятора входять:

- чуттєвий елемент або датчик, що сприймає зміну регульованого параметра (у даному випадку температури повітря в приміщенні);
- регульовальний орган - клапан, який змінює витрату теплоносія - гарячої води;

- задаючий пристрій, - натяжна пружина, яка дозволяє задавати бажану температуру в кімнаті, звичайно в межах 15...25°C.



**Рисунок 18.3** – Схема автоматичного термостата

При бажанні поворотом ковпачка 2 до упору можна відключити нагрівальний прилад від живлення теплоносієм. За таким принципом діють численні регулятори прямої дії, що не використовують іншої енергії, крім енергії регульованого середовища.

**Класифікація підсистем автоматизації.** Ступінь оснащення засобами автоматизації, яка може бути різною, визначається нормативними і технічними вимогами, а також функціональним призначенням ТЗА. По об'єму і ступеню оснащення об'єкта ТЗА автоматизація може бути частковою, повною і комплексною. Наприклад, якщо в котловій установці регулюється тільки тиск пари, має місце часткова автоматизація, а якщо всі процеси автоматизовані - повна. При автоматизації допоміжних операцій (навантаження, транспортування палива і т.п.) з використанням ЕОМ, ув'язуванням з режимами теплових мереж, інших котлів мова йде про комплексну автоматизацію.

У ході керування складними і простими об'єктами приходиться здійснювати безліч функціонально різних операцій, які виконують різні підсистеми, що входять у загальну схему автоматизації об'єкта.

Ці підсистеми підрозділяються на інформативні, захисні, керуючі й технологічного контролю.

**Інформативні** включають підсистеми технологічного контролю, телевимірювання, телесигналізації. Результат дій цих підсистем адресується оператору, завданням якого є прийняття того чи іншого рішення.

**Захисні** підсистеми включають засоби технологічного та аварійного захисту, технологічного та аварійного блокування, які охороняють технологічне устаткування від наслідків неправильної експлуатації.

До **керуючих** відносяться підсистеми керування, включаючи дистанційне керування, телемеханічні підсистеми, підсистеми диспетчеризації, автоматичного керування і регулювання, обчислювальної техніки.

Основні функції підсистеми технологічного контролю: одержання кількісних і якісних показників технологічного процесу - усіх видів вимірів за допомогою контрольно-вимірювальних приладів (КВП); спостереження за ходом технологічного процесу. Різниця у функціях полягає в тому, що в першому випадку фіксується характер зміни фізичних величин. Для реалізації функцій технологічного контролю застосовують прилади місцевої і дистанційної дії, а також прилади з реєстрацією, які дозволяють вести облік витрати теплової, електричної енергії, газу, холодної води та ін.

Рівень оснащення об'єкта автоматизації різними підсистемами залежить від конкретних умов експлуатації і нормативних документів, які визначають мінімально необхідний рівень автоматизації.

### **18.3. Засоби контролю основних параметрів**

У ході теплоенергетичних процесів потрібно одержувати інформацію про різні параметри, що характеризують функціонування тих чи інших об'єктів. Розглянемо основні датчики для виміру таких параметрів, як температура, вологість, тиск, витрата, кількість теплоти.

#### ***Датчики температури.***

*Датчики з механічними вихідними величинами.* Широко розповсюджені скляні *рідинні термометри*, в основному, використовують як прилади місцевої дії в інтервалі температур від -200 до +750°C. Термометричними рідинами є ртуть, толуол, етиловий спирт, керосин, ефір, ацетон, пентан і т.д. Як датчики застосовують, головним чином, ртутні термометри з перетворенням механічного переміщення в електричний сигнал - електроконтактні термометри, ртуть використовують як рухливий контакт. Другим контактом може бути вольфрамова нитка, впаяна чи опущена в капіляр термометра (рис. 18.4, а і 18.4, б). Сила електричного струму, що проходить через контакти, не повинна перевищувати 0,5мА при напрузі не більше 0,3 В.

У манометричних термометрах використовується об'ємне розширення робочої речовини в герметичній термосистемі, яка складається з термобалона (жезла) 3, капіляра 2, манометричного перетворювача 1 - трубчастої пружини, сильфону і т.п. (рис. 18.5). У залежності від властивостей заповнювача ці термометри розділяються на газові (азот), конденсаційні чи парорідинні (ацетон, хладон-22, хлорметил) і рідинні (метансілол, гас, силіконові рідини і т.п.). Межі виміру приладів складають: -150...+600°C; -50...+300°C; -150...+300°C при відповідній довжині капілярів



60, 25, 10 м. До цієї групи можна віднести датчики з твердим і пружним заповнювачами - пастами на основі воску, церезином та інших спеціальних матеріалів. Наприклад, сильфонні датчики з такими заповнювачами широко використовуються в кімнатних терморегуляторах .

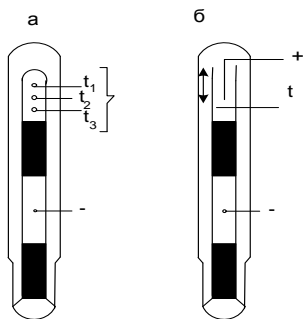


Рисунок 18.4 – Рідинні термометри

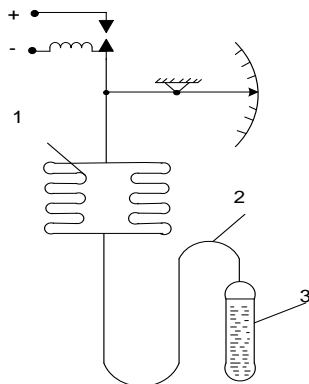


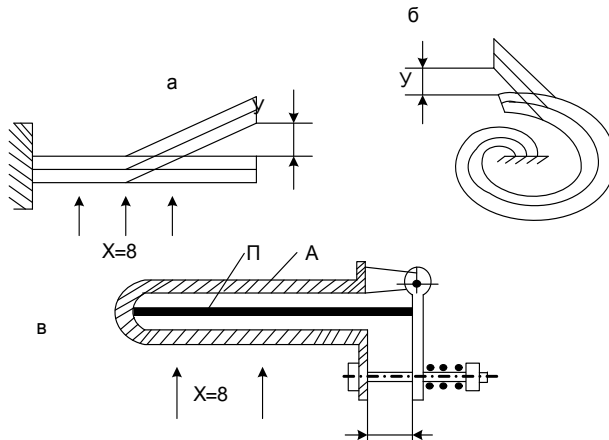
Рисунок 18.5 – Манометричні термометри

Принцип дії біметалічних і дилатометричних датчиків засновано на ефекті спільного лінійного розширення двох різнорідних з'єднаних разом металів. У якості одного (пасивного) металу звичайно використовують інвар (36 % Ni + 64 % Fe), іншого (активного) - латунь, мідь, сталь, хромо-молибден. Їх коефіцієнти лінійного розширення відрізняються приблизно в 20 разів. Шари термобиметалевої тонколистової двошарової стрічки з'єднуються контактним зварюванням. Зі стрічки роблять пластини (рис.18.6,а), плоскі і просторові спіралі (рис.18.6, б), які при збільшенні температури деформуються або загинаються, закручуються убік матеріалу з меншим коефіцієнтом лінійного розширення  $\alpha$  .

Дилатометричні термометри являють собою термосистему - стрижень (пасивний матеріал) і трубку (активний) з подовжнім лінійним переміщенням відносно один одного (рис.18.6,в). Обидва види термометрів застосовуються дуже широко, особливо біметалічні, у діапазоні температур 0...400°C, а деякі і до 1000°C (наприклад, дилатометри інвар - латунь Л62).

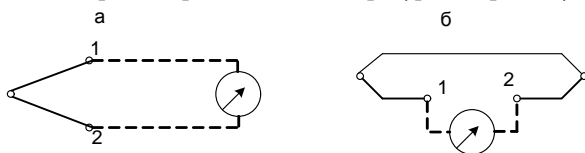
*Датчики з електричними вихідними величинами.* В основі принципу дії термоелектричних термометрів (термопар) лежить ефект Зебека, який відкрив механізм виникнення термоЕДС у ланцюзі, складеному з двох різних провідників, наприклад, міді і платини, місця з'єднань яких

(зварюванням, пайкою чи скручуванням) мають різну температуру  $T_0$  та  $T_1$ . Чим більше різниця  $(T_1 - T_0)$ , тим більше термоЕДС, але функціональна залежність  $(T_0, T_1) = f(T_1) - f(T_0)$  є невизначеною. Тому одну температуру приймають постійною, термостатують один зі спаїв, наприклад при  $T_0 = \text{const}$ . Термостатують спай називають вільним чи холодним, а той, що поміщається у вимірюване середовище - робочим чи гарячим. Позитивним вважають електрод, по якому струм тече від робочого спаю до вільного. Діаметр дроту електродів з дорогоцінних металів і сплавів складає 0,5 мм, інших - 1,2...3,2 мм.



**Рисунок 18.6** – Біметалічні та дилатометричні датчики температури

Конструкція стандартного термоелектричного термометра складається з електродів з ізоляцією з порцелянових трубок або намиста, які поміщаються у захисний трубчастий чохол (сталевий, керамічний, кварцовий) з голівкою, що має електрозажими. Робочий спай може бути приварений чи припаяний до чохла для кращого теплового контакту і зменшення інерційності. Електровимірювальний прилад може бути приєднаний до вільного кінця термопари чи до термоелектроду. Включення сполучного провідника (показаний пунктиром) не позначається на термоЕДС, якщо точки з'єднання мають однакову температуру. Звичайно термоЕДС порівняно невелика і навіть при вимірі високих температур не перевищує 70 мВ.



**Рисунок 18.7** – Схема приєднання термоелектричного приладу

У терморезисторах (термометрах опору) використовується відоме явище зміни електричного опору провідника чи напівпровідника зі зміною температури. При цьому характер зміни опору в дровових терморезисторах підкоряється закономірності  $R_{\theta} = R_0 \cdot (1 + \alpha\theta + b\theta^2)$  для платини і  $R_{\theta} = R_0 \cdot (1 + \alpha\theta)$  для чистої міді, де  $R_0$  - опір при 20°C;  $a, b, \alpha$  - постійні, °C<sup>-1</sup>. Звичайно  $R_0$  стандартизовано: для міді - 53 і 100 Ом, для платини - 10, 46 і 100 Ом.

Напівпровідникові терморезистори або термістори (суміші окислів деяких металів, наприклад MnO<sub>2</sub>, Cu<sup>2</sup>O<sub>3</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sup>3</sup>, NiO, VO<sub>2</sub>, спресовані при високій температурі), зменшують свій опір при підвищенні температури. По зовнішньому вигляді вони нічим не відрізняються від звичайних стандартних резисторів, застосованих у електрорадіотехніці. В якості датчиків температури використовують також напівпровідникові термодіоди Д7А-Д7Ж, термотранзистори МП40, П14, Д237Г, варистори, тиристори, семистори, у яких електронно - дирочна провідність залежить від температури. Конструктивно дровові терморезистори являють собою біфілярне (подвійне) намотування відповідного дроту на каркас - ізолятор різних поперечних перерізів (круглих, плоских, X - образних), які поміщають у захисний трубочастий чохол, схожий на чохол термопар.

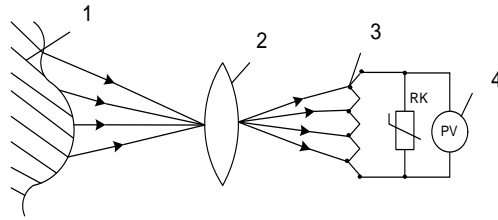
Датчики температури безконтактні. Їх дія заснована на використанні залежності інтенсивності і спектрального складу випромінювання від температури випромінюючого тіла. Прикладами застосування можуть служити вимір високої температури в топках теплогенераторів, печей, вимір температури поверхонь нагрівальних приладів, огорожень, визначення результуючої температури в приміщенні.

Базові методи засновані на вимірі яскравісної, радіаційної і колірної характеристик температур. Датчики (пірометри) включають оптичну систему і приймач випромінювання, тип якого визначається діапазоном вимірюваних температур (довжиною хвилі випромінювання).

На рис. 18.8 показана схема радіаційного пірометра. Променистий потік від тіла через об'єктив 2 фокусується на термобатарей 3, з пелюсткових термопар, що працює в комплекті з мілівольтметром 4, градуйованим по температурі. Для визначення сумарного ефекту впливу температури повітря і радіаційної температури навколишніх поверхонь застосовують кульовий термометр, який складається з термодатчика (термометра, терморезистора чи термопар), поміщеного усередині тонкостінної порожньої мідної кулі діаметром 152 мм, пофарбованого зсередини і зовні чорною матовою фарбою.

Останнім часом широко використовуються прилади дистанційного теплового контролю (тепловізори), які дозволяють оперативно визначати поля температур на поверхнях нагрітих предметів. Близькі за принципом

дії до розглянутих актинометрів, що служать для виміру інтенсивності теплової радіації.



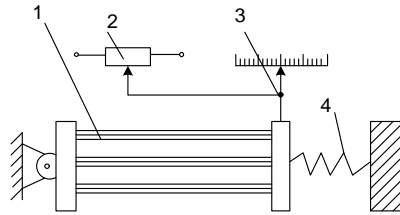
**Рисунок 18.8** – Схема радіаційного пірометра

*Датчики вологості газів (повітря).* Датчики і прилади для виміру вологості повітря і газів називають гігрометрами чи гумидостатами, для виміру вологості тіл в інших агрегатних станах - вологомірами. Основні утруднення при вимірі і регулюванні вологості зв'язані з її функціональною залежністю від температури і парціального тиску водяних пар. Це особливо позначається при зв'язаному регулюванні найважливіших технологічних параметрів у вентиляційних, сушильних і холодильних установках - найбільших споживачах теплової й електричної енергії.

Серед численних методів виміру вологості практичне застосування одержали: психрометричні - по різниці температур; крапки роси - по початку конденсації водяної пари; електролітичний; сорбційний, заснований на перемінних властивостях гігроскопічних тіл; методи повного поглинання, конденсаційний, дифузійний; диелькометричний (з використанням випромінювань надвисоких частот (НВЧ)); поглинання інфрачервоних, ультрафіолетових, радіоактивних випромінювань.

Перші два методи зв'язані з використанням датчиків температури для виміру вологості. Найбільший інтерес представляють електричні психрометри, схеми яких визначаються видом вимірюваної величини (відносна чи абсолютна вологість) і типом застосованого датчика (термоконтактори, терморезистори і т.п.).

Дія сорбційних гігрометрів деформаційного типу заснована на зміні пружності і геометричних розмірів деяких тел. До найбільш розповсюджених датчиків відноситься волосний, чуттєвим елементом якого служить пасмо знежиреного людського волосся, розтягнутого пружиною 4. У залежності від вологості повітря положення покажчика 3 і зв'язаного з ним перетворювача 2 буде мінятися, формуючи сигнал про зміну вологості (рис.18.9). Останнім часом замість волосяних почали застосовуватися вологочутливі елементи з пластику у виді ниток, мембран, смуг.



**Рисунок 18.9** – Схема гігрометра деформаційного типу

*Датчики тиску (розрідження).* У більшості датчиків тиску використовується принцип перетворення тиску в механічне переміщення або зусилля. Для виміру дуже великих тисків застосовуються електричні датчики, а для контролю за малими тисками використовуються датчики непрямих вимірів в'язкості, теплопровідності, ступеня іонізації.

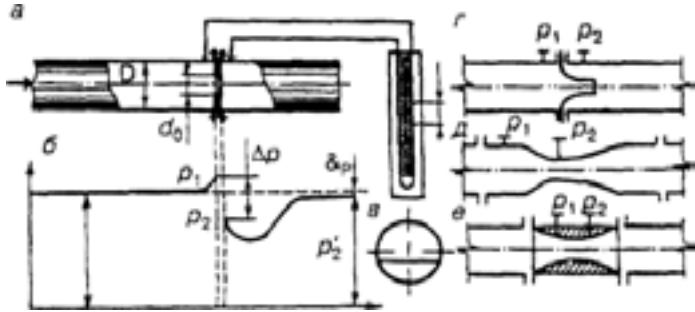
*Рідинні, чи гравітаційні, прилади з гідростатичним принципом дії* широко поширені завдяки простоті і високій точності. Наповнювачами рідинних манометрів є дистильована вода, підфарбований етиловий спирт, ртуть, гас, діхлоретан, толуол та інші рідини, які не змінюють своїх фізико-хімічних властивостей. Для використання дифманометрів в якості датчиків необхідні перетворювачі сигналу - переміщення рівня заповнювача, наприклад поплавці.

Механічні ( мембранні) датчики - круглі пластини постійної товщини, які знаходяться між двома тарілками, що утворюють герметичні пружні камери. У перетині мембрани - плоскої, гофрованої і опуклої форми. Особливо широко в автоматичці застосовуються сільфони - гармоникові мембрани, що мають велику здатність до деформування. Трубчасті пружини Бурдона плоскої і спіральної форми широко застосовуються в пристрої традиційних пружинних манометрів. Матеріалом служать метали - сталі і бронзи (пружні) і неметали - капрон, просочені тканини, гума, пластики (м'яві мембрани). У датчиках з електричним виходом використовується п'єзо ефект у кристалах сегнетової солі, кварцу і тензоефект, коли тензоелементи наклеюють, наприклад, на мембрану чи сільфон.

*Датчики витрат.* Маса чи обсяг речовини, що проходить через перетин каналу за визначений проміжок часу, називається витратою речовини, а прилади, які вимірюють його - витратомірами. Витратомір, постачаний інтегратором для підсумовування показань за будь-який проміжок часу, називають лічильником.

Для виміру витрати рідини при її пліні по трубопроводах постійно-го перетину застосовуються *дросельні* датчики. Звуження перетину за допомогою такого датчика, наприклад, діафрагми, досягається шляхом

установки в трубопроводі тонкого диска діаметром  $D$  з концентричним отвором визначеного діаметра  $d_0$  і профілю (рис. 18.10, а). У звуженому перетині відбувається збільшення швидкості і падіння статичного тиску потоку. По обмірюваному дифманометром перепаду тиску  $\Delta p$  визначають швидкість рідини і її витрату (рис. 18.10, б). В якості інших пристроїв використовуються сегментні діафрагми (рис. 18.10, в), сопла (рис. 18.10, г), труби Вентури і Фостера (рис. 18.10, д та е).



**Рисунок 18.10** – Схема дросельного датчика виміру витрати рідини

З витратомірів з *постійним перепадом тиску* найбільше поширення одержали ротаметри. Основний елемент приладу - конічний поплавць, що вертикально переміщається під дією динамічного тиску потоку усередині кільцевої діафрагми. Переміщення поплавця припиняється при зрівноважуванні сил ваги поплавця і тиску потоку. При цьому кожному значенню витрати відповідає визначене положення поплавця. Звичайне переміщення поплавця передається в електровимірвальну схему вторинного приладу.

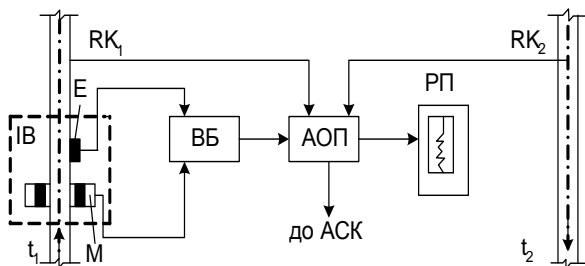
В основу *швидкісного* методу покладений вимір за допомогою стаціонарних *напірних трубок середньої швидкості потоку*  $v_m$ , зв'язаної з витратою:  $V = v_m \cdot F$  ( $F$  - площа поперечного перерізу потоку). Для непрямих вимірів швидкості потоку використовуються лічильники з лопатевими колісьми - вертушками, взаємодіючими з потоком, середня швидкість руху якого впливає на частоту обертання датчика, наприклад, в анемометрах і водомірах. В *електротермоанемометрі* ступінь охолодження термопар чи терморезисторів якого пропорційна швидкості потоку, формується електричний сигнал про зміну витрати.

Широке поширення для виміру нестационарних витрат одержали безконтактні методи - індукційні, ультразвукові, СВЧ, іонізаційні, радіоізотопні. Їх сутність полягає в тім, що під впливом випромінювання від якого-

небудь джерела в потоці відбувається відповідна флуктуація, яка рухається разом з потоком. Знаючи момент подачі частотного імпульсу генератором, відстань і момент проходження хмариною чуттєвого елемента приймача-реєстратора, визначають витрату речовини. Так, у газопостачанні вимірюється витрата газу за допомогою радіоактивних міток - порцій криптону чи ксенону, які надходять зі спеціального балончика-дозатора.

*Вимір кількості теплоти.* Необхідність оперативного визначення витрати теплоти і тепловтрат з особливою гостротою виявилася останнім часом в зв'язку з вимогою економії паливно-енергетичних ресурсів. Теплова потужність потоку визначається як  $q=Mh$ , де  $M$  - масова витрата теплоносія;  $h$  - питома ентальпія теплоносія. Відпустка теплоти  $Q$  знаходиться інтегруванням  $q$  за часом. При цьому відповідно до виду теплоносія ентальпія залежить від температури і тиску. Процес виміру зводиться до комплексного виміру тисків, перепадів тисків (витрат) і температур з наступними розрахунковими операціями.

Вимірювальна система теплотічильника (рис.18.11) складається з електромагнітного (індукційного) витратоміра (ІВ), платинових терморезисторів - датчиків температури прямого і зворотного потоків і автоматичного обчислювального приладу (АОП). Трубопровід розташований між полюсами електромагніта  $M$ , під дією якого іони рідини віддають заряди вимірювальним електродам  $E$ , створюючи струм, пропорційний витраті  $V$ . Вимірювальний блок (ВБ) трансформує сигнал про витрату і передає на АОП, куди також надходять сигнали від терморезисторів  $RK_1$  і  $RK_2$ . АОП робить рахункові операції з виходом на прилад, що реєструє (РП) і АСУ.



**Рисунок 18.11** – Вимірювальна система теплотічильника

Індивідуальні тепломіри, які широко розповсюджені в ряді європейських країн, оцінюють витрату теплоти індивідуальними споживачами, наприклад радіаторами центрального опалення.

## 18.4. Схеми автоматизації

1. На схемі (рис. 18.12) наведено блоковий тепловий пункт (БТП), для приєднання до теплових мереж систем опалення і гарячого водопостачання будинків і споруд.

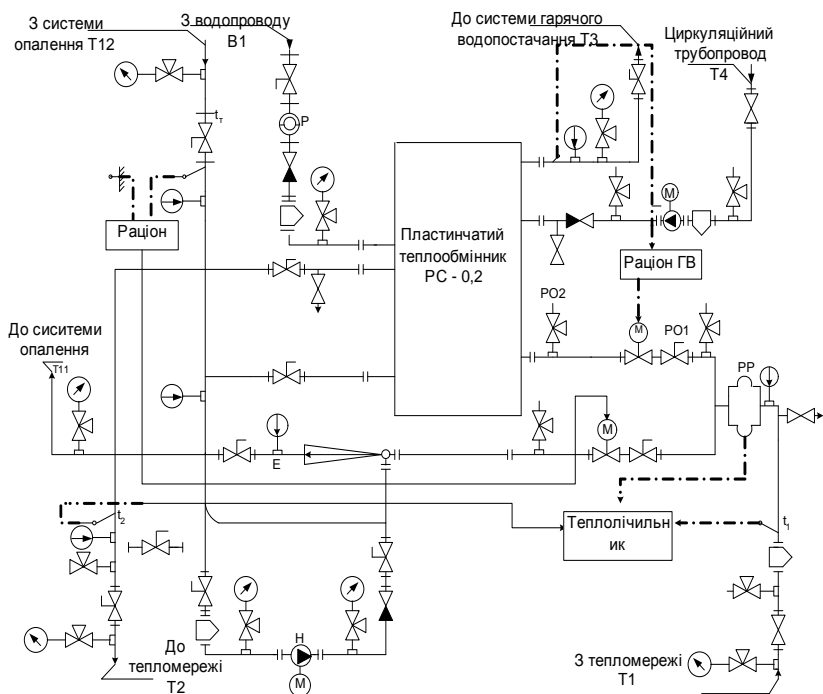
Крім основних технологічних процесів - підігріву води для гарячого водопостачання в пластинчастому теплообміннику і стабілізації гідравлічного і теплового режимів системи опалення за рахунок спільної роботи елеватора Е та циркуляційних насосів Н - передбачено:

- автоматичне регулювання відпустку теплоти на опалення регулятором, що вимірює температури зовнішнього повітря ( $t_{\text{н}}$ , теплоносія  $t_{\text{т}}$  та діючим на регулюючий клапан Р01 з електроприводом; регулятор може працювати по програмі, знижуючи теплоспоживання в неробочі дні і нічний час (для цивільних будинків);
- автоматичне регулювання температури води  $t$  у системі гарячого водопостачання регулятором з можливістю її зниження в нічний час;
- вимір температур і тисків у різних точках технологічної схеми термометрами і манометрами, витрати холодної води витратоміром Р;
- облік витрати теплової енергії теплотічильником, що одержує сигнали від датчиків температури теплоносія в магістралі що подає ( $t_1$ ), зворотній ( $t_2$ ) магістралях та від витратоміра РР, що також регулює витрату в системі.

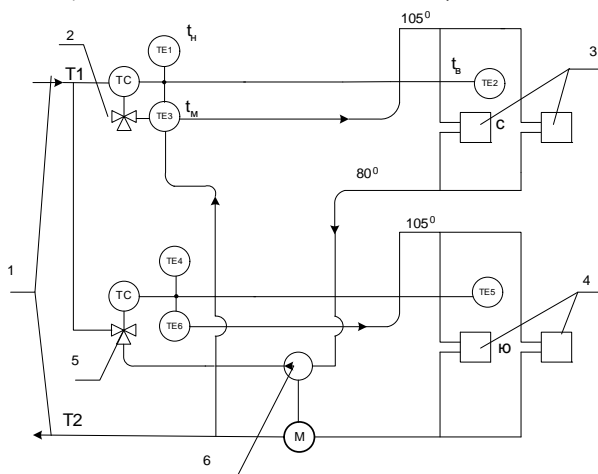
2. Відомо, що фасади будинків знаходяться в неоднакових умовах стосовно зовнішніх впливів. Так, південна частина перегрівається від впливу сонячної радіації, північна – піддається охолодженню вітровим впливом і т.п.

На рис. 18.13 зображена схема енергоресурсозберігаючої пофасадної системи центрального опалення з повторним використанням зворотного теплоносія і насосним змішанням. Система включає введення теплової мережі 1, підсистему північного (східного) фасаду 3 з параметрами теплоносія 105...80°C, регулятор температури цієї підсистеми 2 з регулювальним клапаном і датчиками температури зовнішнього повітря ТЕ1, внутрішнього повітря ТЕ2 і теплоносії ТЕ3. Підсистема південного (західного) фасаду 4 з параметрами теплоносія 105..70°C має регулятор температури цієї підсистеми 5 з регулювальним клапаном і датчиками температури зовнішнього повітря ТЕ4, внутрішнього повітря ТЕ5 і теплоносія ТЕ6. Циркуляційний насос є загальним для обох підсистем.





**Рисунок 18.12** – Блочний тепловий пункт



**Рисунок 18.13** – Схема енергоресурсозберігаючої пофасадної системи центрального опалення.

Насос забезпечує циркуляцію теплоносія у всій системі опалення, включаючи підсистеми північного (східного) і південного (західного) фасадів. При цьому зворотний теплоносій підсистеми північного (східного) фасаду з температурою 80°C направляється до насоса для повторного використання в системі опалення. Зворотний теплоносій підсистеми південного (західного) фасаду з температурою 70°C, що відповідає температурі зворотного теплоносія в системі теплопостачання, направляється в тепломережу і, частково, на усмоктування насоса. Таким чином, у підсистемі північного (східного) фасаду підтримується підвищена температура зворотного теплоносія 80°C, а в тепломережу повертається тільки зворотний теплоносій підсистеми південного фасаду з розрахунковою температурою 70°C, що відповідає розрахунковій температурі системи теплопостачання.

У системі може бути встановлений блоковий тепловий пункт з комплектом контрольно-регулюючої апаратури й обліком теплоти. Така система дозволяє заощаджувати до 20% теплоти і 5% радіаторів, включаючи монтажні роботи, забезпечує гарні теплові і гідравлічні режими, особливо в аварійних ситуаціях. Підбор комбінацій характеристик водоструминного і відцентрового насосів дозволяє оптимізувати режим системи опалення в широкому діапазоні навантажень. При використанні регульованого елеватора якість регулювання підвищується.

3. Споживання газу на побутові нестатки зв'язано з тиском, під яким газ направляється до споживачів.

Системи газопостачання обладнаються в обов'язковому порядку ГРП - газорегуляторними пунктами. У ГРП основним пристроєм є автоматичний регулятор тиску газу, дія якого здійснюється таким чином. Тиск, що змінюється під зовнішнім впливом, передається датчика тиску і діє на гнучку мембрану, яка прогинається і передає переміщення клапану. Клапан змінює витрату газу, повертаючи тиск, що змінився, до колишнього значення. Задати бажаний (необхідний) тиск можна завдяки відповідному пристрою за допомогою зміни натягу протидіючої пружини.

Якщо задаючий пристрій зв'язати з програмуємим блоком, то можна змінювати тиск газу в мережі за заданою програмою.

4. Регулювання відпустку електричної енергії здійснюється, як правило, централізовано. Електроспоживання регулюється головним чином вручну за допомогою відключення приладів чи зменшення їх споживаної потужності реостатами, автотрансформаторами. У деяких випадках застосовуються автоматичні вимикачі, обладнані годинними механізмами (реле часу), наприклад у коридорах суспільних будинків, у під'їздах. Реле часу відключають вуличне освітлення, хоча є системи, які працюють від фотоелементів по інтенсивності природної освітленості. Облік енергоспоживання здійснюється електролічильниками .

## Контрольні запитання

1. Завдання і сутність процесу керування.
2. Автоматичне керування: основні поняття автоматизації, складові підсистеми та їх класифікація.
3. Засоби та датчики виміру основних параметрів
4. Приклади схем автоматизації систем тепло- та газопостачання

# ЧАСТИНА VI. ОРГАНІЗАЦІЙНО-ТЕХНІЧНІ ЗАХОДИ ПІДВИЩЕННЯ ВИРОБНИЦТВА І ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ

## 19 | ОРГАНІЗАЦІЙНІ ЗАХОДИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИРОБНИЦТВА І СПОЖИВАННЯ ЕНЕРГІЇ

### 19.1. Консалтингові схеми в енергетиці

*Консалтингові схеми  
в енергетиці*

*Енергетичний аудит  
і методологічні  
основи його  
проведення*

*Енергетичний  
менеджмент*

*Контрольні  
запитання*

Паливно-енергетичні кризи, яких зазнали країни Західної Європи на початку 70-х років ХХ ст., змусили переглянути ставлення суспільства до взаємодії процесів виробництва й використання енергії і навколишнього середовища. Відбулася кардинальна зміна в свідомості населення, передусім технічно розвинених країн. Цьому сприяла також цілеспрямована діяльність урядів у галузі енергетики, що включала як роз'яснювальну роботу, так і жорсткі обмеження. Розроблення і реалізація комплексу заходів, метою яких є раціональніше використання енергії, є суттю державної політики багатьох країн світу. Один з важливих державних заходів – створення консалтингових схем. Консалтингова схема – це система планомірних заходів, здійснюваних в якійсь спеціально обраній галузі. До таких заходів належать:

- створення консалтингових фірм, які надають споживачам енергії, розробникам, працівникам планово-економічного сектору, експлуатаційному персоналові й керівникам підприємств послуги у сфері економії енергії;
- розробка відповідних навчальних програм та ілюстративного матеріалу для підвищення рівня підготовки працівників з раціонального енерговикористання;
- проведення широкої інформаційної компанії через засоби масової інформації, випуск друкованої продукції, що рекламує і пояснює саму ідею енергозбереження;
- висвітлення у пресі вдалих прикладів економії енергії, підготовка і публікація статей для фахівців у технічних журналах.

Створення і впровадження консалтингових схем зумовили зміни на краще у сфері економії енергії країн Західної Європи. Так, загальне споживання енергії в Данії 1990 р. залишалось на рівні 1973 р., тоді як валовий національний продукт виріс за цей же час на 40 %.

Такий самий підхід застосовують до побудови системи раціонального поєднання заходів щодо економії енергії та захисту навколишнього середовища. За основу беруть раціональне планування енергоспоживання за рахунок удосконалення технології. Це стосується як способу і культури експлуатації всякого устаткування, так і загального психологічного підходу до споживання енергії.

В основі створення реалістичного плану дій для економії енергії лежить відповідне законодавство в галузі енергетики, а також наявність у суспільстві відповідних стандартів і норм. Щоб упровадити програму енергозбереження, треба провести попередній економічний аналіз, оснований на точних даних про дійсне споживання енергії, на прийнятній системі тарифів, інформації про окупність і т. ін. Важливою передумовою успішності реалізації програми енергозбереження є готовність у країні інфраструктури, за допомогою якої можна одержати відповідні дані для її реалізації. Це потребує вирішення ряду інженерно-технічних завдань з модернізації устаткування, оптимізації умов його експлуатації. Треба послідовно виконати такі заходи:

- складання переліку і вибір з нього першочергових заходів щодо оптимізації споживання енергії;
- прийняття рішення про здійснення обраних найефективніших заходів;
- визначення умов оптимізації роботи енергосистеми і вибір потрібного алгоритму енергетичного споживання та контролю;
- регулярне оцінювання результатів;
- регулярне інформування всіх зацікавлених сторін про стан системи.

Розумне планування і подальший збір даних по ходу впровадження рекомендацій дозволяє виробити стратегію, що забезпечує збереження досягнутого рівня економії, оцінку результатів впроваджуваних заходів і планування подальшої економії. Усю інформацію треба систематизувати, аналізувати і зберігати. Удосконалення енерготехнологій та енергозбереження залежить від ефективності такого енергетичного устаткування і систем: ТЕС, ТЕЦ, опалювально-виробничі котельні, котлоагрегати різного призначення, печі; системи розподілу тепла: теплові пункти, теплові мережі; системи вентиляційного устаткування будинків різного призначення; устаткування для виробництва, постачання та споживання електричної енергії.

**Енергетичний баланс підприємств.** Енергетичний баланс промислових підприємств є найбільш важливою характеристикою енергетичного господарства підприємства. Енергетичний баланс установлює відповідність між сумарною підведеною енергією і сумарною корисною енергією і втратами. При складанні балансу розглядаються такі види споживаної енергії: електроенергія, газ, мазут, пара і т.п. Далі виробляються кількісні виміри споживання енергії на всі ці види, у тому числі втрати енергії.

Складання балансу здійснюється на підставі даних про фактичне споживання енергії, для одержання яких даних використовуються будь - які прилади - лічильники електроенергії, газу, пари, води, опалення і т.п.

Вивчення енергетичних балансів дає можливість установити фактичний стан використання енергії як на окремих елементах підприємства, так і на підприємстві в цілому. Енергетичний баланс дозволяє зробити висновки про ефективність роботи підприємства. Після закриття балансу повинні бути виявлені об'єкти підприємства, де можна заощадити енергію.

Залежно від виду і параметрів енергоносіїв баланс може бути частковим (складеним для даного енергоносія) або зведеним - енергобалансом по сумарному споживанню теплових енергоресурсів, при складанні часткових енергетичних балансів кількісний вимір енергоносіїв здійснюють в джоулях (мегаджоулях, гігаджоулях), кіловат-годинах, тоннах умовного палива. При складанні зведеного енергетичного балансу вимір різних енергоресурсів і енергоносіїв здійснюють - в тонах умовного палива.

Залежно від призначення енергетичні баланси характеризуються наступними ознаками:

- розрахунковим періодом (звітні баланси по фактичних даних за минулий період, планові на найближчий планований період з урахуванням завдань по зниженню витрат енергії; проектні, що складаються при проектуванні об'єкта, та ін. );
- стадією енергетичного потоку (виробництво, перетворення, розподіл, кінцеве використання енергетичних ресурсів);

- видом енергоносія (наприклад, часткові енергобаланси по окремих видах споживаних енергоносіїв, зведені енергобаланси по сумарному споживанню енергії).
- Для складання і аналізу енергетичного балансу підприємства вихідна інформація має такий вигляд :
- загальна виробнича і енергетична характеристики підприємства (обсяги і номенклатура продукції, що випускається, її собівартість з виділенням енергетичний складової і т.п.);
- опис схеми матеріальних і енергетичних потоків;
- перелік і характеристика основного енерговикористовуючого устаткування;
- дані про витрати енергоносіїв;
- дані про роботу з раціонального використання енергії на підприємстві.

Схема матеріальних і енергетичних потоків супроводжується описом видів і параметрів енергоносіїв, стану використання вторинних енергетичних ресурсів, системи обліку і контролю витрати енергії та енергоносіїв.

Аналіз енергетичного балансу складається в якісну і кількісну оцінку стану енергетичного господарства підприємства.

Аналіз використання енергоносіїв може бути проведений шляхом порівняння фактичних показників з нормативними, фактичними за минулий період, перспективними аналогічними на інших підприємствах. При цьому порівняння показників повинне проводитися з урахуванням умов порівнянності (при однакових обсягах, складі і якості продукції і т.п.).

Ефективність використання енергії в установці можна характеризувати коефіцієнтом корисної дії, який визначається за формулою  $\eta = E_{\text{кв}}/E_n$ , де  $E_{\text{кв}}$  - кількість корисна використаної енергії,  $E_n$  - кількість підведеної енергії. При оцінці ефективності використання енергоресурсів на підприємстві сумують кількість використаної і підведеної енергії на всіх установках для різних видів енергоносіїв. У результаті вивчення енергетичного балансу оцінюється такий важливий показник ефективності, як енерговикористання - питома витрата енергії на виробництво продукції.

## **19.2. Енергетичний аудит і методологічні основи його проведення**

Кінцева мета підвищення енергетичної ефективності будь-якого виробництва (підприємства) – знизити рівень споживання енергії за умови

зберігання обсягів виробництва з одночасним скороченням негативного впливу на навколишнє середовище. Для цього треба прийняти відповідні рішення щодо стратегії використання різних ресурсів на підставі енергетичного аудиту і енергетичного менеджменту.

*Енергетичний аудит* – це технічне інспектування підприємств (виробництв) з погляду їх енергоспоживання з метою визначення можливої економії енергії і допомоги підприємству (виробництву) в економії енергії на практиці завдяки механізмам енергетичної ефективності, а також з метою впровадження на підприємстві енергетичного менеджменту.

*Проведення енергетичного аудиту* – початкова фаза впровадження на підприємстві системи енергетичного менеджменту. Методика проведення аудиту не залежить від виду продукції, застосовуваної технології, форми організації досліджуваного виробництва (підприємства). В основу її покладено визначений стандартний (типовий) алгоритм, здатний забезпечити як ефективну роботу аудитора, так і можливість залучення на певних етапах роботи інших аудиторів. Аудитор мусить бути здатний брати до уваги всі споживані види енергії з тим, щоб виробити пропозиції не тільки щодо їх скорочення, але щодо оптимізації структури енергоспоживання, тобто ймовірної заміни одних енергоресурсів іншими.

Загальні вимоги до генеральної стратегії енергетичного аудиту такі:

- можливість її застосування для всіх типів виробництв і компаній;
- облік усіх видів енергії; сприяння зменшенню витрат часу на проведення аудиту завдяки максимальній стандартизації;
- можливість ідентифікації етапів для продовження роботи або її припинення;
- можливість використання енергетичного аудиту як бази для співпраці між аудиторами різних напрямів діяльності підприємства.

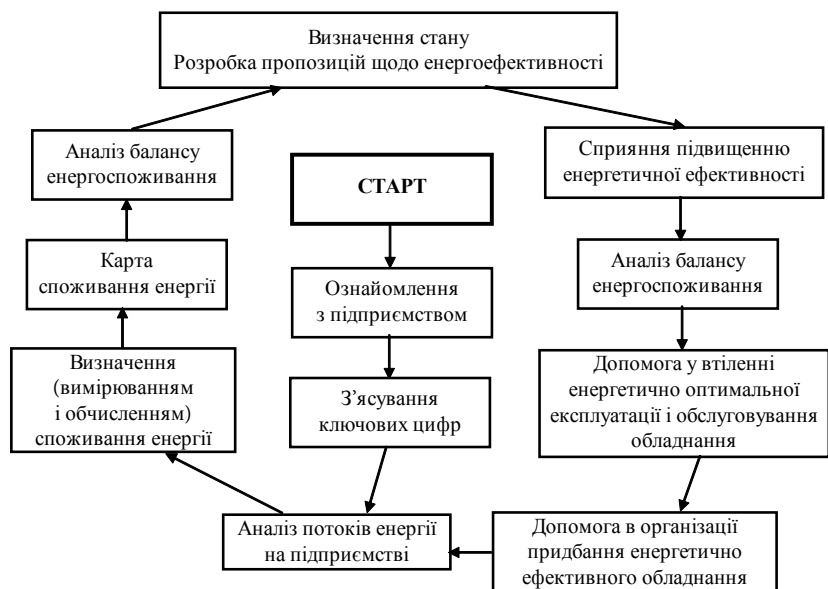
Структура генеральної стратегії проведення енергетичного аудиту (рис.19.1) включає чотири етапи:

*Етап 1.* Попередній контакт аудитора з керівництвом підприємства; ознайомлення з підприємством, основними виробничими процесами і технологічними лініями; укладання угоди з керівництвом підприємства про подальшу діяльність.

*Етап 2.* Упорядкування карти споживання енергії на підприємстві; ідентифікація можливості значної економії енергії.

На цьому етапі загальне енергоспоживання різних енергоносіїв розбивають на окремі процеси і установки, групи технологічних процесів, окремі об'єкти (будинки). Це і є створення карти споживання енергії, засноване на проведенні спеціальних вимірів і розрахунків.





**Рисунок 19.1** – Схема проведення енергетичного аудиту

Усі виявлені можливості економії енергії вносять у перелік місць можливої економії, зазначаючи пріоритетність.

*Етап 3.* Оцінка економії енергії та економічних переваг від упровадження різних можливих заходів; вибір конкретної програми енергозбереження для першочергового впровадження; підготовка ключових технічних і економічних даних; надання керівництву підприємства звіту про енергетичний аудит; ухвалення рішення про проведення подальшої роботи з енергозбереження й укладання угоди про подальшу діяльність.

*Етап 4.* Упровадження програми енергозбереження; запуск системи енергетичного менеджменту; продовження діяльності щодо підвищення ефективності енергозбереження.

Успішна реалізація схеми енергетичного аудиту залежить від високої кваліфікації аудитора. Він має знайти: принципи роботи енергогенерувальних установок; процеси енергоспоживання (наприклад, такі як сушка, термообробка, теплопостачання промислових підприємств і технологічних процесів; опалення, вентиляція і кондиціювання будинків, системи водопостачання; різання, плавка, лиття тощо); основні енергетичні установки і системи (холодильні установки, компресорні станції, вентиляційні системи; системи освітлення; насоси, інші системи з електропривода-

ми) і вміти аналізувати доцільність використання того чи того енергосубсиду для забезпечення технологічних процесів на підприємстві.

### 19.3. Енергетичний менеджмент

Енергетичний менеджмент (ЕМ) дозволяє одержати докладну картину споживання енергії на підприємстві і порівняти ефективність існуючого споживання зі споживанням енергії на інших підприємствах (виробництвах).

Мета ЕМ – оцінка проектів економії енергії та планованих заходів щодо енергозбереження на певному підприємстві (виробництві).

*Енергетичний менеджмент* – це система керування енергоспоживанням на підприємстві, яка спирається на проведення типових вимірювань і перевірок і забезпечує таку роботу підприємства, коли споживається тільки цілком потрібна (теоретично) для виробництва кількість енергії. Це основний інструмент скорочення споживання енергії і, відповідно, підвищення ефективності її використання, а також зниження негативного впливу енергетики на навколишнє середовище.

За впровадження нового для підприємства виду діяльності і загалом за енергетичну ефективність підприємства (виробництва) відповідає енергетичний менеджер. Основні його обов'язки такі:

- участь у впорядкуванні карти споживання енергії на підприємстві; збір даних про споживання ПЕР з використанням лічильників і контрольно-вимірювальної апаратури;
- упорядкування плану установки додаткових лічильників і контрольно-вимірювальної апаратури;
- збір даних про потоки сировини, ПЕР і готової продукції;
- розробка пропозицій щодо підвищення ефективності використання енергії загалом і на окремих виробництвах;
- локалізація і впровадження заходів для економії енергії, що не потребують інвестицій або які можна реалізувати за рахунок мінімальних інвестицій;
- локалізація, оцінка і визначення пріоритетності заходів для економії енергії, що потребують великих інвестицій;
- упорядкування схеми аварійного зупинення устаткування і варіантів енергопостачання для випадків аварійного припинення зовнішньої подачі енергії тощо;
- інформування персоналу підприємства про діяльність щодо енергетичного менеджменту та інформування про заходи, вжиті для економії енергії;

- упровадження нових технологій на існуючих і нових енергосистемах для підвищення енергоефективності виробництва;
- участь у розробці виробничого плану і стратегії енергоспоживання на підприємстві.

Енергетичний менеджер зобов'язаний підтримувати власну інформованість у галузі енергетики, а також знати законодавство, систему оподаткування, питання захисту навколишнього середовища тощо. Перелік обов'язків енергетичного менеджера дуже широкий і потребує від нього різнобічних і глибоких знань. Він має володіти:

- інженерною освітою в галузі енергетики;
- досвідом керування виробництвом і робочими групами;
- досвідом керівництва проектами;
- організаційними якостями;
- здатністю переконувати людей і розуміти мотивацію їхніх вчинків;
- розбиратися в політиці своєї країни стосовно енергетики;
- знати рішення місцевої влади, що стосуються виробництва, екології, споживання енергії тощо;
- добре розуміти концепцію енергетичного менеджменту та енергетичної ефективності;
- знати економічні принципи розробки бюджету підприємства і методи розробки бізнес-планів у галузі енергетичної ефективності.

Систему енергетичного менеджменту можна розглядати як сукупність таких етапів:

*Перший етап* – це запуск системи. Початок упровадженню системи енергетичного менеджменту може покласти енергетичний аудит, який дасть уявлення про ситуацію в енергоспоживанні підприємства.

*Другий етап* – аналіз і порівняння реальних рівнів споживання з ключовими цифрами з літератури, інших підприємств тощо.

*Третій етап* – визначення стану і обрання пріоритетів у виконанні проектів заощадження енергії.

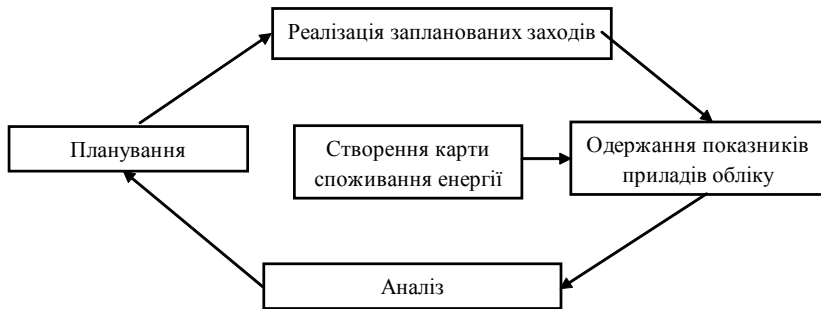
На *четвертому етапі* проробляють бюджет виконання обраних проектів. Цей бюджет будують на вже відомих цифрах питомого споживання енергії на підприємстві.

*П'ятий етап* – це контроль за споживанням енергоносіїв, рівень якого має не перевищувати того, який зазначено в бюджеті. На цьому етапі іноді вдається виявити додаткових несподіваних споживачів енергії і провести аналіз причин, через які вони виникають.

На цьому перший цикл замикається. Наступний починається з тієї самої процедури (рис. 19.2). Такі системи енергетичного аудиту та енерге-

тичного менеджменту працюють на більшості підприємств, які випускають конкурентоспроможну продукцію в країнах Європейського союзу.

У процесі впровадження енергетичного менеджменту (рис.21.2) треба: визначити потоки матеріалів і енергії в різних виробничих процесах, створити карту споживання енергії в основних виробничих процесах підприємства й у різних допоміжних установках і системах. Доцільно починати з основних і найбільше енергоємних виробничих процесів підприємства. Потім можна перейти до створення детальної карти всіх виробничих процесів і споживання енергії в них.



**Рисунок 19.2** – Циклічність енергетичного менеджменту

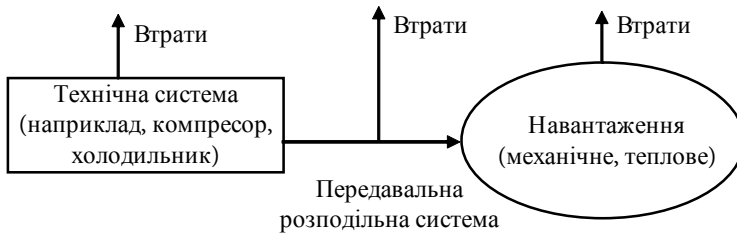
Найефективніше використання енергії пов'язане з такими основними показниками:

- високим рівнем використання загального обсягу виробництва (якщо обсяг виробництва 50 % від максимального (проектного) рівня, то досить складно досягти високої ефективності використання енергії);
- раціональним підбором типу енергоносіїв для основних енергоємних виробництв;
- вихідною якістю сировини;
- ефективністю роботи окремих установок і систем загалом (котлів, агрегатів і т. ін.); низьким рівнем утрат у системах розподілу енергії (пари, стисненого повітря, електроенергії).

Основну увагу треба приділяти найбільше енергоємним виробничим системам. До них передусім належать такі типові системи, як ТЕС, котельні установки, сушильне устаткування, устаткування подачі тепла для виробничих потреб, системи опалення і водопостачання, системи вентиляції і кондиціонування повітря, холодильні установки, системи освітлення, системи подачі стисненого повітря, насоси та ін. Вони характеризуються такими показниками:

- високими або низькими температурами (порівняно з температурою навколишнього повітря);
- високим рівнем споживання робочого тепла (пари, води, газу, стисненого повітря).

Будь-яку систему можна поділити на три основні складові (рис. 21.3): власне технічна система (турбіна, котел, компресор тощо); система передачі (транспорту) енергії або робочого тіла (мережі) і сама енергія (робоче тіло, навантаження).



**Рисунок 19.3** – Елементи виробничої системи енергоспоживання

Утрати енергії відбуваються у всіх компонентах системи, але вартість їх усунення різна. Тому, аналізуючи в процесі енергетичного менеджменту можливості енергозбереження, треба підходити до таких систем комплексно. Зазвичай розгляд доцільно починати з кінця системи: саме тут (у навантаженні) найчастіше кріються найдешевші і швидко реалізовані можливості енергозбереження.

### **Основні поняття про собівартість і тарифи на енергію**

Виробництво енергії завжди пов'язано з експлуатаційними витратами, що визначають її собівартість. При розрахунку собівартості виділяються наступні статті витрат:

- сировина та основні матеріали;
- паливо та енергія для технологічних цілей;
- допоміжні матеріали;
- основна і додаткова зарплата виробничих робітників;
- соціальне страхування;
- підготовка та освоєння виробництва;
- витрати на зміст та експлуатацію устаткування;
- цехові витрати;
- загальнозаводські витрати;
- позазаводські витрати.

Аналіз вищенаведених статей витрати показує, що основну частку усіх витрат складають витрати на паливо.

Існує поділ витрат на основні і накладні. Основними витратами є витрати, безпосередньо зв'язані з реалізацією технологічного процесу. Накладні витрати - це витрати на керування виробництвом і його обслуговування.

Собівартість енергії залежить від виду енергії, способу її виробництва, технологічних процесів. Наприклад, при виробництві електроенергії на ТЕЦ її собівартість істотно залежить від типу турбін, початкових і кінцевих параметрів пари, параметрів тепла, що відпускається, частки вироблення електроенергії в теплофікаційному режимі. Виробництво ж електроенергії на ГЕС значною мірою залежить від природних факторів. Собівартість електроенергії на ГЕС у 5-6 разів менше собівартості електроенергії ТЕС.

Крім виробництва енергія повинна бути доставлена безпосередньо до споживача. Тому її повна собівартість визначається сукупністю витрат на виробництво, передачу і розподіл.

Електрична і теплова енергія реалізуються споживачам по тарифах, що представляє собою різновид цін. Регулювання тарифів на енергію є важливою ланкою в загальній системі регулювання енерговикористання.

Існують два види тарифів на енергію - одноставочні й двоставочні.

При одноставочному тарифі плата за електроенергію здійснюється за цінами за 1 кВтгод пропорційно кількості спожитої енергії. За одноставочними тарифами звичайно виконується розрахунок з побутовими споживачами, електрифікованим транспортом, державними установами і малопотужними промисловими споживачами. Одноставочні тарифи диференціюються по категоріях споживачів.

Двоставочні тарифи складаються з основної ставки за 1 кВт потужності, що бере участь у максимальному навантаженні енергосистеми, і додаткової ставки за 1 кВтг спожитої енергії. Двоставочний тариф стимулює споживачів до зниження навантаження на максимум енергосистеми і зсуву її на інші години доби. Цей тариф створює найбільш сприятливі умови для врахування інтересів споживачів і виробників енергії.

Теплова енергія продається за одноставочним тарифом. Тариф диференціюється по енергосистемах і параметрах теплової енергії, що відпускається. При зниженні параметрів теплової енергії, що відпускається, зменшується її споживча цінність. Це веде до зниження тарифу.

На теплову енергію тарифи встановлюються з урахуванням повернення конденсату. За неповернений конденсат споживач повинен платити додатково (на 10-20% більше). Стимулювання споживачів до повернення конденсату є одним із шляхів вирішення завдань енергозбереження.

Стимулювання раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів може здійснюватися встановленням сезонних цін на природний газ і сезонних тарифів на електричну та теплову енергію. Тарифи диференціюють залежно від часу доби і днів тижня. Наприклад, з метою зниження пікових навантажень у денний час установлюються більш низькі нічні тарифи на електроенергію.

## **Контрольні запитання**

1. Основи управління підвищенням ефективності виробництва і споживання енергії.
2. Консалтингові схеми в енергетиці як державний механізм раціонального використання енергії.
3. Енергетичний баланс. Основні ознаки й складові.
4. Загальні вимоги і послідовність енергетичного аудиту.
5. Генеральна стратегія проведення енергетичного аудиту.
6. Енергетичний менеджмент як інструмент ефективного управління виробництвом і споживанням енергії.
7. Головні обов'язки енергетичного менеджера.
8. Вимоги до підготовки енергетичного менеджера; напрями підготовки.
9. Енергозбереження як додаткове джерело енергоспоживання.
10. Енергозбереження як дійовий важіль підвищення економічної ефективності і безпеки енергетики.
11. Етапи впровадження енергетичного менеджменту на підприємстві.
12. З чого складаються собівартість і тарифи на енергію.

**20.1. Основні схеми викорис-  
тання відпрацьованого тепла**

Ефективне використання вторинних енергетичних ресурсів (ВЕР) в Україні не одержало великого поширення. В основному утилізуються високотемпературні теплові ресурси, значно гірше - середньо - і низькотемпературні ВЕР, велика частина яких іноді навіть не враховується. Це гази, які відходять з температурою нижче 300<sup>0</sup>С, охолоджені вода і конденсат з температурою нижче 70<sup>0</sup>С та ін. Однак доцільність їх утилізації на промислових підприємствах і використання у системах опалення, вентиляції, гарячого водопостачання очевидні.

Основним способом утилізації теплоти відхідних газів котлових агрегатів ТЕЦ, промислових печей, використання її для власних потреб у різних технологічних процесах є застосування установок, що використовують тепло для підігріву води чи повітря, а також парових котлів-утилізаторів і газотурбінних установок.

Котли – утилізатори (КУ) застосовують для зовнішньої енергетичної утилізації теплових відходів різних теплотехнологічних установок, які не використовують або частково використовують у технологічному процесі. Характерною особливістю КУ є відсутність у них топкового пристрою для спалювання палива (за винятком роботи на відхідних газах, які містять крім фізичної, хімічну теплоту у вигляді пальних складових, які доцільно допалити).

*Основні схеми використання відпрацьованого тепла*

*Трансформатори теплоти*

*Термодинамічні основи процесів трансформації теплоти*

*Теплонасосні установки*

*Використання теплових насосів стосовно низькопотенційних джерел теплоти*

*Тепловикористовуючі апарати на теплових трубах*

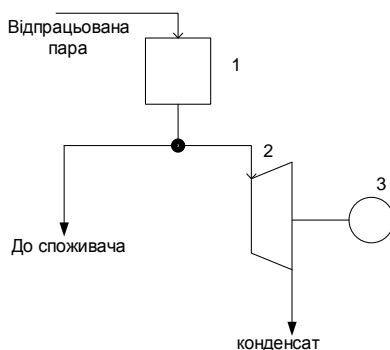
*Контрольні запитання*



Котли-утилізатори, які застосовують в металургійній, хімічній та інших галузях промисловості, виробляють пару низького (менше 1,5 МПа) і середнього (близько 4 МПа) тиску для одержання електроенергії. Нагрівання води в межах 130-150<sup>0</sup>С і повітря до 250<sup>0</sup>С може здійснюватися відхідними газами у звичайних поверхневих теплообмінних апаратах.

Доцільно використовувати теплоту відпрацьованої виробничої пари, в першу чергу, з метою теплопостачання споживачів, по - друге - для виробництва електроенергії. Можлива схема використання відпрацьованої пари для теплофікації і вироблення електроенергії наведена на рис.20.1.

Заслугує на увагу використання вторинної пари, яку отримують в результаті вторинного скипання перегрітої води при розширенні її від тиску  $P_1$  до  $P_2$  ( $P_2 < P_1$ ) або у випарних установках при кипінні будь - яких розчинів. Якщо вторинна пара залежно від способу її отримання має  $P = 0,15-0,7$  МПа і вище, тоді утилізація її доцільна.

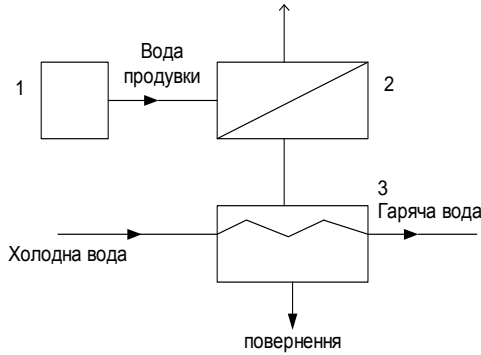


**Рисунок 20.1** – Схема комплексного використання відпрацьованої пари:  
1- очисник; 2- турбіна; 3 – електрогенератор.

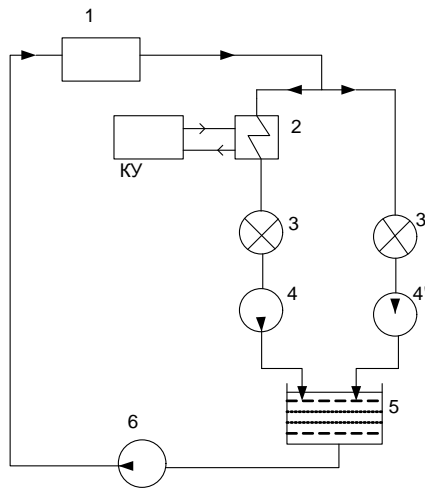
На рис.20.2 представлена схема одержання пари вторинного скипання. Нагріта вода з котла (рис. 20.2) направляється в сепаратор, звідки при зниженні тиску виходить вторинна пара, яка використовується для технологічних цілей, а гаряча вода, що залишилась, - для нагрівання теплоносія в теплообміннику.

Становить інтерес використання теплоти конденсату, нагрітої виробничої і побутової зливної води, вентиляційних викидів. Одна з можливих схем використання нагрітої технологічної води подана на рис.20.3: охолоджена вода з температурою 80-90<sup>0</sup>С подається з її джерела частково у водопідігрівач 2 для наступного використання споживачем теплоти 3, а частково - безпосередньо до споживачів 3'. Підігрівник 2 живиться парою, яка надходить з котла -утилізатора КУ. Від теплоспоживачів вода

насосами 4, 4' збирається в баку 5, після чого насосами 6 подається в систему охолодження агрегату 1.



**Рисунок 20.2** – Схема отримання пари вторинного кипіння з води безперервної продувки котлів: 1- котел; 2- сепаратор; 3- поверхневий теплообмінник



**Рисунок 20.3** – Схема використання теплоти охолодженої води для теплопостачання споживачів

Відомо, що збір і повернення конденсату - важливе джерело економії теплоти, а отже і палива. Практика виробництва показує, що раціональна організація збору і використання конденсату дає економію, яка

обчислюється сотнями тисяч тонн умовного палива на рік. Зазначена економія може бути отримана і за рахунок утилізації теплоти вентиляційних викидів підприємств при використанні повітряно - повітряних теплообмінників або іншого серійного устаткування для підігріву приточного повітря. Великими є можливості для утилізації теплоти при включенні в енергетичну систему ТЕЦ, котельень, термотрансформаторів і теплових насосів.

## 20.2. Трансформатори теплоти

Пристрої для переносу теплової енергії від тіла з більш низькою температурою  $T_n$  (тепловіддавач) до тіла з більш високою температурою  $T_b$  (теплоприймачу), називаються *трансформаторами теплоти*. Для перетворення теплоти необхідно затратити зовнішню енергію (механічну, електричну і т.д.). Трансформатори теплоти підрозділяються на холодильні й теплонасосні установки.

У холодильних установках температура тепловіддавача  $T_n$  нижче температури навколишнього середовища ( $T_n < T_o$ ), тоді як температура теплоприймача дорівнює температурі навколишнього середовища ( $T_b = T_o$ ). У теплонасосних установках температура тепловіддавача дорівнює або трохи вище температури навколишнього середовища, тоді як температура теплоприймача значно вище температури навколишнього середовища, тобто  $T_n \geq T_o$  і  $T_b \geq T_o$ .

Трансформатор теплоти може працювати як у режимі холодильної установки, так і в режимі теплового насоса, або одночасно в двох режимах. Такий процес називається комбінованим. Принципова схема роботи трансформаторів теплоти наведена на рис.20.4.

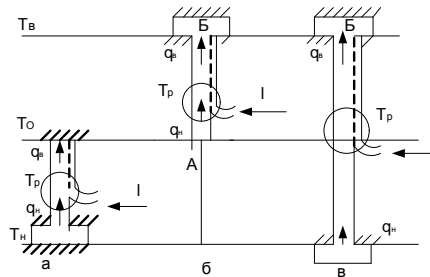
У холодильній установці (рис.20. 4, а) процес протікає наступним образом. Охолоджене тіло А віддає теплоту холодоагенту при температурі  $T_n < T_o$ ; потім у холодильній машині за рахунок підведеної механічної енергії  $l$  відбувається підвищення температури холодоагенту до температури  $T_o$ . Нагрітий холодоагент передає в навколишнє середовище кількість теплоти  $q_o = q_n + l$ .

У тепловому насосі (рис. 20.4, б) процес протікає аналогічно, але при інших температурних потенціалах. Тут частина теплоти навколишнього середовища з температурою  $T_o$  передається тілу, яке нагрівається Б.

У комбінованій установці (рис. 20.4, в) одночасно відбувається вироблення теплоти і холоду (охолоджується середовище А і нагрівається середовище Б).

Отже, в холодильних установках відбувається штучне охолодження тіл, температура яких нижче температури навколишнього середовища, тоді як у теплових насосах використовується теплота навколишнього середовища або інших низькопотенційних джерел з метою теплопостачання. Джерелами низькопотенційної теплоти в теплонасосних установках служать природне середовище (повітря, вода, ґрунт) або промислові відходи теплоти.

Теплові насоси як є засіб теплопостачання ще не одержали великого поширення. Основною умовою, що сприяє їх використанню, є порівняно невеликий перепад температур між теплоприймачем і тепловіддавачем. Тому при використанні промислових відходів теплоти теплові насоси, за інших рівних умов, витрачають менше енергії, ніж при використанні теплоти навколишнього середовища.



**Рисунок 20.4** – Принципова схема роботи трансформаторів теплоти (а - холодильна установка; б - теплонасосна установка; в - комбінована установка).

### 20.3. Термодинамічні основи процесів трансформації теплоти

Трансформатори теплоти, призначені для переносу теплоти з нижчого температурного рівня на більш високий, працюють за принципом зворотних циклів. Найбільш удосконаленим з них є зворотний цикл Карно.

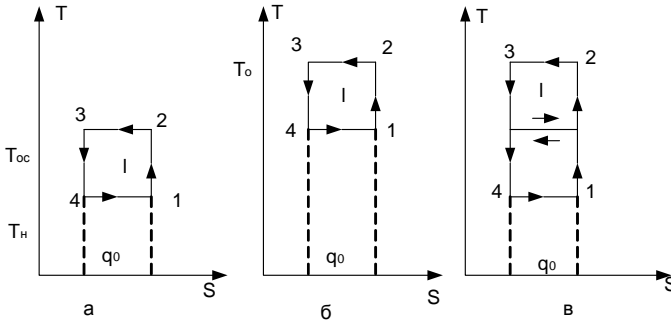
На рис. 20.5 представлені зворотні цикли Карно для трансформаторів теплоти, які здійснюють холодильний, теплонасосний і комбінований процеси.

Основне рівняння теплового балансу зворотного циклу:

$$q_v = q_n + l \quad (20.1)$$

де  $q_v$  і  $q_n$  - теплота, передана робочому тілу з більш високою температурою і відведена від охолодженого тіла;  $l$  - енергія, підведена до робочого тіла.

Ефективність зворотного холодильного циклу (рис.20.5) характеризується холодильним коефіцієнтом, тобто відношенням кількості теплоти, відведеної від охолодженого робочого тіла до витраченої роботи циклу.



**Рисунок 20.5** – Діаграми зворотних циклів: а – холодильний цикл; б – цикл теплового насосу; в – комбінований цикл

$$\varepsilon = q_n / l = q_n / (q_n - q_o). \quad (20.2)$$

Холодильний коефіцієнт циклу Карно:

$$\varepsilon_k = T_n / (T_o - T_n). \quad (20.3)$$

Ефективність теплового насоса (рис.20.5,б) оцінюється коефіцієнтом перетворення  $\varphi$  відношення теплоти, яка отримана робочим тілом з температурою  $T_v$  до механічної роботи, витраченої в установці:

$$\varphi = q_s / l = q_s / (q_s - q_o). \quad (20.4)$$

Тоді коефіцієнт перетворення для циклу Карно:

$$\varphi_k = T_s / T_s - T_o. \quad (20.5)$$

Трансформатори теплоти, які працюють за комбінованим циклом (рис.20.5, в), можуть знайти застосування на об'єктах, де одночасно потрібні теплота і холод. Прикладом таких підприємств можуть служити підприємства, де необхідна одночасно гаряча вода з температурою 40-70°C на побутові й технологічні потреби і холодна вода з температурою 3-8°C для кондиціонування повітря приміщень.

## 20.4. Теплонасосні установки

*Класифікація та основні характеристики теплових насосів.* Як вже відмічалось, теплові насоси є різновидом трансформаторів теплоти і призначені для одержання теплоносія середнього та підвищеного потенціалу, використовуюваного при тепловому споживанні.

Тепловий насос працює наступним чином. У теплообміннику-випарнику відбирається теплота низького потенціалу і передається так званому робочому тілу (фреону). Утворені у випарнику пари фреонів стискаються в компресорі, одночасно підвищуються їх тиск і температура. Потім теплота стиснутої пари у конденсаторі передається тепловому споживачеві, а конденсат після дроселювання тиску знову надходить у випарник. Звідси можна зробити висновок, що дія теплового насоса нічим не відрізняється від роботи звичайного компресійного холодильника. Робочими агентами теплових насосів служать: фреон-11, фреон-21, фреон-113, фреон-114, фреон-142, гази й газові суміші (у тому числі і повітря), які мають низьку температуру кипіння при атмосферному тиску.

Тепловіддавачем у випарнику можуть бути джерела природної теплоти - зовнішнє повітря, вода природних водойм, ґрунт і т.д. Якщо тепловіддавачем служить термальна або охолоджена вода промислових печей, конденсаторів турбін та інших виробничих агрегатів, то енергетичний ефект роботи теплового насоса збільшується.

У багатьох країнах світу теплові насоси знайшли широке застосування. Їх загальна потужність сьогодні складає приблизно кілька мільйонів кіловатів. Теплонасосні станції серійно випускаються в Англії, Франції, Швеції, Японії, країнах СНД та інших країнах світу. У США сьогодні діє більш 2 млн таких установок.

Теплонасосні схеми в Україні ще впроваджуються недостатньо. Це пов'язано з організацією наукових досліджень, можливостями промисловості, але в, першу чергу, співвідношенням цін на теплову та електричну енергію.

Розрахункова ефективність від впровадження теплових насосів дуже велика. У порівнянні з електрообігріванням застосування теплових насосів приводить до 3-5-кратної економії палива. Це підтверджено як лабораторними експериментами, так і досвідом експлуатації відповідних установок.

**Використання теплових насосів як низькопотенційних джерел теплоти.** Теплові насоси можна використовувати як індивідуальні системи обігріву житлових будинків, окремих будинків і споруд, насосних (каналізаційних, водопостачання) і т.п. Так, для теплопостачання окремих насосних станцій у даний час, як правило, використовують перетворення електричної енергії в теплову за допомогою калориферів чи різних теплоелектронагрівачів (тенів). Сумарна потужність їх обмежена 30 кВт. Це

викликає значні труднощі для забезпечення необхідних розрахункових температур повітря усередині насосних станцій.

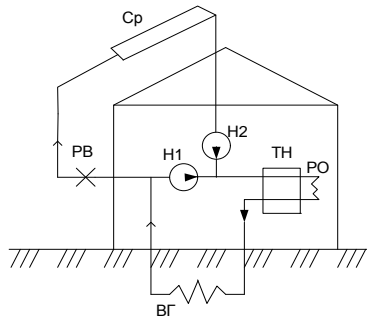
Для економії електроенергії пропонується застосовувати теплові насоси типу "вода - повітря". У насосних станціях джерелом низкопотенційної теплоти може служити рідина, що перекачується, а теплоносієм, який нагрівається - повітря станції. У цьому разі тепловий насос повинен знаходитись безпосередньо в насосній станції.

Принципова схема опалення водопровідної насосної станції за допомогою теплового насоса типу "вода - повітря" наведена на рис. 20.6. Частина води, що перекачується насосами 1, подається на випарник 2, де вона охолоджується за рахунок теплообміну з робочим тілом теплового насоса, випаровуючи його. Охолоджена вода повертається назад у мережу. Парі робочого тіла, що утворилися (хладон-12), з випарника 2 відсмоктуються компресором 3 і стискаються ним до тиску, обумовленого температурою вхідного в конденсатор 4 повітря, де відбувається його нагрівання за рахунок теплоти конденсації робочої речовини. Конденсат робочої речовини через дросель 5 подається знову у випарник 2 і цикл повторюється. Витрата електроенергії на прокачування води через випарник незначна. Для одержання теплової потужності 10 кВт насосу досить перекачати через випарник приблизно 2,5 м/год води, що складає приблизно менше 1 % обсягу прокачуваної води.



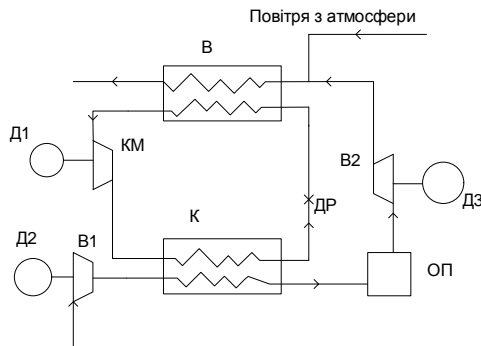
**Рисунок 20.6** – Принципова схема опалювання насосної станції за допомогою теплового насоса «вода - повітря»: 1- технологічні насоси; 2 – випарник; 3 – компресор; 4 – повітряний конденсатор з вбудованим вентилятором; 5- дросель; В – вода; Х – холодоагент (хладон-12), (пунктиром показана заводська поставка).

Найбільш розповсюдженою за рубежом є схема з комбінованим використанням теплоти ґрунту і сонячної енергії (рис. 20.7), хоча відомості про економічну ефективність таких схем поки відсутні.



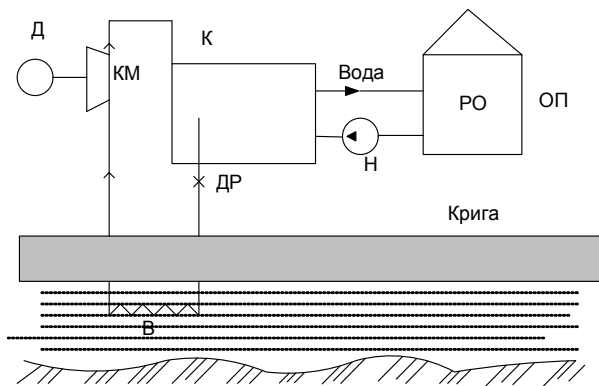
**Рисунок 20.7** – Схема опалювання житлових помешкань теплонасосною установкою з використанням теплоти ґрунту і Сонця: ТН – тепловий насос; ВГ – випарник ґрунту; Ср- сонячний радіатор; Н1 і Н2 – циркуляційні насоси; РО – радіатори опалювання; РВ – регульований вентиль для відключення сонячного радіатору

Можлива схема теплонасосного опалення приміщення з використанням вентиляційного повітря показана на рис.20.8, а з використанням теплоти природних водойм - на рис.20.9.



**Рисунок 20.8** – Схема теплонасосного опалювання приміщення з використанням теплоти вентиляційного повітря: В- випарник; К – конденсатор; ДР – дросель; ОП – опалювальні приміщення; Д1,Д2,Д3 – електро - та теплові двигуни; В1 та В2 – повітряні вентилятори.



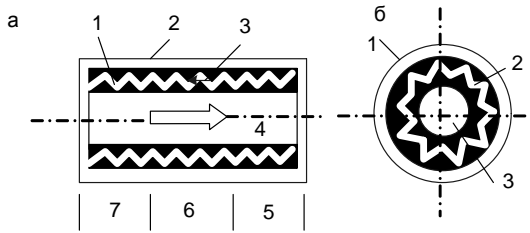


**Рисунок 20.9** – Схема теплонасосного опалювання з використанням теплоти водоймищ: В – випарник, К – конденсатор, КМ – компресор, ДР – дросель, ОП – опалювальні приміщення, Н – насос, РО – радіатори опалювання.

## 20.5. Тепловикористовуючі апарати на теплових трубах

*Принцип дії, призначення і типи теплових труб.* Термін "теплова труба" вперше був використаний у патенті Гровера, представленому від імені Комісії з атомної енергії США в 1963 р. Патент Гровера включав опис пристрою і результати експериментів, проведених з трубами з нержавіючої сталі, в яких гніти були виконані з дротяної сітки, а в якості робочої рідини використовувався натрій.

Теплова труба (ТТ) (рис.20.10) являє собою пристрій з високою ефективністю передачі теплоти. На внутрішній стінці укріплений гніт, зроблений, наприклад, з декількох шарів тонкої сітки. Труба заповнюється невеликою кількістю теплоносія (робочого тіла), після чого з неї відкачується повітря і вона щільно закривається. Один кінець труби нагрівається, чим викликає випар рідини і рух пари до холодного кінця труби. Тут у результаті охолодження пара конденсується і під впливом капілярних сил повертається до гарячого кінця труби. Оскільки теплота паротворення теплоносія велика, то ТТ при малій різниці температур на кінцях може передавати великий тепловий потік.



**Рисунок 20.10** – Основні елементи теплової труби:

а – поздовжній переріз: 1 – гніт; 2 – стінка труби; 3 – повернення рідини по гніту; 4 – пара; 5 – ділянка конденсації; 6 – адіабатна ділянка; 7 – ділянка випару; б – поперечний переріз: 1 – стінка; 2 – гніт; 3 – паровий простір. У ТТ розрізняють три ділянки: зона підведення теплоти або ділянка випару 7; зона переносу теплоти або адіабатна ділянка 6; зона відводу теплоти або ділянка конденсації 5.

Випарник у розглянутій трубі може розташовуватися по-різному, тому вона працюватиме в будь-якому положенні. ТТ дозволяє транспортувати теплоту в різних напрямках, по будь-якому прямолінійному і криволінійному каналах, оскільки гніт, який змочується в зоні конденсації, завжди подаватиме теплоносій у зону випару. Круговорот теплоносія в ТТ відбувається незалежно від наявності сил ваги. Завдяки цьому ТТ є універсальним теплопроводом, подібно електричному проводу, що призначений для передачі електроенергії чи світловода, що здійснює передачу світла.

Ефективність роботи ТТ часто визначають за допомогою показника "еквівалентна теплопровідність". Наприклад, циліндрична ТТ, де в якості робочого тіла використовується вода при температурі 150°C, матиме теплопровідність у сотні разів більшу, ніж мідь. Теплопередаюча здатність ТТ може бути дуже великою. Так, у ТТ, де в якості робочого тіла використовується літій, при температурі 1500°C в осьовому напрямку можна передати тепловий потік 10-20 кВт/см<sup>2</sup>.

Досить різноманітні теплоносії: ацетон, аміак, фреони, дифенілові суміші, вода, ртуть, індій, цезій, калій, натрій, літій, свинець, срібло, вісмут і неорганічні солі.

При виборі матеріалів і теплоносіїв для ТТ необхідно враховувати їх сумісність. У протилежному разі внаслідок хімічної взаємодії теплоносія з матеріалом стінки корпуса утворюються продукти реакції у вигляді газу, які не конденсуються, і твердий осад. Відомі десятки різновидів конструкцій ТТ: гладкостінні, гнітові, відцентрові (оберткові), електрогідродинамічні труби, труби з ефектом магнітного поля, осмотичні та ін. Найбільш ха-

рактерні галузі застосування є енергетика, машинобудування, електроніка, хімічна промисловість, сільське господарство (для утилізації низькопотенційних вторинних енергоресурсів). Найбільше застосування вони знаходять при температурі ВЕР 50 - 250°C, оскільки в даному температурному діапазоні не потрібно застосування дорогих матеріалів та теплоносіїв.

Для передачі теплоти по криволінійних каналах можуть бути використані гнучкі теплові елементи. Гнучкість ТТ досягається установкою в корпус трубки (між випарником і конденсатором) гнучкого елемента типу сільфона чи виготовленням трубки з якого-небудь пластичного матеріалу з використанням звичайних металевих секцій для підведення чи відводу теплоти.

Основи теорії теплових труб можна розглянути на прикладі гнотових ТТ. Для забезпечення їх роботи необхідне дотримання співвідношення:  $p_{\text{кmax}} > \Delta p_p + \Delta p_n + \Delta p_m$ , де  $\Delta p_{\text{кmax}}$  - максимальний капілярний напір,  $\Delta p_p$  - перепад тиску, необхідний для повернення рідини з зони конденсації у випарник,  $\Delta p_n$  - перепад тиску, необхідний для повернення пари з випарної зони в конденсаційну;  $\Delta p_m$  - гравітаційний перепад тиску. При недодержанні цього рівняння гніт у зоні випарювання висохне і не буде працювати

**Таблиця 20.1 - Сумісництво матеріалів ТТ та використаного теплоносія**

Матеріал	Теплоносії						
	Фреон-11	Вода	Ацетон	Аміак	Метилловий спирт	Калій	Натрій
Мідь	да	да	да	ні	да	-	-
Алюміній	да	ні	да	ні	ні	-	-
Нержавіюча сталь	да	ні	да	ні	да	да	да
Вуглецева сталь	да	ні	да	ні	ні	-	-
Нікель	да	да	да	ні	да	-	-

*Конструкції тепловикористовуючих апаратів з тепловими трубами.* Теплообмінники на теплових трубах (ТТТ) - різновид рекуперативних теплообмінників із проміжним теплоносієм. З'явилися вони на початку ХХ ст., коли була доведена принципова можливість застосування теплових труб в якості ефективних теплопередавальних пристроїв.

Для теплообмінників доцільні порівняно дешеві конструкції ТТ, які мають малі габарити й гарні теплотехнічні характеристики. До таких ТТ можна віднести гладкостінні (термосифони), гнотові й відцентрові. В якості елементів ТТТ можуть успішно застосовуватися електрогідриди-

намічні, електроосмотичні, магнітогідродинамічні, осмотичні та інші види теплових труб.

Ефективність теплообмінника з тепловими трубами звичайно оцінюється коефіцієнтом  $\epsilon_m = (T_{r1} - T_{r2}) / (T_{r1} - T_{x1})$ , де  $T_{r1}$  і  $T_{r2}$  - температури гарячого теплоносія на вході в теплообмінник и виході з нього;  $T_{x1}$  - температура холодного теплоносія на вході.

Конструктивно ТТТ виконують з набору ТТ і мають зони випару та конденсації, у деяких апаратах - ще і транспортна (адіабатна) зона, яка не бере участь у процесі теплообміну. Ці зони можуть бути різних геометричних розмірів, які лімітуються можливостями теплових труб по транспорту теплоносія. Випарна зона теплообмінника знаходиться в потоці тепловіддаючого середовища, а конденсація - у потоці теплоприймаючого .

Залежно від агрегатного стану теплоносіїв, які омивають випарну і конденсаційну зону, ТТТ розділяються на три типи:

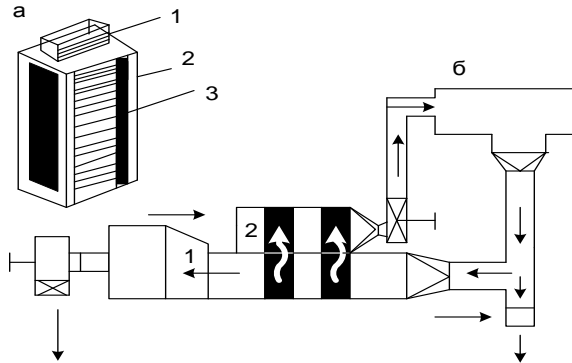
- газ - газ (повітря - повітря);
- газ - рідина;
- рідина - рідина.

Тепловикористовуючі апарати першого типу застосовують як повітропідігрівники для промислових процесів, у системах опалення і вентиляції приміщення, для кондиціонування повітря, в агрегатах-утилізаторах тваринницьких ферм та ін. У свою чергу, кожний з типів ТТТ залежно від призначення поділяється на три види:

- процес – процес: для промислових процесів (підігрів повітря для котлоагрегатів, металургійних печей, сушильних камер, печей випалу цегли, цементу і т.п.);
- процес – комфорт: при використанні енергії нагрітого відпрацьованого повітря для обігріву приміщень, що дозволяє відмовитися від індивідуальних котелень;
- комфорт – комфорт: при використанні відпрацьованого повітря з метою підігріву взимку холодного повітря, яке надходить у приміщення, та охолодження теплого повітря влітку.

На рис. 20.11 наведено теплообмінник на теплових трубах типу "газ - газ" для утилізації теплоти газів, які відходять. Випарні зони теплових труб у ньому знаходяться в потоці гарячого газу 1, а конденсаційні зони омиваються холодним повітрям 2, яке необхідно нагріти. Теплообмін усередині такого теплообмінника залежить від положення теплових труб у полі ваги. Ця залежність виявляється особливо сильною при використанні термосифонних теплових труб.

Теплообмінники другого типу (газ - рідина) використовують в умовах, коли виключають взаємодію газу і рідини в широкому інтервалі тисків і температур. Ці ТТТ можуть бути застосовані як конденсатори, нагрівачі й



**Рисунок 20.11** – Рекуперативний теплообмінник на теплових трубах:  
 а – загальний вигляд (1 – рама з тепловими трубами; 2 – повітровід; 3 – газовід); б – напрямок потоків (1 – гарячий газ; 2 – холодне повітря).

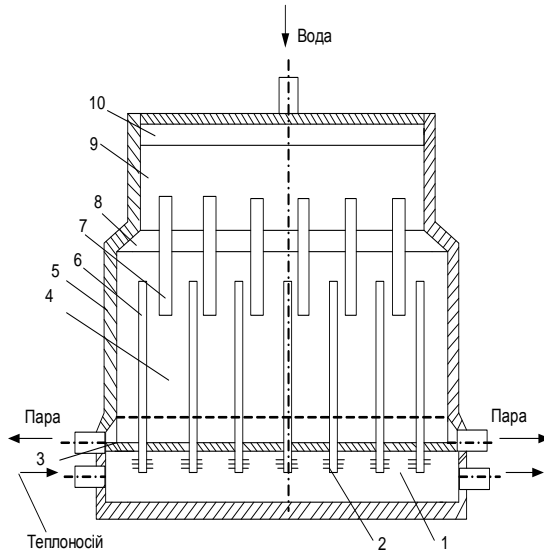
охолоджувачі рідин, парогенератори та ін. Прикладом такого апарата є парогенератор (рис. 20.12), який включає корпус 5, розділений перегородкою 3 на камери нагрівання 1 і охолодження 10. У камері охолодження розташовані шари 9 і 4 з дисперсного матеріалу у вигляді вільної насипки або спіклої металеві пористої маси, які відокремлені один від одного зазорами 8. У шар 4 пористої металокераміки введені з протилежних сторін (чергуючись і взаємоперекриваючи одні іншими) холодні кінці високотемпературних теплових труб 6 і гарячі кінці низькотемпературних 7.

У пористий шар 9 введені холодні кінці низькотемпературних ТТ 7. Гарячі кінці високотемпературних ТТ 2 введені в камеру нагрівання 1. Високотемпературні ТТ служать для передачі теплоти з камери 1 у пористий шар 4, де частина теплоти сприймається гарячими кінцями низькотемпературних ТТ 7, а інша витрачається на перегрів пари. Для здійснення кипіння (випару) рідини, яка надходить з колектора 10 у пористий шар 9, використовується теплота, що передається ТТ 7.

Унаслідок високоінтенсивного внутріпарового теплообміну температура рідини при її русі підвищується, тиск падає і відбувається процес фазового переходу. У зазор попадає насичена пара з краплями рідини. Вхідна в шар 4 парорідинна суміш перегрівается за рахунок підведення теплоти від ТТ 6 і перетворюється в перегріту пару. Застосування пористої насадки в камерах дозволяє забезпечити високу ефективність і компактність теплообмінного апарата.

Слід зазначити, що в ТТТ типу "газ - рідина" теплоносії можна розташовувати на відносно великій відстані один від одного, а наявність по-

двійної стінки в теплообміннику і проміжному теплоносії забезпечує надійність і безпеку їх експлуатації.



**Рисунок 20.12** – Теплообмінник на теплових трубах – парогенератор

У тепловикористовуючих апаратах типу "рідина - рідина" тепловіддаючим і теплосприймаючим середовищем є рідина. Принцип роботи цих апаратів такий же, як і в розглянутих вище. Застосовуються вони в основному в хімічній промисловості та в атомній енергетиці в умовах, коли виключається можливість взаємодії тепловіддаючої і теплосприймаючої рідин у широкому діапазоні тиску і температури.

*Використання теплових труб для відбору та утилізації.* Теплові труби в даний час знаходять широке застосування. При використанні ТТ для утилізації ВЕР можна не тільки підвищити теплову ефективність роботи енергетичних установок, але в багатьох випадках зменшити забруднення навколишнього середовища. Прикладом може служити застосування ТТ у двигунах Стерлінга або в карбюраторних двигунах як випарник палива.

Прикладом використання теплових труб є схема установки ТТ у газозаходах двигуна. Випарна зона ТТ розміщується у випускному патрубку, а конденсаційна - у впускному (після карбюратора). У результаті теплота відпрацьованих газів передається паливно-повітряної суміші завдяки ТТ,

забезпечуючи повний випар палива і збільшення парів його конденсації у суміші з повітрям. Було встановлено, що в цих умовах навіть бідна суміш зі співвідношенням повітря - паливо 22:1 спалахується без зусиль. У результаті частина  $\text{NO}_2$  та  $\text{CO}_2$  у відпрацьованих газах (ВГ) двигуна спалюється до мінімуму.

Теплота ВГ двигунів внутрішнього згоряння (ДВЗ) може бути використана для опалення транспортних засобів. Це завдання ефективно вирішується за допомогою ТТТ. У [8] запропоновані опалювальні кабіни автомобіля. Нагрівник складається з патрубків для ВГ і повітря, розділених перегородкою, через яку проходять ТТ. У теплообміннику застосовані ТТ з принциповою (пористою) кільцевою пластиною, яка розділяє з'єднані клапаном зони випару і конденсації. Особливість конструкції нагрівника полягає в тому, що, починаючи з визначеного періоду  $\Delta T$ , між повітрям і ВГ підвищення температури останнього не приводить до збільшення теплового потоку, робочої температури і тиску в тепловій трубі. На підставі проведених розрахунків і експериментів встановлено, що використання ТТТ для опалення кабін транспортних засобів за допомогою ВГ ДВЗ дозволило б заощадити в зимовий час до 30 % палива двигунів повітряного охолодження. У той же час установка їх на двигунах рідинного охолодження дозволить запобігти надмірному зниженню температури охолодженої рідини в зимовий час. Для утилізації вторинних енергоресурсів газових турбін та інших енергетичних установок розроблений спеціальний ТТТ. Основним вузлом цього тепловикористовуючого апарата є дискова відцентрова ТТ.

## Контрольні запитання

1. Схеми використання відпрацьованого тепла.
2. Трансформатори теплоти, їх призначення та використання.
3. Теплові насоси: класифікація, характеристика, використання.
4. Теплові труби як складові тепловикористовуючих апаратів.
5. Конструкції та застосування тепловикористовуючих апаратів на теплових трубах.

### 21.1. Загальні відомості

У житловому господарстві споживається близько 30 % теплової енергії, одержаної від спалювання твердого й газоподібного палива, що добувається в країні. Тому економія теплоти тут є найважливішим народногосподарським завданням, яке необхідно вирішувати негайно. Важливість цього завдання пояснюється насамперед тим, що сумарна потреба житлових будинків, які експлуатуються, у тепловій енергії протягом одного року складає кількість, що приблизно в 30 разів більше потреби для нових житлових будинків, які вводяться в експлуатацію. Крім того, можливості економії теплоти в будинках, що експлуатуються, значно більші, ніж у нових.

Слід ураховувати і те, що в останні роки вартість видобутку й перевезення палива значно збільшилася. Сьогодні існуюча перевитрата теплової енергії в житлових будинках в порівнянні з розрахунковою оцінюється в 25 % і більше. Тому необхідно виявити й реалізувати в першу чергу такі енергозберігаючі заходи, які можуть бути здійснені найбільш просто.

Обов'язковою попередньою умовою проведення теплотзберігаючих заходів є приведення у справний стан всіх контрольно-вимірвальних приладів й арматури систем опалення та гарячого водопостачання.

Не рідше двох разів у рік (на початку й наприкінці опалювального періоду) повинна проводитися перевірка виконання вказаних заходів. Одночасно необхідно виявити й усунути всі несправності зовнішніх огорожуючих конструкцій будинків із пред'явленням санкцій до мешканців, які не виконують вимоги з економії тепла.

*Загальні відомості*

*Економічні джерела світла*

*Енергозбереження в будинках і спорудах*

*Теплова ізоляція трубопроводів, будинків і споруд*

*Підвищення ефективності систем опалення*

*Автономні енергоустановки*

*Ефективне використання електрообутових приладів*

*Контрольні запитання*



Таким чином, є п'ять головних показників, зміна яких (при проведенні певних заходів) дозволяє заощаджувати теплову енергію і паливо. Це зниження:

- 1) втрат теплоти через зовнішні огорожуючі конструкції будинків (звичайно такі заходи здійснюються при реконструкції або капітальному ремонті житлового будинку);
- 2) кількості зовнішнього повітря, що надходить до приміщення (через нещільності притворів у заповненнях світлових проміжків) до нормальної величини;
- 3) витрати теплової енергії в системі опалення будинку;
- 4) витрати теплової енергії в системі гарячого водопостачання будинку;
- 5) витрати палива в котельнях.

## 21.2. Економічні джерела світла

Електричними джерелами світла є лампи розжарювання й газорозрядні (люмінесцентні, низького й високого тиску). Найважливіші характеристики ламп: номінальна напруга, потужність, світловий потік (потужність видимого випромінювання, вимірювана в люменах – лм) і середній термін служби. Економічність лампи оцінюють світловою віддачею – значенням світлового потоку, що припадає на одиницю потужності лампи (лм/Вт). Для ламп накаливання світлова віддача становить 7-19 лм/Вт, для люмінесцентних – 40-80 лм/Вт.

Лампа розжарювання була винайдена А.Н. Лодігіним ще в 1873 р. Але й дотепер немає іншого дешевого пристрою з подібним спектром випромінювання. У той же час у них є істотний недолік – дуже низький ККД (у межах 0,05). Великою популярністю користується різновид ламп розжарювання – галогенні лампи, термін служби яких досягає приблизно 2000 годин й які характеризуються високим значенням світловіддачі. Це відбувається за рахунок того, що до складу газового заповнення колби галогенної лампи розжарювання додається йод, який за певних умов забезпечує зворотне перенесення випарених часток вольфраму спіралі зі стінок колби лампи на тіло розжарення.

Газорозрядні лампи відрізняються більш високою світловіддачею, тому що в них електрична енергія перетворюється в енергію оптичного випромінювання за рахунок електричного розряду в газах або парах металів. Газорозрядні лампи працюють зі спеціальними пускорегульованими апаратами й поділяються на люмінесцентні лампи низького й високо-

го тиску. Люмінесцентні лампи менше витрачають електроенергії, строк їхньої служби в 5 разів більше в порівнянні з лампами розжарювання.

Однак лампи денного світла не витиснули лампи розжарювання, незважаючи на істотні недоліки останніх. Дискомфорт, що створюється холодним світінням, посилюється стробоскопічним ефектом (мерехтінням ламп). Крім того, пускові пристрої обладнання світильників виробляють шуми різної частоти, які викликають підвищену стомлюваність організму. Дросельна пускорегульована апаратура забезпечує можливість живлення ламп денного світла від джерел електроструму частотою 50 Гц.

Одним з рішень, що може сприяти усуненню недоліків як ламп розжарювання, так і люмінесцентних, є застосування електронних пускорегульованих пристроїв (ЕПРП). Це забезпечує роботу ламп денного світла зі світінням частотою 20 кГц, що дозволяє створювати більш енергоекономічні системи внутрішнього освітлення. Одночасно відбувається скорочення витрати електроенергії в результаті значного підвищення напруги живлення люмінесцентних ламп. Так, ЕПРП забезпечують частоту 30-40 кГц, що обумовлює споживання лампою всього 9 Вт електричної потужності замість 60 Вт, потрібних для розвитку рівної по світловіддачі ламп накалювання. Термін служби лампи зростає до 8000 годин.

### **21.3.Енергозбереження в будинках і спорудах**

В останній час дуже високими стають витрати на опалення, збільшення теплового забруднення навколишнього середовища, атмосфери, перевитрата дорогоцінного палива. Ті, хто заощадив на теплоізоляції будинку, несуть непомірно високі витрати на опалення. Можна навести безліч прикладів, які підтверджують цей факт. Якщо врахувати ситуацію з енергоресурсами й цінами на нафту, то для України вона виявляється дуже складною.

Будинки всіх типів є найбільшими споживачами енергії (близько 30-40 %). За рівнем споживання енергоресурсів з ними може зрівнятися тільки промисловий сектор. За оцінками вітчизняних і закордонних експертів, потенціал економії електроенергії в будинках і спорудах дорівнює 30-40 %, а теплової енергії – близько 50%.

Типова структура витрати теплової енергії будинком, а також потенціал енергозбереження є такими:

- зовнішні стіни – 30% (потенціал 50%);
- вікна – 35% (потенціал 50%);
- вентиляція – 15% (потенціал 50%);
- гаряча вода – 10% (потенціал 30%);

- дах, підлога – 8% (потенціал 50%);
- трубопроводи, арматура – 2% (потенціал 5%).

Як видно, основне споживання пов'язане з опаленням будинку для компенсації теплових втрат через вікна, стіни, дах, підлогу, за рахунок вентиляції.



**Рисунок 21.1** – Типова структура витрати теплової енергії будинком і потенціал енергозбереження.

Наприклад, приватні домовласники в Західній Європі використовують майже 30 % всієї отримуваної енергії, що становить майже стільки ж, скільки й промисловість, і більше, ніж весь разом узятий транспорт. Більша частина витраченої енергії (70 %) йде на опалення приміщень (рис. 21.2). Враховуючи величезну кількість будинків і споруд, необхідно приділяти багато уваги теплоізоляції і енергозбереженню. При тому, що, витрати на опалення 1 м<sup>2</sup> у Німеччині й України відносяться як 1:1,75.



**Рисунок 21.2** - Розподіл енергетичних потреб будинків

Необхідна для здійснення життєвих функцій енергія, її одержання й використання пов'язані з навантаженням на довкілля (збільшується видобуток вугілля, нафти, газу, ядерного палива, емісія продуктів згоряння, теплове забруднення).

Неминучою є поява вуглекислого газу після згоряння вуглеводних носіїв енергії. Піднімаючись в атмосферу, він сприяє виникненню так названого парникового ефекту, що може призвести до катастрофічних наслідків у майбутньому. Ця небезпека повинна бути ліквідована або істотно знижена. Будинки, які будуються або модернізуються, визначають нові межі споживання енергії й теплового тиску на навколишнє середовище, а також ціни на енергію в майбутньому. Як правило, існуюча теплоізоляція будинків не відповідає стандартам.

Енергозберігаючі заходи є засобом скорочення загального енергоспоживання. Незважаючи на зниження світових цін на нафту в 90-ті роки ХХ ст., зараз спостерігається світова тенденція підвищення цін на паливно – енергетичні ресурси, що є особливо актуальним для України. Тому житлове приміщення, наприклад, відповідно до німецьких стандартів теплоізоляції, повинно відповідати наступним параметрам:

- середній коефіцієнт теплопровідності стін – 0,66 Вт/(К);
- норма обміну повітря - 0,8 раз/год;
- ККД приладів опалення – 80 %;
- річна потреба тепла – 26 200 кВт год;
- річне споживання тепла на 1м<sup>2</sup> – 140 кВт год.

При застосуванні сучасної будівельної й теплозахисної технології з'являється можливість утримати річне споживання енергії в межах 30–70 кВт·год/м<sup>2</sup> корисної площі, що відповідає споживанню 37 л нафти або 3–7 м<sup>3</sup> газу на 1 м<sup>2</sup> житлової площі в рік. Більш жорсткі вимоги з енергозбереження, ніж інші країни Західної Європи має Швеція, де споживання тепла на 1м<sup>2</sup> житлового простору становить 60–70 кВт·год. Якщо згадати, що  $k$  – коефіцієнт теплопередачі - одиниця, яка визначає проходження теплового потоку потужністю 1 Вт крізь елемент будівельної конструкції площею 1 м<sup>2</sup> при різниці внутрішньої й зовнішньої температури в 1 Кельвін, то його рівень, для житлового будинку  $k$  дорівнює:

- стеля (12 см ізоляції) – 0,35;
- пінобетон 30 - 36 см або легка цегла – 0,66;
- підлога (5 см теплоізоляції) – 0,68;
- теплоізовані вікна – 0,3.
- Річний приплив і втрати енергії звичайного будинку становлять:
- приплив сонячної енергії – 6700 кВт год;
- внутрішні джерела тепла – 2700 кВт год,
- вентиляція – 7700 кВт год;
- втрати через вікна – 9000 кВт год;
- втрати через підлогу, підвал – 100 кВт год ;
- втрати через стіни – 6600 кВт год,

- втрати через дах – 4000 кВт год;
- втрати через систему вентиляції – 5200 кВт год.

У вигляді стандарту можна розглянути будинок з низьким енергоспоживанням (БНЕ), що споживає теплової енергії менше 70 кВт·год/м<sup>2</sup> у рік (від 70 до 30 кВт·год/м<sup>2</sup>). Це відповідає річному споживанню теплової енергії від 300–700 м<sup>3</sup> газу при житловій площі 100 м<sup>2</sup>. БНЕ відрізняється також малим споживанням енергії для забезпечення гарячою водою.

Низьке енергоспоживання таким будинком забезпечують:

- добрі теплоізолюючі властивості будівельних елементів (стін, вікон, даху, підлоги, підвалу);
- сумлінне виконання ізоляції, недопущення тепловтрат, щільна оболонка будівлі (захист від вітру і т.п.);
- пасивне використання сонячної енергії і її акумулювання (добове або сезонне);
- керований повітрообмін (по можливості, повернення тепла);
- добре регульовані опалювальні пристрої;
- енергоекономне забезпечення гарячою водою, можливо за допомогою сонячної енергії в літню пору;
- усунення марних витрат електроенергії.

## **21.4. Теплова ізоляція трубопроводів, будинків і споруд**

Як було показано раніше, ізоляційні властивості матеріалу характеризуються значенням коефіцієнту теплопровідності, що вимірюється у Вт/(К). Добрий ізолятор – це матеріал, у якого низьке значення теплопровідності.

Серед властивостей, завдяки яким пінополіуретани (ППУ) широко використовуються в ізоляції труб для централізованого тепlopостачання, насамперед слід назвати високу механічну міцність, гарну термостійкість, можливість наповнення вузьких просторів, низьке водопоглинання.

Поліуретанова піна є чудовим ізоляційним матеріалом, її застосування дозволяє ефективно знизити втрати тепла під час транспортування гарячої води або пари в попередньоізольованих трубах централізованого тепlopостачання. Пінополіуретан містить від 92 до 98% закритих пор, які заповнені ізоляційними газами. Тільки від 8 до 2% пінополіуретанів включають твердий полімер. Вміст твердого полімеру визначається щільністю ППУ. Чим вище щільність ППУ, тим вище відсоток твердого полімеру. Закриті пори заповнені газом, що утворюється під час виробництва

поліуретанової піни. Існує можливість впливу на структуру пор шляхом використання різних спінюючих агентів. Це впливає на термостійкість піни, тому що структура газу визначає її кінцеву термічну провідність (до 60%), Можна знизити термічну провідність ППУ шляхом заповнення пор кращим ізоляційним газом

Якість теплоізоляції є найважливішим параметром енергоспоживання будинку. Коефіцієнт теплопередачі повинен бути в межах від 0,3 Вт/(м<sup>2</sup> К) до 0,2 Вт/(м<sup>2</sup> К), що відповідає збільшенню середньої товщини утеплюючого шару, від 15 до 20 см. Таких значень можна досягнути у різних конструкціях будинків і споруд, використовуючи наступні підходи:

- кладка з утеплюючим шаром 15-20 см і повітряним проміжком під зовнішньої оболонкою;
- подвійна стіна з товщиною утеплюючого шару 15 см з пористого наповнювача;
- одношарова кладка з низькотеплопровідного матеріалу, оштукатурена з двох сторін (наприклад, пресований солом'яний або газобетонний блок мінімальною товщиною 49 см).

Серед теплоізоляторів-наповнювачів існують певні відмінності. Наприклад, широко застосовуваний пінопласт не зовсім безпечний. Перевагу слід віддавати природним, екологічно чистим матеріалам (аглопорит, керамзит, перліт й ін), які одержують із відходів виробництва при розробці кар'єрів.

Перелік заходів для утеплення огороджуючих конструкцій наведений у табл. 21.1.

**Таблиця 21.1 – Заходи з утеплення огороджуючих конструкцій**

Захід	Витрати, у.о./м <sup>2</sup>	Заощадження, %
Усунення перетічок холодного повітря за рахунок простого утеплення вікон і дверей	мінімальні, <1	10
Потрійне остеклення (скорочує приплив УФ-радіації) або натяжка поліетиленової плівки на рами	3	5-10
Спеціальні штори на вікна	15	15-20
Утеплення горища: додаткова ізоляція товщиною 100 – 150 мм	20-30	4-7
Утеплення ділянки стіни за радіатором	мінімальні	2-3

**Ізоляційні характеристики застління й склопакети.** В ідеалі заповнення віконних прорізів повинні мати такі ж характеристики по захисту від шуму, втратам тепла й міцності, як і стінні огороджуючі конструкції, забезпечуючи при цьому необхідну освітленість, комфортне провітрювання, простоту й зручність в експлуатації. Оптимально опір теплопере-

дачі вікон, має бути не нижче показника  $R > 0,6$  ( $\text{m}^2 \text{K}/\text{Вт}$ ) ( $R$  – величина, зворотна коефіцієнту теплопередачі).

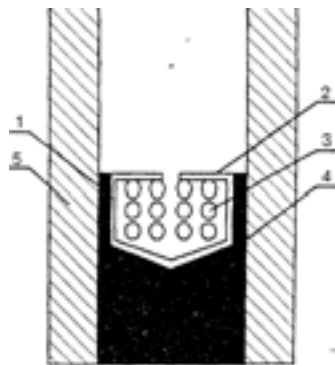
Це досягається звичайними засобами: установкою рами із двошаровим теплозахисним склом. Теплозахисні вікна мають спеціальний шар, який не видимий оком, але значно зменшує втрати тепла. Цей ефект збільшується при наявності невеликого зазору між першим і другим шаром: у такому випадку витрата тепла зменшується майже у два рази. Вікна в теплозахисному виконанні коштують на 15-20 % дорожче звичайних, але витрати компенсуються економією на опалення. Віконна рама повинна мати утеплюючий шар як із зовнішньої, так і з внутрішньої сторони.

Для заповнення віконних прорізів широко застосовуються склопакети, що складається з двох або більше шарів скла, з'єднаних між собою по контуру таким чином, що між ними утворюються герметично замкнуті порожнини, заповнені зневодненим повітрям або іншим газом.

Опір теплопередачі одного звичайного скла становить приблизно  $0,17$  ( $\text{m}^2 \text{K}/\text{Вт}$ ), а склопакета із двох звичайних стекол –  $0,36 - 0,39$  ( $\text{m}^2 \text{K}/\text{Вт}$ ). Опір теплопередачі трисляного вікна з урахуванням матеріалу, з якого воно виготовлено, може перевищувати  $0,6$  ( $\text{m}^2 \text{K}/\text{Вт}$ ).

Найбільший ефект досягається при використанні в склопакеті одного із стекол з селективним покриттям, здатним відбивати теплові хвилі усередину приміщення і одночасно пропускати зовні сонячне теплове випромінювання. Тільки за рахунок застосування у склопакеті такого скла, а також введення в міжскляний простір більш щільного, ніж повітря, газу, наприклад аргону, криптону або ксенону, можна домогтися величини термічного опору, що наближається до одиниці. Дослідження показують, що конструктивні рішення вікон, насамперед їх скляної частини, можуть сприяти досягненню термічного опору теплопередачі, рівному  $1,8-2,0$  ( $\text{m}^2 \text{K}/\text{Вт}$ ).

Традиційна технологія виготовлення склопакетів зводиться до сполучення на певній відстані один від одного двох або трьох стекол. В якості матеріалу, що забезпечує необхідну міжскляну відстань, застосовується алюмінієвий перфорований профіль



**Рисунок 21.3** – Принципова схема конструкції традиційного ізолюючого склопакету:

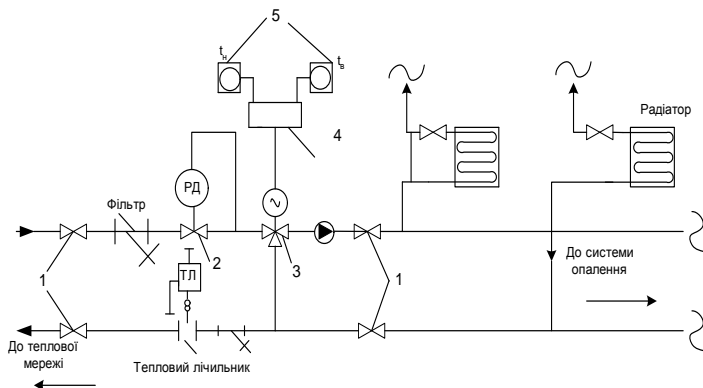
1 — внутрішній шов; 2 — середник; 3 — осушувач; 4 — зовнішній шов; 5 — скло.

коробчатого перерізу (середник), усередину якого засипається зернистий осушувач повітря – силікагель. Профіль кріпиться до стекол за допомогою бутилової маси (внутрішній шов), а по торцях утвореного склопакета укладається міцна полісульфідна маса (зовнішній шов). Методи виробництва склопакетів постійно вдосконалюються. Наприклад, відомий метод, коли проміжний простір (середник) заповнюється за допомогою бутилової гумової стрічки, зміцненої металом. Слід зазначити, що матеріал, з якого зроблений середник, впливає на теплоізолюючі властивості країв склопакету (рис. 21.3).

## 21.5. Підвищення ефективності систем опалення

Основною особливістю існуючих систем опалення є те, що вони розраховані на постійну витрату теплоносія. Регулювання надходження теплоносія в нагрівальні прилади споживачів може привести до порушення гідравлічного режиму системи опалення. Для запобігання перегріву приміщень у перехідні періоди опалювального сезону (навесні й восени), а також розрегулювання системи опалення необхідно провести зміни схеми теплового вузла в будинках (у мешканців), перш ніж встановлювати індивідуальні засоби регулювання (автоматичні або ручні)

Розглянемо приклад такої системи опалення, що задовольняє вищенаведеним вимогам (рис. 21.4).



**Рисунок 21.4** - Схема вдосконаленої системи опалення:

- 1 – запірні засувки; 2 – регулятор тиску; 3 – триходовий клапан;
- 4 – блок керування; 5 – датчики температури



На тепловому вузлі повинні бути встановлені: запірні арматура (крани, засувки); фільтри механічного очищення; автоматичні регулятори температури води, що подається на кожний фасад будинку, які працюють залежно від температури зовнішнього й внутрішнього повітря. Для цього система повинна бути розділена на дві половини, південну й північну: циркуляційний насос; регулятор витрати (тиску). Труби, засувки та інші елементи повинні бути ізольовані.

У будинку на радіаторах встановлюються індивідуальні засоби регулювання (ручні або термостатичні вентилі); лічильники-розподільники тепла, призначені для оцінки індивідуального енергоспоживання.

Заходи для удосконалювання систем опалення представлені в табл. 21.2. З таблиці видно, що найбільш ефективними є автоматизація теплового вузла й установка ручних регуляторів на кожному опалювальному приладі, які забезпечують найменший строк окупності витрат.

Для забезпечення надійної роботи всі системи повинні проектуватися індивідуально, з попереднім енергетичним обстеженням.

**Таблиця 21.2. Заходи для вдосконалення систем опалення**

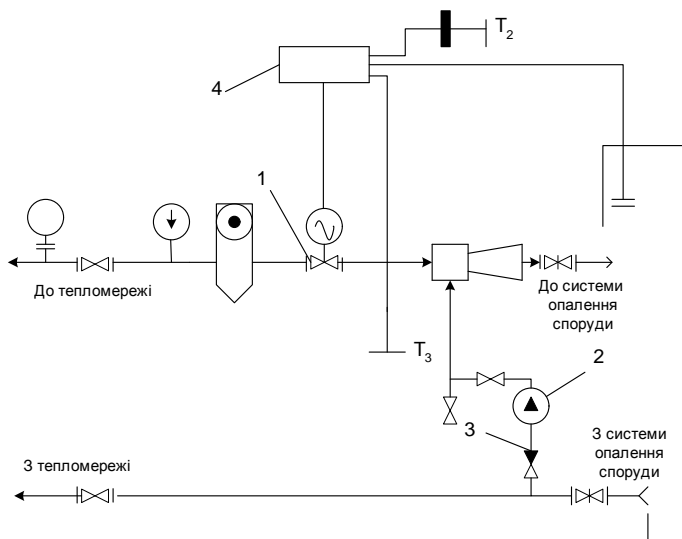
<b>Заходи</b>	<b>Витрати, у.о./м<sup>2</sup></b>	<b>Заощадження, %</b>	<b>Окупність, років</b>
Автоматизація теплового вузла	4000	15-20	1,5
Установка надійних ручних регулювальних кранів на кожному нагрівальному приладі	10	5-7	1,5
Установка автоматичних термостатичних кранів	40	10	9,3

Останнім часом одержали поширення електронні системи регулювання. Типова схема однієї з них наведена на рис. 21.5.

Основними елементами таких систем є блок регулювання, підмішувач циркуляційний насос і регулюючий клапан. Вони дозволяють забезпечити добове регулювання подачі теплоносія у двох режимах; недолік – відсутність гнучкості при програмуванні тижневих і річних циклів, а також відсутність захисту від несанкціонованого втручання в роботу.

Одним із зручних, найбільш гнучких за своїми функціями пристроїв, є сімейство регуляторів, що виконані на основі однокристальних мікроЕВМ. Вони мають програмований календар з можливістю обліку вихідних і святкових днів і гнучке програмування режимів роботи. Змінюючи ступінь закриття клапана, пристрій регулює температуру подаваного в будинок теплоносія. Сталість об'єму циркуляції теплоносія досягається наявністю циркулюючого насоса. Керується і програмується пристрій за допомогою інфрачервоного пульта ручного керування, що забезпечує повний захист від несанкціонованого доступу. Датчики температури, вико-

нані на основі мікросхем, що дозволяє вести опитування їх будь-якої кількості по трипровідній лінії. За допомогою стандартного інтерфейсу можна поєднувати декілька пристроїв у мережу й програмувати їх роботу із центральної ЕОМ.



**Рисунок 21.5** – Типова схема електронної системи регулювання тепlopостачання:

1 – засувка; 2 – ЦН; 3 – зворотний клапан; 4 – блок керування

З огляду на те, що значна частина опалювального сезону в Україні має позитивну температуру зовнішнього повітря, можна стверджувати, що автоматичне регулювання витрати теплоносія дозволить заощадити не менше 15 % теплової енергії за опалювальний сезон. Для будинків, які споживають за опалювальний сезон 1000 і більше Гкал теплової енергії, при нинішній вартості енергоресурсів окупність програмованих пристроїв автоматичного керування тепlopостачанням становить 2-3 місяці опалювального сезону.

## 21.6. Автономні енергоустановки

Останнім часом широко застосовуються газові опалювальні прилади для квартир, особняків, офісів, магазинів, майстерень, комуна-

льних споруд. Прилади монтують на стіну й підключають до димоходу, завдяки чому відбуває нагрівання води й опалення будинків. Переваги таких приладів – енергоекономічність, рентабельність, рівномірне опалення, чистота й зручність в експлуатації.

Постійна температура нагріваної води забезпечується термостатом. Ефективна циркуляція і тиск води за допомогою насоса дають можливість застосовувати труби невеликого діаметра. Теплова енергія спаленого на пальнику газу передається воді, що циркулює від насоса через теплообмінник і через радіатори, підключені до нього, а потім передається повітрю у приміщення.

Становлять інтерес ефективні системи опалення, засновані на опаленні м'яким інфрачервоним випромінюванням, які, на відміну від конвективного способу обігріву, дозволяють знизити на 90 % споживання енергоресурсів. Робота систем заснована на принципі перетворення теплоти згоряння газу в теплові промені без проміжних теплоносіїв (води, пари). Джерелами інфрачервоного випромінювання служать спеціальні тепло-випромінюючі труби, всередині яких циркулюють високотемпературні гази низького тиску.

Враховуючи, що нас чекає різке збільшення вартості палива в ЖКГ – газу, необхідно звернути першочергову увагу на питання диверсифікації, зокрема використання енергоекономічних газогенераторних установок, котлоагрегатів, які призначені для теплопостачання будинків і споруд, одержання гарячої води й пари в різних технологічних процесах і для побутових потреб. Основним паливом для них служать відходи деревообробки, дріб'язок торф'яних брикетів, тріска, кора, лігнін та інші тверді горючі матеріали. Перевагою вищевказаних агрегатів є їх високий ККД, низька вартість, простота конструкцій і обслуговування, а також можливість використання дешевих місцевих видів палива й відходів промисловості.

## **21.7. Ефективне використання електропобутових приладів**

Не маючи лічильника, не можна судити, наскільки ефективні заходи щодо зниження енергоспоживання. Сам по собі лічильник не знижує споживання, але дає стимул до заощадження енергії. За рахунок установки лічильника, а також правильних розрахунків з постачальником енергії знижується сума оплати за теплову енергію на 20–30 %.

У даний час одержали поширення прилади для обліку витрати рідини, газу й тепла. Через особливу актуальність побутового енергозбере-

ження й пов'язаного з ним обліку енергоресурсів розпочато їх виробництво. Для обліку витрати води застосовують крильчасті й турбінні водолічильники, технічні вимоги яких викладені у відповідних ГОСТах

Для обліку витрати газу в квартирах і на дачах застосовують побутові лічильники ротаційного типу, які забезпечують надійну роботу при пульсуючих тисках газу. Відомо, що надмірна витрата тепла позначається на собівартості продукції, тому ефективний облік тепла можливий за допомогою теплолічильників.

Дані теплолічильники використовують в системах опалення і гарячого водопостачання. У комплект входять витратомір, термопари й процесор. Діапазон вимірювання температур теплоносія - 5–180 С, діапазон виміру витрати теплоносія - 0,2–120 м<sup>3</sup>/год, діаметр умовного проходу труби - 20–80 мм.

*Ефективне використання електропобутових приладів.* Вибір і використання найбільш економічних електроприладів дозволяє істотно скоротити споживання електроенергії

*Електроплити.* Вони є самим енергоємним споживачем електроенергії. Річне споживання електроенергії однією електроплитою становить 1200–1400 кВт год Їх застосування замість газових плит і плит на твердому паливі істотно поліпшує санітарно-гігієнічні умови на кухні й у будинку (відсутність чадного газу). Для економії енергії необхідна своєчасна заміна несправних конфорок, для поліпшення теплопередачі – щільний контакт використовуваних для нагрівання поверхонь, застосування спеціального посуду та інші заходи.

*Холодильники.* Слід зазначити, що компресорний холодильник залежно від об'єму споживає 250–450 кВт год, абсорбційний – 500–1400 кВт год у рік. Економічність їх використання залежить від режиму роботи й дотримання правил експлуатації. Побутові холодильники розраховані на роботу в сухому, опалювальному приміщенні при температурі навколишнього повітря 16–32°C.

*Пральні машини.* Найбільш енергоекономічними є автоматичні машини, вмикання і вимикання яких робиться за програмою.

*Праски з регулюванням температури.* Встановлено, що оптимальна температура прасування для виробів зі штучного шовку складає 85–115°C, вовни – 140–165, натурального шовку – 115–140, бавовняної тканини – 165–190, лляної - 190–230°C. Використання цих даних дозволяє підвищити продуктивність праці на 40–60 %, а витрата електроенергії знизити на 20–25%.

*Пилососи.* Для ефективної роботи пилососа велике значення має гарне очищення пилосбірника, що поліпшує тягу повітря.

*Побутові кондиціонери.* Для внутрішньоквартирного використання часто застосовують кондиціонер типу БК-1500, який ефективно працює при закритих кватирках і дверях.

*Радіотелевізійна апаратура.* Для її ефективної роботи необхідні своєчасне охолодження і систематичне очищення від пилу.

## **Контрольні запитання**

1. Важливість економії теплоти у народному господарстві.
2. Економічні джерела енергії.
3. Енергозберігаючі заходи як засіб скорочення загального енергоспоживання.
4. Теплова ізоляція.
5. Необхідність вдосконалення систем опалення.
6. Автономні енергоустановки.
7. Ефективне використання електропобутових приладів.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. *В.А. Маляренко, Н.Л. Товажнянський, О.Б. Анишко.* Основы энерго-технологии промышленности: Учебник. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2002.-436 с.
2. *Маляренко В.А, Варламов Г.Б., Любчик Г.Н., Стольберг Ф.В., Широков С.В., Шутенко Л.Н.* Энергетические установки и окружающая среда: / Под ред. проф. Маляренко В.А. – Харьков: ХГАГХ, 2002. – 398 с.
3. *Г.Б. Варламов, Г.М. Любчик, В.А. Маляренко.* Теплоэнергетичні установки та екологічні аспекти виробництва енергії. Підручник. – К.: «Політехніка», 2003. – 232с.
4. *В.А. Маляренко, Л.В. Лисак.* Энергетика, довідлля, енергозбереження: Монографія / Під ред. проф. В.А. Маляренка. – Харків: «Рубікон», 2004. – 368 с
5. *В.А.Маляренко.* Основы теплофізики будівель та енергозбереження: Підручник.- Харків: - САГА, 2006.- 484с.
6. *В.А. Маляренко.* Основы теплофізики зданий и энергосбережения: Учебник.- Харьков: ХНАГХ, 2006 -498с.
7. *В.А.Маляренко, О.І.Малеєв, Є.О.Шкіль.* Вибір джерела теплопостачання населеного пункту / Методичні вказівки до виконання курсової роботи (для студентів усіх форм навчання спец. 6.09.06.03 – «Електротехнічні системи електроспоживання») – Харків: ХНАМГ, 2007.- 37с.
8. Наше общее будущее: Доклад Международной комиссии по окружающей бреде и развитию (МКОСР): Пер.с англ. М.: Прогресс,1989
9. *Кириллин В.А., Сычев В.В., Шейндлин А.Е.* Техническая термодинамика. - М.: Энергоатомиздат, 1983.
10. *Теплотехническое оборудование и теплоснабжение промышленных предприятий /Под ред. Б.Н. Голубкова.* - М.: Энергия, 1979.
11. *Рыжкин В.Я.* Тепловые электрические станции. - М.: Энергоатомиздат, 1987.

12. Тепловое оборудование и тепловые сети / Г.А Арсеньев и др. М.: Энергоатомиздат, 1988.
13. Андрющенко А.И., Аминов Р.З., Хлебалин Ю.М. Теплофикационные установки и их использование. - М.: Высшая школа, 1989.
14. Дж. Твайделл, А. Уэйр. Возобновляемые источники энергии. М.: Энергоатомиздат, 1990.
15. Маляренко В.А., Капцов И.И., Жиганов И.Г. Перспективы использования биоэнергетических технологий в Украине. // Интегровані технології та енергозбереження. – 2005. - №2. – С. 22-29.
16. Маляренко В.А, Соловей В.В., Яковлев А.И. Возобновляемые энергоресурсы – альтернативное топливо XXI века. // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2005.- №11. – С. 18-22.
17. Маляренко В.А, Яковлев А.И. Биодизель – альтернатива диверсификации моторных топлив. // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2006.- №3. – С. 64-74.
18. Энергетична стратегія України на період до 2030 року. // Інформаційно – аналітичний бюлетень «Відомості Міністерства палива та енергетики України». Спеціальний випуск. – 2006. – 113с.
19. Маляренко В.А, Яковлев О.І., Жиганов І.Г. Розвиток біоенергетики – важливий шлях підвищення енергонезалежності сільгосп виробника// Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2006.- №12. – с. 8-19.
20. Исаченко В.П., Осипова В.А., Сукомел А.С. Теплопередача. М.: Энергоиздат,1981.
21. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника. Справочник / Под ред. В.А Григорьева и В.М. Зорина. М.: Энергоатомиздат, 1983.
22. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. М.: Энергия, 1975.
23. Основные методические положения по планированию использования вторичных энергетических ресурсов. - М.: Энергоиздат, 1987.
24. Котлы - утилизаторы и энерготехнологические агрегаты/А.П. Воинов и др.; Под ред. Л.Н. Сидельковского.- М.: Энергоатомиздат, 1989.
25. Рэй Д., Макмайкл Д. Тепловые насосы. - М.: Энергоиздат, 1982.
26. Паливно-енергетичний комплекс України на порозі третього тисячоліття / під заг. ред. А.К. Шидловського, М.П. Ковалка – К.: Українські енциклопедичні знання. – 2001. – 400 с.
27. Мхитарян Н.М. Энергетика нетрадиционных и возобновляемых источников. Опыт и перспективы. – Киев: Наукова думка, 1999. – 320с.
28. Энергетический менеджмент / Под общей ред. А.В.Праховника. – К.:ІЕЕ НТУУ «КПІ», 2001.- 472с.
29. Дубровін В.О. Біопалива (технології, машини і обладнання) / В.О.Дубровін та ін. - ЦТІ «Енергія та електрифікація», 2004, - 256с.

30. Швець Я.С., Жербіна О.М. Тепло у вашому домі / за заг. ред. Я.С. Швеця. – Львів: Екоінформ, 2003. – 174с.
31. Основные методические положения по планированию использования вторичных энергетических ресурсов. - М.: Энергоиздат, 1987.
32. Левин М.С. Использование отработавшего и вторичного пара и конденсата.- М: Энергия, 1971.
33. Мухин О.А. Автоматизация систем теплогазоснабжения и вентиляции. - Мн.: Выш. школа, 1986
34. Калмаков А.А. и др. Автоматика и автоматизация систем ТГВ. - М.:Стройиздат, 1986
35. Фаликов В.С., Витальев В.П. Автоматизация тепловых пунктов. - М.: Энергоатомиздат, 1989.
36. Беляев В.С., Хохлова Л.П. Проектирование энергоэкономичных и энергоэффективных гражданских зданий. - М: Высш. школа, 1991.
37. Делягин Г.Н. и др. Теплогенерирующие установки. - М.: Стройиздат, 1993.
38. Аракелов А.Е., Крамер А.И. Методические вопросы экономии энергоресурсов. - М.: Энергоатомиздат, 1990.
39. Батищев В.Е., Мартыненко Б.Г., Сысков С.Л., Щелоков Я.М. Энергосбережение: Справ. пособие. - Екатеринбург, 1999.
40. Энергетический менеджмент в промышленности. Учебный курс. Комиссия Европейских Сообществ. Программа ТАС13. Энергоцентр ЕС в Минске, 1995.



# ЗМІСТ

<b>ПЕРЕДМОВА.....</b>	<b>3</b>
-----------------------	----------

## **ЧАСТИНА I.**

<b>ВСТУП В ЗАГАЛЬНУ ЕНЕРГЕТИКУ .....</b>	<b>6</b>
--	----------

<b>1. СТРУКТУРА І ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИКИ .....</b>	<b>6</b>
---	----------

1.1. Роль енергетики в розвитку цивілізації .....	6
1.2. Паливно-енергетичний комплекс.....	9
1.3. Структура споживання паливно-енергетичних ресурсів .....	13
1.4. Енергетика і навколишнє середовище.....	17

<b>2. ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ТА ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ .....</b>	<b>21</b>
--	-----------

2.1. Системи енергопостачання .....	21
2.2. Енергетичні і теплоенергетичні установки в системах енергопостачання. ....	27
2.3. Структура первинних енергетичних ресурсів.....	31
2.4. Галузь малої енергетики.....	34

## **ЧАСТИНА II.**

### **ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ПЕРЕТВОРЕННЯ**

<b>І ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ .....</b>	<b>36</b>
-------------------------------------	-----------

<b>3. ТЕХНІЧНА ТЕРМОДИНАМІКА – ТЕОРЕТИЧНА ОСНОВА</b>	
--	--

<b>ЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК .....</b>	<b>36</b>
-------------------------------------	-----------

3.1. Основні поняття і визначення.....	36
3.2. Рівняння стану ідеального газу .....	42
3.3. Теплоємність газів .....	45

<b>4. ПЕРШИЙ ТА ДРУГИЙ ЗАКОН ТЕРМОДИНАМІКИ.</b>	
---	--

<b>ТЕРМОДИНАМІЧНІ ПРОЦЕСИ І ЦИКЛИ .....</b>	<b>49</b>
---	-----------

4.1. Перший закон термодинаміки.....	49
4.2. Функції стану робочого тіла.....	52
4.3. Процеси зміни термодинамічного стану .....	55
4.4. Загальні питання дослідження процесів. Другий закон термодинаміки.....	61

<b>5. ВОДЯНА ПАРА І ЇЇ ВЛАСТИВОСТІ .....</b>	<b>64</b>
--	-----------

5.1. Пароутворення. Водяна пара. Рівняння Ван-дер-Ваальса.....	64
--	----

5.2. Термодинамічні цикли. Ідеальний цикл Карно.....	70
5.3. Цикли паросилових установок.....	73
<b>6. ОСНОВИ ПРИКЛАДНОЇ МЕХАНІКИ РІДИНИ ТА ГАЗІВ .....</b>	<b>76</b>
6.1. Режими руху робочого тіла. Критерій подоби Рейнольдса .....	76
6.2. Гідрравлічні втрати .....	79
6.3. Гідрравлічний розрахунок теплових мереж.....	81
<b>7. ТЕПЛОБМІН. ОСНОВИ ТЕОРІЇ ТЕПЛОПЕРЕДАЧІ .....</b>	<b>85</b>
7.1. Теплообмін: визначення і головні види.....	85
7.2. Теплопровідність і конвективний теплообмін .....	86
7.3. Теорія подібності: основні поняття та визначення .....	96
<b>8. СКЛАДНИЙ ТЕПЛОБМІН. ТЕПЛОВА ІЗОЛЯЦІЯ. ....</b>	<b>101</b>
8.1. Тепловіддача та теплопередача.....	101
8.2. Загальні положення теорії теплопередачі через стінку .....	102
8.3. Теплова ізоляція .....	107
8.4. Визначення оптимального рівня теплозахисту огороджуючих конструкцій .....	110

### ЧАСТИНА III.

## ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНІ РЕСУРСИ. ПАЛИВО..... 115

<b>9. ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНІ РЕСУРСИ .....</b>	<b>115</b>
9.1. Природні ресурси.....	115
9.2. Вископне органічне паливо .....	116
9.3. Склад і характеристика органічного палива.....	119
<b>10. ОРГАНІЧНЕ ПАЛИВО І ЙОГО ВИКОРИСТАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ .....</b>	<b>126</b>
10.1. Особливості використання органічного палива .....	126
10.2. Закономірності утворення екологічно шкідливих речовин під час горіння палива.....	129
10.3. Характеристика шкідливих речовин у продуктах згорання палива і їх вплив на довкілля .....	134
10.4. Нормування вмісту шкідливих речовин у продуктах згорання органічного палива .....	138

### ЧАСТИНА IV.

## СИСТЕМИ ОДЕРЖАННЯ ТЕПЛОВОЇ ТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ .....

<b>11. ТРАДИЦІЙНІ СПОСОБИ ОДЕРЖАННЯ ТЕПЛОВОЇ ТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ .....</b>	<b>144</b>
11.1. Виробництво енергії на теплових електростанціях .....	144

11.2.Теплоелектроцентралі.....	148
11.3 Атомні електричні станції.....	150
11.4.Графіки електричного та теплового навантаження .....	152
<b>12. АЛЬТЕРНАТИВНІ ТА ПОНОВЛЮВАЛЬНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ.....</b>	<b>161</b>
12.1. Загальні питання .....	161
12.2. Геліоенергетика .....	165
12.3. Вітроенергетика.....	171
12.4. Гідроенергетика.....	175
12.5. Біоенергетика.....	178
<b>13. ВТОРИННІ ЕНЕРГЕТИЧНІ РЕСУРСИ .....</b>	<b>183</b>
13.1.Класифікація та напрями використання .....	183
13.2. Ефективність використання .....	187
<b>ЧАСТИНА V.</b>	
<b>БАЗОВІ ЕНЕРГЕТИЧНІ УСТАНОВКИ .....</b>	<b>189</b>
<b>14. ПАРОВІ, ГАЗОВІ ТА КОМБІНОВАНІ ЕНЕРГОУСТАНОВКИ ТА ЇХ СКЛАДОВІ ЧАСТИНИ.....</b>	<b>189</b>
14.1. Загальні питання .....	189
14.2. Парові і газові турбіни.....	193
14.3. Комбіновані установки .....	197
14.4. Технологічні показники парових турбін .....	199
<b>15. КОТЕЛЬНІ УСТАНОВКИ .....</b>	<b>201</b>
15.1. Головні складові організації процесів отримання теплової енергії.....	201
15.2. Допоміжні системи і пристрої котельних установок.....	207
15.3. Тепловий баланс і тепла економічність котельної установки .....	211
15.4. Подальший розвиток котельної техніки .....	216
15.5. Котельні установки – основне базове джерело малої енергетики.....	216
<b>16. ТЕПЛОВІ ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ .....</b>	<b>225</b>
16.1. Загальні положення .....	225
16.2. Типові схеми ТЕС.....	226
16.3. Теплоелектроцентралі. Міні-ТЕЦ. Теплофікація і централізоване тепlopостачання.....	230
16.4. Техніко-економічні показники теплової електростанції.....	234
<b>17. ТРАНСПОРТУВАННЯ І СПОЖИВАННЯ ТЕПЛОВОЇ ТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....</b>	<b>240</b>
17.1.Основні споживачі теплової енергії.....	240

17.3 Теплові мережі.....	242
17.4. Електроенергетичні системи й електричні мережі.....	245

## **18. ОСНОВИ КЕРУВАННЯ СИСТЕМАМИ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ**

<b>ТА ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ .....</b>	<b>250</b>
18.1 Загальні положення.....	249
18.2. Автоматичне керування.....	252
18.3. Засоби контролю основних параметрів .....	256
18.4. Схеми автоматизації.....	264

## **ЧАСТИНА VI.**

## **ОРГАНІЗАЦІЙНО-ТЕХНІЧНІ ЗАХОДИ ПІДВИЩЕННЯ ВИРОБНИЦТВА І ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ ..... 268**

### **19. ОРГАНІЗАЦІЙНІ ЗАХОДИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ**

<b>ВИРОБНИЦТВА І СПОЖИВАННЯ ЕНЕРГІЇ .....</b>	<b>268</b>
19.1.Консалтингові схеми в енергетиці.....	268
19.2. Енергетичний аудит і методологічні основи його проведення ....	271
19.3. Енергетичний менеджмент.....	274

### **20. НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ ТА ВИКОРИСТАННЯ**

<b>ВІДПРАЦЬОВАНОВОГО ТЕПЛА .....</b>	<b>281</b>
20.1.Основні схеми використання відпрацьованого тепла.....	280
20.2. Трансформатори теплоти.....	283
20.3. Термодинамічні основи процесів трансформації теплоти.....	284
20.4. Теплонасосні установки.....	286
20.5. Тепловикористовуючі апарати на теплових трубах.....	289

### **21. ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ КОМУНАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ .....**

<b>296</b>	
21.1. Загальні відомості .....	296
21.2. Економічні джерела світла .....	297
21.3.Енергозбереження в будинках і спорудах .....	298
21.4.Теплова ізоляція трубопроводів, будинків і споруд.....	301
21.5.Підвищення ефективності систем опалення .....	304
21.6. Автономні енергоустановки .....	306
21.7.Ефективне використання електропобутових приладів.....	307

## **СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ ..... 310**

СЕРІЯ  
НАУКОВО-ТЕХНІЧНА ОСВІТА:  
ЕНЕРГЕТИКА, ДОВКІЛЛЯ, ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

Навчальне видання

**МАЛЯРЕНКО**  
Віталій Андрійович

# **ЕНЕРГЕТИЧНІ УСТАНОВКИ**

## **Загальний курс**

Навчальний посібник

Друге видання

Підп. до друку 07.08.2008. Формат 60×84<sup>1</sup>/<sub>16</sub>.  
Папір офсетний. Друк цифровий. Ум. друк. арк. 18,83.  
Обл.-вид. арк. 13,93. Наклад прим.1000 (1-й завод–0–150прим.).

«Видавництво САГА»  
Україна, 61166, м. Харків, вул. Бакуліна, 11, к.5–33.  
Тел.: (057) 719-52-88, 754-46-20.  
Свідоцтво про державну реєстрацію  
серія ДК № 2555 від 11.07.2006 р.

Віддруковано в друкарні ТОВ «Сучасний Друк»  
м. Харків, вул. Лермонтовська 27  
Тел.: (057) 752-47-90.