

ЗАТВЕРДЖУЮ
Директор ЗПО «ДПТК»

Олександр СТРИЛЕЦЬ

31.08.2026 р.

ПОГОДЖЕНО

Заступник директора з навчально-методичної
роботи ЗПО «ДПТК»

Сергій ГОРДІЄНКО

31.08.2026 р.

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ «ВСТУП ДО ФАХУ»

ПЕРЕДМОВА

Конспект лекцій з дисципліни «Вступ до фаху» розроблено відповідно до освітньо-професійної програми «Експлуатація теплотехнічного і теплотехнологічного устаткування і систем теплопостачання» підготовки фахового молодшого бакалавра за спеціальністю G4 «Енерговиробництво», спеціалізацією G4.02 «Теплоенергетика» галузі знань G «Інженерія, виробництво та будівництво».

Дисципліна «Вступ до фаху» є вступною дисципліною професійної підготовки, яка покликана сформувати у здобувачів освіти цілісне уявлення про майбутню професійну діяльність у галузі теплоенергетики. Вона забезпечує орієнтацію студентів у структурі енергетичної галузі, ознайомлення з історією розвитку енергетики, основними типами теплоенергетичного обладнання та принципами виробництва, транспортування і споживання теплової та електричної енергії.

Мета вивчення дисципліни: формування у здобувачів освіти базових знань про теплоенергетичну галузь, її роль в економіці держави, структуру паливно-енергетичного комплексу України, основні типи теплоенергетичного обладнання та принципи його роботи. Формування мотивації до навчання за обраною спеціальністю, розуміння суспільної значущості професії теплоенергетика та вимог до сучасного фахівця.

Основні завдання дисципліни:

Ознайомлення зі структурою паливно-енергетичного комплексу України, роллю теплоенергетики в економіці держави та місцем фахівця в ній.

Вивчення основних етапів освоєння енергії людством та історії розвитку теплоенергетики.

Ознайомлення з класифікацією енергетичних ресурсів, основними технологіями виробництва теплової та електричної енергії.

Формування уявлення про структуру теплоенергетичного обладнання (котельні установки, теплові мережі, теплоелектроцентралі, системи теплопостачання).

I. ВСТУП ДО ЕНЕРГЕТИКИ

1.1. Роль енергетики в розвитку економіки

Історія людства – це історія освоєння різних видів 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 приручених тварин, вітру і води. До початку нашого літочислення належить запуск першого млина з колесом, яке приводилося в рух кінетичною енергією водяного потоку.

Другий етап (VII–XVII ст.) - починається з освоєння енергії вітру і води. До V ст. відноситься досвід використання водяних млинів і вітряків. З'являються прядильні і ткацькі верстати, маслоробні і папероробні машини, лісопилні установки. Усе це потребувало величезної кількості металу, а отже – енергії. Для виробітку великої кількості вугілля з деревини зводили нанівець 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. Парові машини того 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» колесо 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 приходить 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 двигунів 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.

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 при умові забезпечення сталого розвитку.

1.2. Паливно-енергетичний комплекс і структура споживання паливно-енергетичних ресурсів

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 теплоелектрогенерування, 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 (теплоенергетика) є паливоємкісною галуззю України. Так, в кінці ХХ століття тільки об'єкти комунальної енергетики використали більше ніж 65 млн. т умовного палива (т у. п.)^{*} і виробляли 250 ГДж^{**} 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). У перерахунку на умовне паливо ($Q_H^p = 29\,300$ 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. м³, 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 таблиці 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

^{*} т у. п. – тонна умовного палива, яке має теплоту згорання 29 300 кДж/кг.

^{**} 1 ГДж = 10⁹ Дж.

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. м³, позабалансові – 2,1 млрд. м³. 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. м³ 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, Надворнянський – 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.

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 таблиці 1.1.

Таблиця 1.1. - Використання енергоресурсів у світі

Показник	1900	1950	1970	1990	2000	2014
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	7,0
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 ресурсів у всіх галузях народного господарства.

В 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.

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).

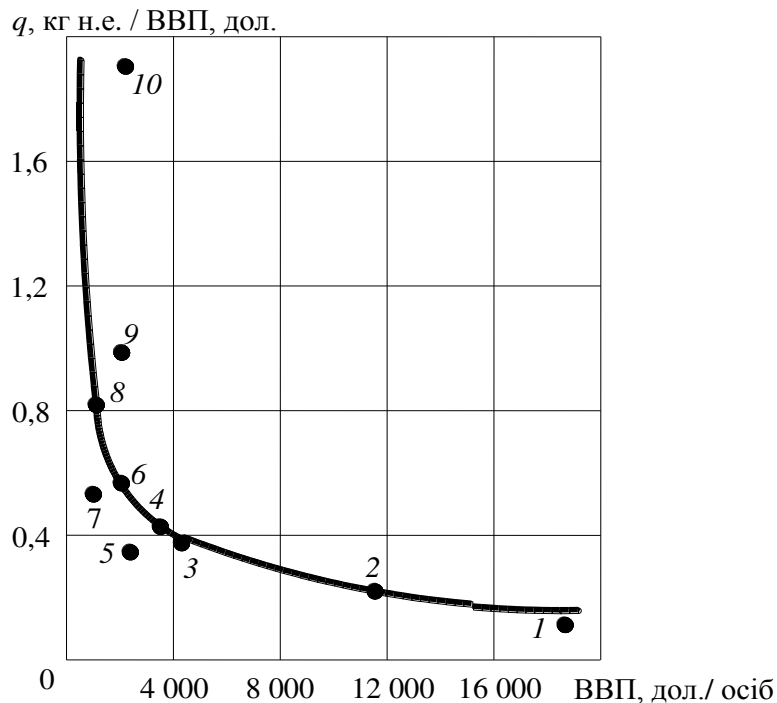


Рис. 1.1 - Залежність енергоємності ВВП від його питомого показника для різних регіонів світу (1995 р.): 1 – Тихоокеанський регіон; 2 – Європейський Союз; 3 – Середній Схід; 4 – середньосвітовий показник; 5 – Латинська Америка; 6 – Середземномор'я; 7 – Африка; 8 – Азія; 9 – Центральна та Східна Європа; 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.1.2.).

Таблиця 1.2. - Питоме річне споживання енергії у країнах світу, т.у.п./люд (* за даними Міжнародного енергетичного агентства)

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 кВт г/люд (табл. 1.3.), що 2-3 рази нижче ніж у розвинутих країнах світу. Зазначимо, що у 1990 році цей показник в Україні дорівнював 5198 кВт г/люд. Різке відставання було спричинено різким падінням споживання електричної енергії промисловістю і сільським господарством у 90-х роках.

Таблиця 1.3.- Питоме річне споживання електричної енергії у країнах світу і Україні кВт г./люд (* за даними Міжнародного енергетичного агентства)

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
Україна	5198	3412	3789

1.3. Екологічні аспекти енергетики

Енергетика і паливно-енергетичний комплекс, що реалізує її призначення, є основою існування і сталого 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 SO_2 і SO_3 , оксиди азоту NO_2 і NO_3 , 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 SO_2 і SO_3 , оксиди азоту (NO і 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 CO_2 , оксиди азоту, у незначних кількостях оксиди сірки 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.

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

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 палинкових 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 сірчистого ангідриду на 40 кг, оксиду вуглецю – на 12 кг; економія 1 000 м³ природного газу зменшує викиди оксиду азоту на 2,5 кг, оксиду вуглецю – на 8 кг.

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.

Розділ 2. Традиційні способи одержання теплової та електричної енергії

2.1. 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.

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 парою, утворює моноблок. Розглянемо схему виробництва електричної енергії на ТЕС, яка працює на твердому паливі (рис.3.1.).

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 і розпорошується у форсунках. Забір повітря здійснюється узимку зовні; а влітку - з верхньої частини приміщення котельні.

Пристрої для попереднього підігріву повітря, в яких температура повітря досягає $70-80^{\circ}\text{C}$, називаються калориферами. Повітря, необхідне для підтримки процесу горіння, підігрівається далі у повітропідігрівнику до $250-400^{\circ}\text{C}$, 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 пароутворення - у випарній (пароутворюючий) поверхні нагріву, перегрів пари - у пароперегрівнику.

Температура в зоні активного горіння в топковій камері може досягати $1500-1800^{\circ}$ у залежності від виду палива і режиму горіння. Середня температура продуктів згорання в топковій камері складає $1300 - 1400^{\circ}\text{C}$, а залишають гази топкову камеру з температурою $900-1200^{\circ}\text{C}$. Пройшовши через перегрівники, гази охолоджуються до $800-900^{\circ}\text{C}$ (після ширмового пароперегрівника) і далі до $500-600^{\circ}\text{C}$ (після конвективного і проміжного пароперегрівників). Сучасні енергетичні котли високого тиску виробляють пару тиском 10 і 14 МПа з температурою 540°C і 560°C , а з верхокритичного тиску - з тиском 25,5 МПа з температурою 545°C .

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 енергоблоків потужністю 300, 500, 800 МВт застосовуються котли паропроодуктивністю відповідно 950, 1650, 2650 т/г. У блоці потужністю 1200 МВт працює котел паропроодуктивністю 3950 т/г.

Енергія пари приводить в обертання ротор парової турбіни. Турбіна являє собою ротаційний тепловий двигун лопаткового типу. Струмінь 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.

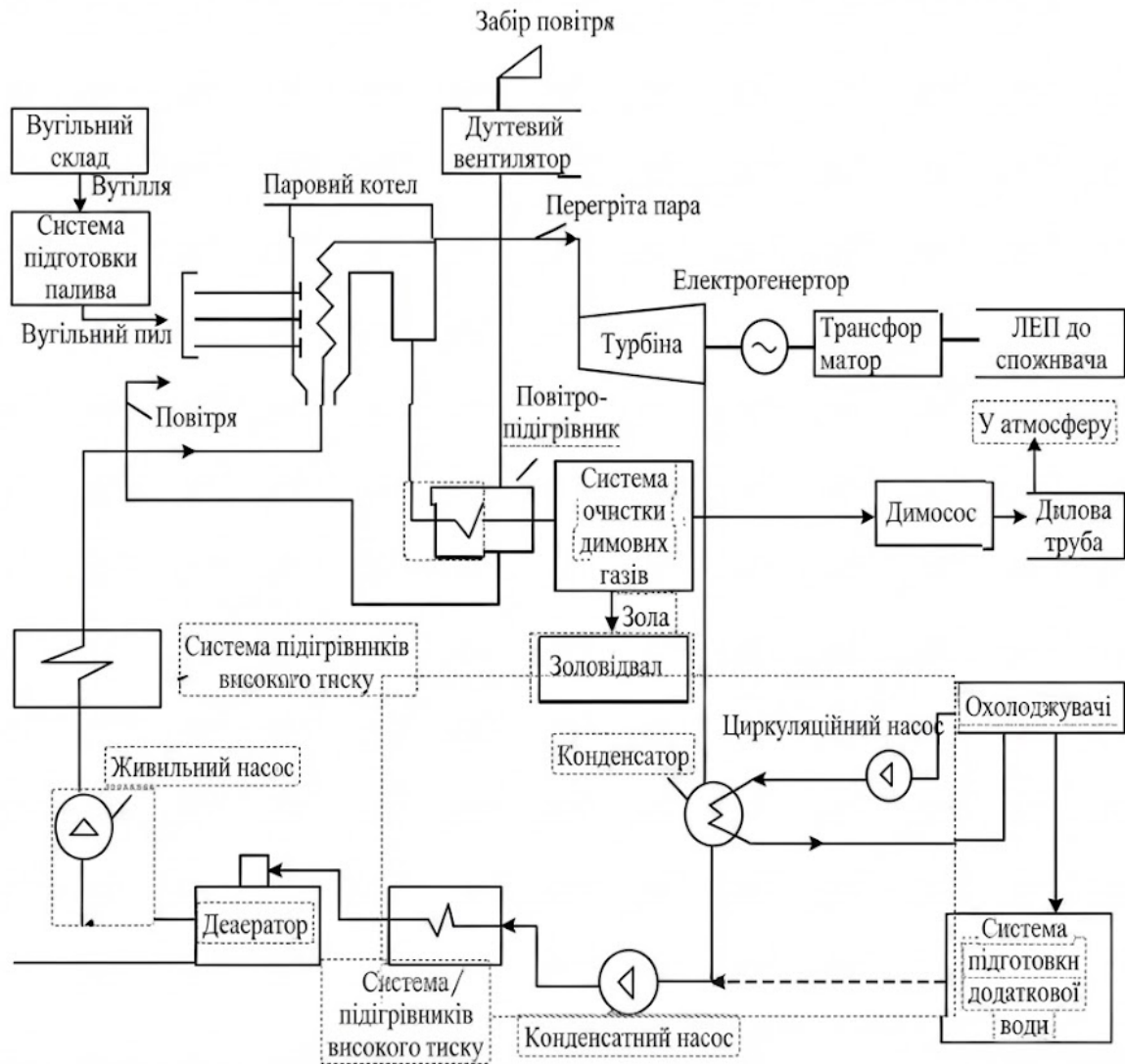


Рис. 2.1 - Схема виробництва електроенергії на ТЕС

Пара розширюється в ступенях 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 газів 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 вигляді шлаку. Видалення уловленої золи і шлаку здійснюється пристроями систем золовидалення і шлаковидалення.

Пара, яка відробила у турбіні, подається в конденсатор, де конденсується, віддаючи тепло охолодженій воді. Остання перекачується циркуляційним насосом з охолоджувачів, у якості яких служать градирні 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 відборів 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 (теплоті спаленого палива) і складає 35-40 %.

2.2.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.

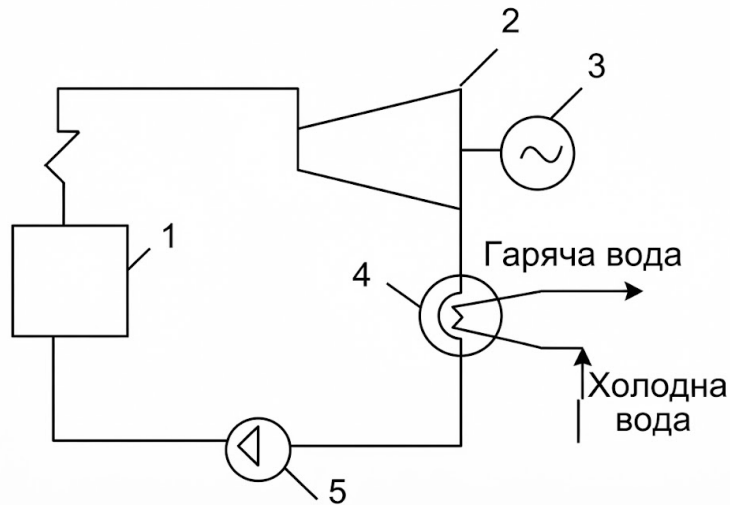


Рис. 2.2 - ТЕЦ з турбінами з погіршенням вакуумом: 1- паровий котел, 2- турбіна, 3 – електрогенератор, 4 – конденсатор, 5 - живильний насос.

На рис. 2.2 представлена схема ТЕЦ з так званими турбінами з погіршенням вакуумом, тиск у конденсаторі яких підтримується на рівні достатньому, щоб температура насичення пари була досить високою для нагрівання охоложувальної води в конденсаторі. Нагріта до необхідної температури вода направляється споживачу.

На рис.2.3 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.

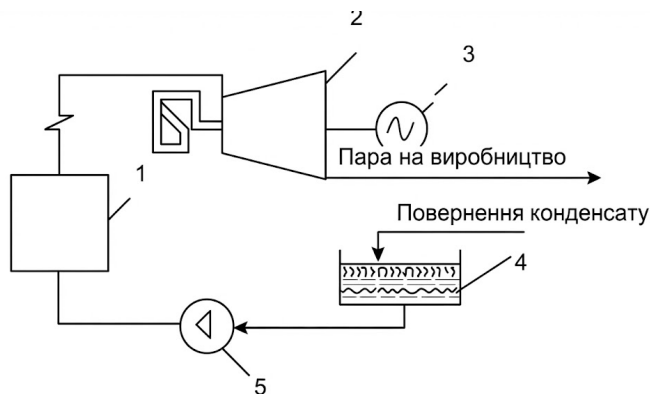


Рис. 2.3 - ТЕЦ з турбінами з протитиском

1 - паровий котел, 2 - турбіна, 3 – електрогенератор, 4 – живильний бак, 5 - живильний насос

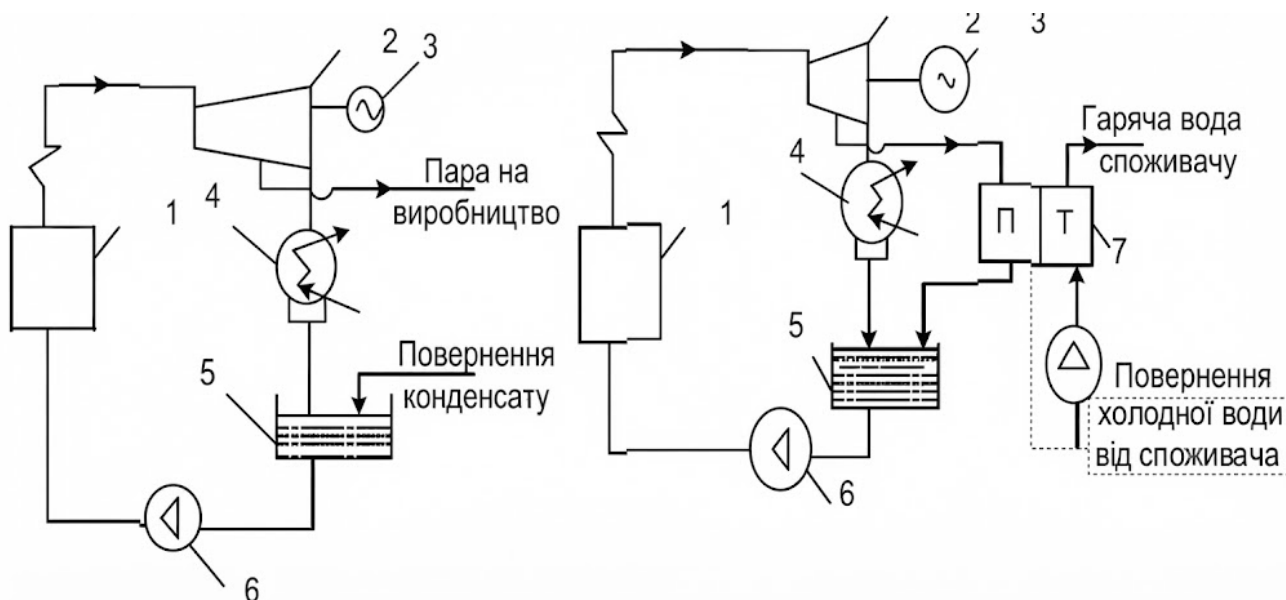


Рис. 2.4 - ТЕЦ з турбінами з відбором пари (а – з виробничим відбором, б – з теплофікаційним відбором)

а)

1 – паровий котел, 2- турбіна, 3- електрогенератор, 4- конденсатор, 5- живильний блок, 6- живильний насос

б)

1 – паровий котел, 2 – турбіна, 3 – електрогенератор, 4 – конденсатор, 5- живильний бак, 6 – підігрівник – теплообмінник

На рис. 2.4 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. 2. 4, а), або в спеціальні підігрівники-теплообмінники, де нагріває воду, що потім використовується для опалювальних цілей (так названий теплофікаційний добір) (рис.2.4, б). Варто помітити, що на сучасних ТЕЦ найбільш поширені турбіни з відбором пари.

2.3 Атомні електричні станції

Теплові схеми атомних електростанцій залежать від типу реактора, виду теплоносія, складу устаткування і можуть бути одно-, дво- та триконтурними.

В одноконтурних схемах (рис.2.5) пара виробляється безпосередньо в реакторі. Отримана паро-водяна суміш (паровмістом до 15 %) подається в барабан-сепаратор, звідки от сепарована 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.2.6) 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.

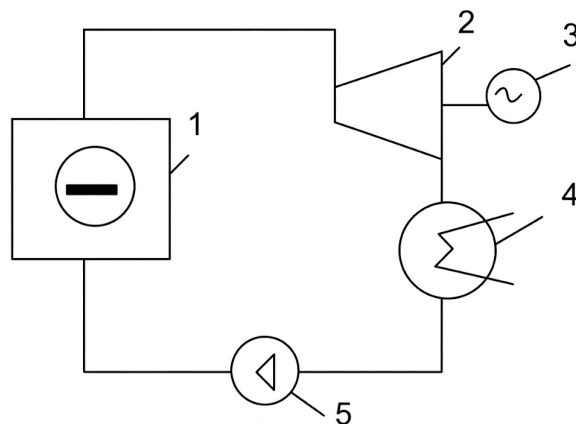


Рис 2.5 - Теплова схема простішої одноконтурної атомної станції

1 – ядерний реактор, 2 – турбіна, 3 – електрогенератор, 4 – конденсатор, 5 – живильний насос

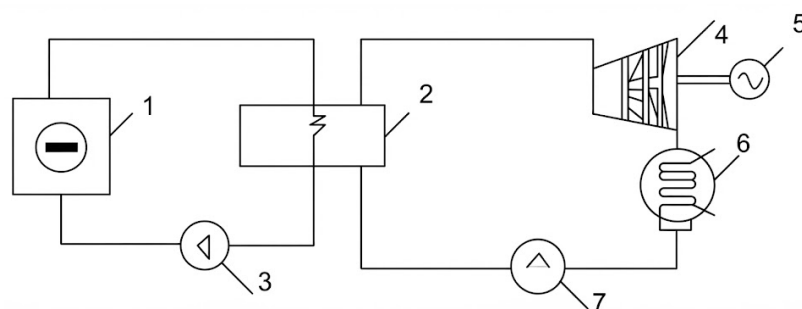


Рис.2.6 Теплова схема простішої двоконтурної атомної електростанції: 1 – ядерний реактор, 2 – теплообмінник - парогенератор, 3 – головний циркуляційний насос, 5 – електрогенератор, 6 – конденсатор, 7 – живильний насос.

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 парогенераторі 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 тепловій 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 2,6-1021 ядер; при розподілі всіх цих ядер виділяється енергія, що дорівнює 2000 кВт·г. 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.

2.4. 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. 2.7 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.

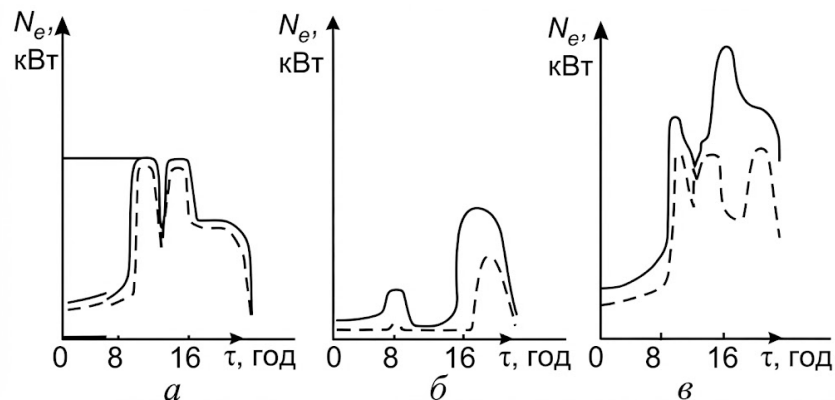


Рис. 2.7 - Добові графіки електричного навантаження:

а – 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. 2.8). 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

$$\mu_{\max} = \frac{E}{N_{e\max} \tau_p},$$

де E – загальна кількість виробленої електроенергії, кВт·год.; $N_{e\max}$ – максимальне навантаження, кВт; τ_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.

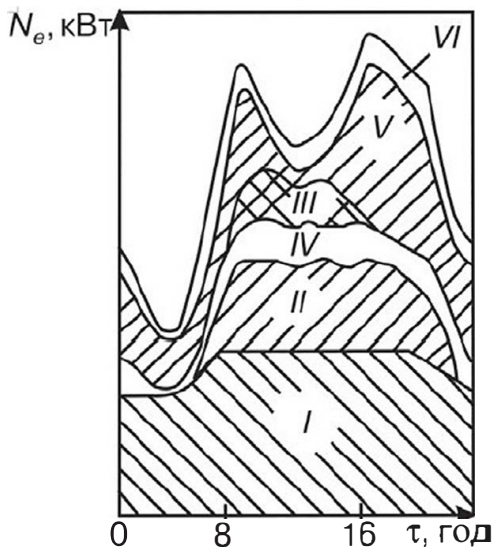


Рис. 2.8 - Повний добовий графік електричного навантаження: *I, II, III* – три-, дво- і однозмінні промислові підприємства відповідно; *IV* – електрифікований транспорт; *V* – освітлювально-побутове навантаження; *VI* – втрати і власні потреби станції

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.

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. 2.9 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. 2.9), називають базовими. Електростанції, які використовують тільки протягом частини

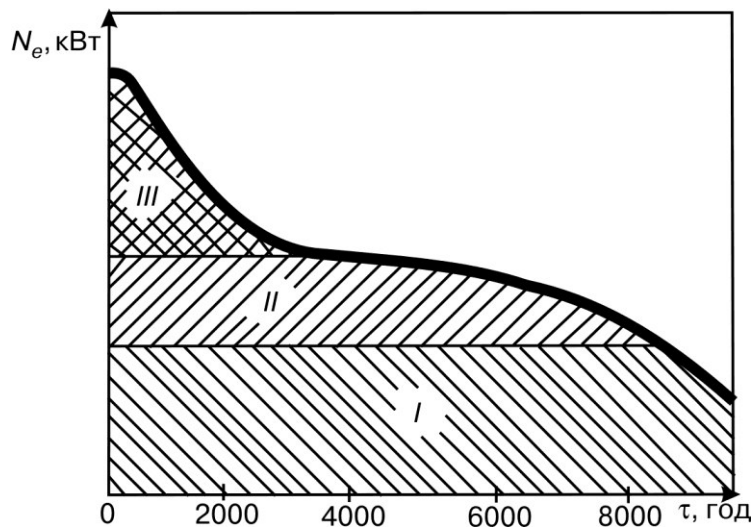


Рис. 2.9 - Графік річних електричних навантажень за тривалістю:
I – базове навантаження; *II* – проміжне навантаження; *III* – пікове навантаження

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 $\mu_{\text{в.в.п}}$, 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 $N_{\text{ев.п}}$:

$$\mu_{\text{в.в.п}} = \frac{E}{N_{\text{ев.п}} \tau_p},$$

де $\tau_p = 8760$ год. – кількість годин у році.

Робота електростанції характеризується також кількістю годин використання встановленої потужності за рік

$$\tau_{\text{в.в.п}} = \frac{E}{N_{\text{ев.п}}}.$$

Із залежностей (3.2) і (3.3) видно, що $\mu_{\text{в.в.п}}$ і $\tau_{\text{в.в.п}}$ зв'язані:

$$\mu_{\text{в.в.п}} = \frac{\tau_{\text{в.в.п}}}{\tau_p} = \frac{\tau_{\text{в.в.п}}}{8760}.$$

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 вахтового складу робітників і кількості резервного устаткування, визначенні потрібної встановленої потужності і резерву, кількості й одиничної 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 дренування 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. 3.10.

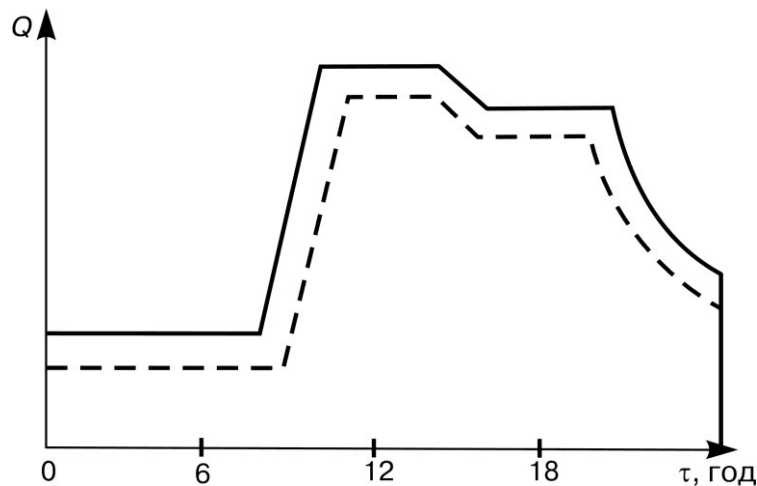


Рис. 2.10 - Графік добового теплового навантаження підприємств

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. 3.11 наведено річний графік опалювального навантаження, а на рис. 2.12 – сумарний річний графік теплового навантаження за тривалістю. Кількість годин використання максимуму цього навантаження визначають зі співвідношення:

$$\tau_{\max} = \frac{Q_p}{Q_{\max}},$$

де Q_p – загальна кількість теплоти, що відпускає ТЕЦ протягом року, ГДж/рік; $Q_{\max}$ – максимальне теплове навантаження, ГДж/год.

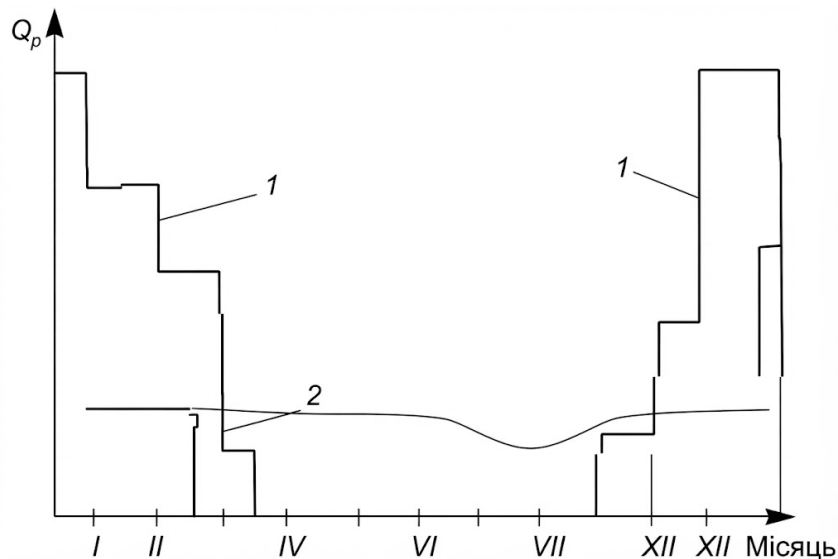


Рис. 2.11 - Річний графік опалювального навантаження:
1 – максимальні значення; 2 – мінімальні значення.

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.

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.

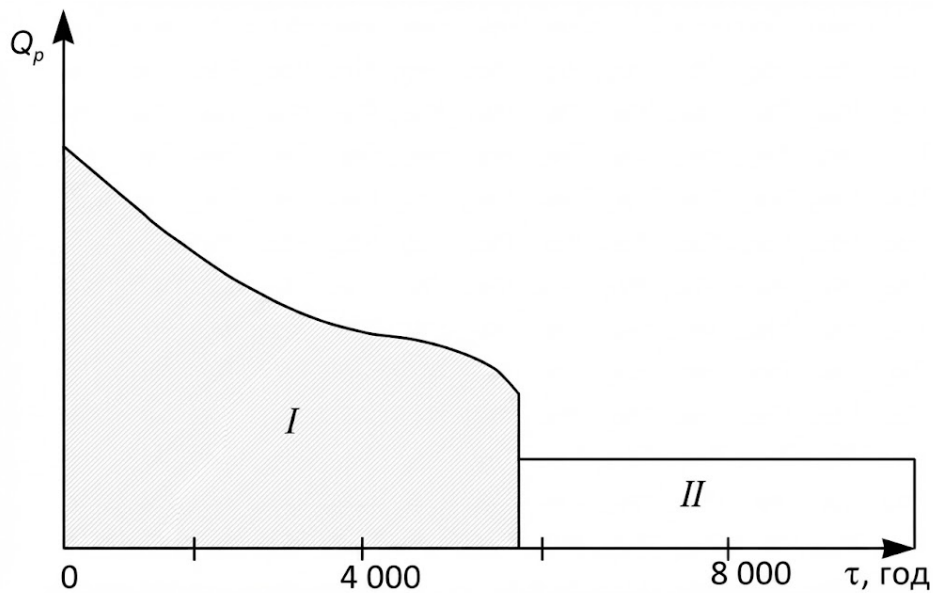


Рис. 2.12 - Сумарний річний графік теплового навантаження за тривалістю: *I* – опалювальний період; *II* – літній період

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.

3. Нетрадиційні та поновлювальні джерела енергії

3.1. Поновлювальні джерела енергії

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.

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 приходить 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

вуглеводневого палива 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, температурного градієнта великих товщ води), гідроенергія (великих та малих річок, що виступають як гідроакумулювальні 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.3.1) від загального виробництва (споживання).

Таблиця 3.1 - 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 ₂ 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.) – $Q_H^p = 41,86$ 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. 4.2.

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 поновлюваної енергії не менш 18 % загального споживання. Це, приблизно, стільки, скільки зараз людство одержує за рахунок викопного палива.

Таблиця 3.2 - 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.

3.2. Сонячна енергетика

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 кВт/м^2 . В залежності від місця, часу доби і погоди потоки сонячної енергії міняються від 3 до 30 МДж/м² 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 МДж/м² у день, то необхідну для однієї людини енергію можна одержати з 100 м² площі земної поверхні. При середній щільності населення в містах - 500 чоловік на 1 км², на одну людину приходить близько 2000 м² 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 δ** .

Коефіцієнт поглинання - відношення потоку випромінювання, що поглинається поверхнею тіла, до потоку випромінювання, який падає на цю поверхню в тому ж 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 *альбедо*.

Сонячні водопідігрівачі (геліоводопідігрівачі). 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 характеристиці деяких конструкцій сонячної нагрівальної системи:

- відкритий резервуар на поверхні землі (наприклад, басейн) - найпростіший можливий нагрівач води. Підвищення температури води обмежено високим коефіцієнтом віддзеркалення 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 віддзеркалення 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 теплоізолюваним 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 контейнері 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 зачерненій 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 вакуумованих 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.

Нагріту 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 необхідності 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 теплопостачання.

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°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 и 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 -n) (вентильний фотоефект); зміна електричної провідності (фотопровідність).

При освітленні границі розділу напівпровідників з різними типами провідності (р-n) 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^2 виробляють електричну потужність 1-1,5 Вт з кожного квадратного дециметра .

Типова структура сонячного елемента з р-ппереходом зображена на мал. 4.1 і включає до себе: 1 - шар напівпровідника (товщиною 0,2-1,0 мікрон) з n-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 - противідбивне 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.).

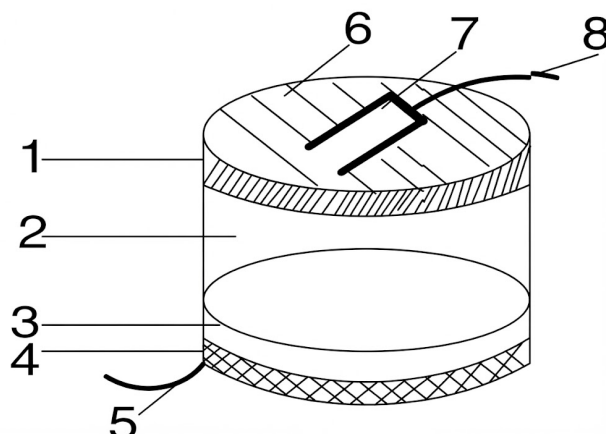


Рис.3.1 - Сонячний елемент

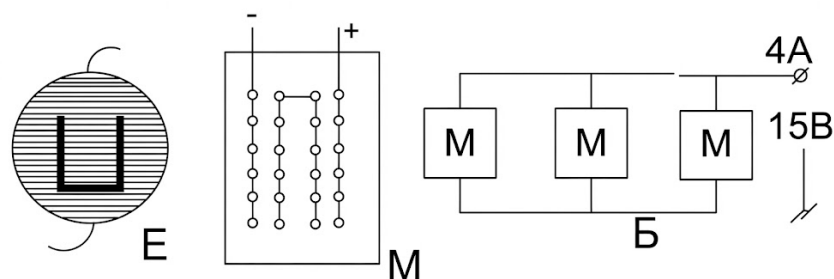


Рис. 3.2 - Е – сонячний елемент, М – сонячний модуль, Б – сонячна батарея.

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/м² 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 накопичення електрики, яка виробляється сонячною батареєю, дозволяє забезпечити безупинну роботу сонячної енергетичної установки.

3.3. 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 водною 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 різну пору року і протягом однієї доби. Тому наведеною 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 3.3 - 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 гілки дерев, гудять телефонні проводи, піняться гребні хвиль	Потужність у розрахунковому діапазоні близька до максимальної	Сприятливі для міцних малогабаритних установок
7	14-17	Міцний	Всі дерева розкачуються, з гребенів хвиль зривається піна	Максимальна потужність	Крайні допустимі
8	17-21	Дуже міцний	Ламаються гілки дерев, трудно йти против вітру, з хвиль зриваються клаптики піни	ВЕУ починають відключатися	Недопустимі
При швидкості вітру 21—34 м/с — шторм, понад 34 м/с — ураган.					

Таблиця 3.4 - Параметри вітроенергетичних установок різної проектної потужності при швидкості вітру 12 м/с

Клас ВЕУ	Розрахункова (проектна 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 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:

- площею S , тобто площею, що покривається його лопатями 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 лопастях 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 лопаті до швидкості вітру.

При швидкості вітру U та щільності повітря ρ 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 3.5 приведено характеристики вітру і показники ВЕУ, рекомендованих до впровадження.

Таблиця 3.5 -- 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

3.4. 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 водяними 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 навантажень) 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), ρ - щільність води (кг/м^3), g - прискорення сили ваги ($9,8 \text{ м/с}^2$). 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 водяні 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 великомасштабна електростанція Ранс потужністю 240 МВт (Бретань, Франція) і невелика, але принципово важлива, дослідна станція потужністю 400 кВт у Кислій Губі на узбережжі Баренцевого 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 температур 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.

3.5. 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 торфонакопичення завершувалися перекриттям торфовища опадами, що утворили породи покривлі. 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 піддавалися дії тиску порід, утворилась нафта. Таким чином, в остаточному підсумку біомаса і зв'язані з нею походженням копалини вуглецевого 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 хімічно зв'язується приблизно 10^{11} 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 утвориться 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 домашньому 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 страшне 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 сміттєпереробні 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 – близько 14 %.

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 виростання 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 згоряння 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. 4.3

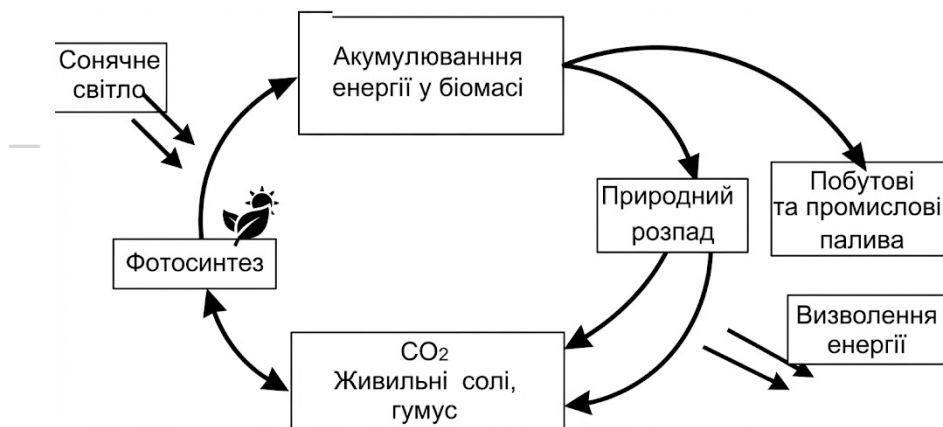


Рис. 3.3 - Схема планетарного кругообігу біомаси

Класифікація основних типів енергетичних процесів, пов'язаних з переробкою біомаси:

Термохімічні процеси.

- Пряме спалювання для отримання теплоти.

- Піроліз. Біомасу нагрівають або в умовах відсутності повітря або за рахунок згоряння деякої її частини при обмеженому доступі повітря чи кисню. Склад продуктів, що виходять при цьому, надзвичайно різноманітний: газ, рідина, олія, деревне вугілля. Зміна складу продуктів піролізу залежить від температурних умов, типу сировини, що вводиться в процес, способів ведення процесу. Якщо основним продуктом піролізу є паливний газ, то процес називається газифікацією, а установки для його одержання - газогенераторами. КПД піролізу визначається як відношення

теплоти згоряння похідного палива до теплоти згоряння вихідної біомаси і досягає рівня 80-90 %. Види палива, що одержується в результаті пиролізу, мають трохи меншу сумарну енергію згоряння в порівнянні з вихідною біомасою, але - більшу універсальність застосування: кращу керованість горіння; велику зручність в обертанні і транспортуванні, широкий діапазон можливих пристроїв-споживачів, менший вплив на навколишнє середовище при згорянні.

- Гідрогенізація. Здрібнену, що розклалася, або переварену біомасу, наприклад, гній, нагрівають в атмосфері водню до температури близько 600°C при тиску близько 5 МПа (50 атм). Одержувані при цьому пальні гази, переважно метан та етан, при спалюванні дають близько 6 МДж на 1 кг сухої сировини.

Біохімічні процеси.

- Анаеробна переробка. Під час відсутності кисню деякі мікроорганізми здатні одержувати енергію, безпосередньо переробляючи вуглеродоутримуючі складові. При цьому виробляється суміш вуглекислого газу CO_2 , метану CH_4 і побіжних газів, що називається біогазом.

- Одержання біогазу. Економічно виправдано, коли відповідний біогазогенератор переробляє існуючі потоки відходів, прикладами яких можуть служити стоки каналізаційних систем, тваринницьких ферм і т.п. Одержання біогазу, що можливо в установках самих різних масштабів, особливо ефективно на агропромислових комплексах, де доцільна реалізація повного екологічного циклу. У таких комплексах гній піддають анаеробному збродженню. Біогаз використовують для освітлення, приведення в дію машин і механізмів, електрогенераторів, для обігріву приміщень. Оброблені відходи використовуються як високоякісні добрива.

- Спиртова ферментація. Етиловий спирт - летуче рідке паливо, яке можна використовувати замість бензину. Він виробляється мікроорганізмами в процесі ферментації, в якості сировини звичайно використовують цукор.

Агрохімічні процеси.

- Екстракція палив. У деяких випадках рідкі чи тверді різновиди палив можуть бути отримані прямо від тварин чи рослин. Наприклад, сік живих рослин збирають, надрізав шкірку чи стебел стовбурів, зі свіжозрізаних рослин його видавлюють під пресом. Добре відомий подібний процес одержання каучуку.

3.6. Вторинні енергетичні ресурси

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. Рациональне використання ВЕР – один з найбільших резервів зниження паливно- 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 K) 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.

Теплоту середнього (373...622 K) і низького (323...423 K) 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. 3.4), 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 внутрішньо-циклових 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.3.4) 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.

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 скипання 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 скороченням 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, кондиціонування повітря та охолодження продукції в теплонасосних та холодильних (абсорбційних) установках.

Зона А

Використання енергетичних ресурсів у межах технологічного агрегату

Зона Б

Утилізація ВЕР

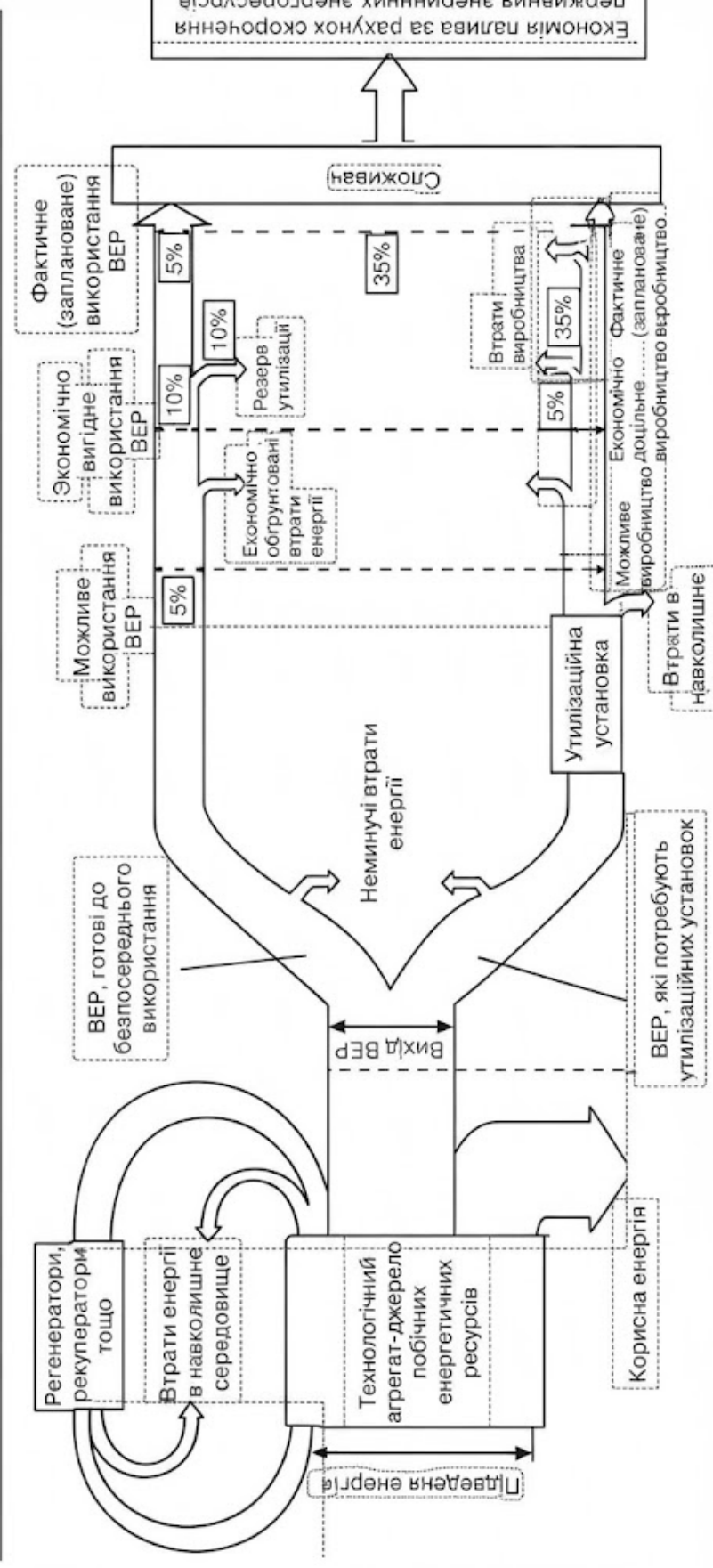


Рис. 3.4 - Принципова схема використання ВЕР

3.7. Ефективність використання ВЕР

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:

$$Q_x = Q_T \varepsilon,$$

де G – витрата енергоносія ВЕР в УУ; h_1 і h_2 – ентальпія енергоносія відповідно на вході і виході з УУ; β – коефіцієнт, що враховує невідповідність режиму і кількості годин роботи УУ та агрегату – джерела ВЕР; ξ – коефіцієнт втрат теплоти УУ в зовнішнє середовище; ε – холодильний коефіцієнт.

Можливу кількість електроенергії в утилізаційній турбіні за рахунок ВЕР у вигляді надлишкового тиску визначають за формулою

$$W = G \cdot \tau \cdot l \cdot \eta_{vi} \cdot \eta_m \cdot \eta_g,$$

де G – витрата енергоносія (рідини або газу, які мають надлишковий тиск); τ – кількість годин роботи агрегату – джерела ВЕР в розглядуваний період; l – робота ізоентропійного розширення енергоносія; η_{vi} – внутрішній відносний ККД турбіни; η_m – механічний ККД турбіни; η_g – 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

$$B_{б, yt} = C_{б, yt} + E_n K_{б, yt}.$$

Економічний ефект від використання ВЕР визначається різницею в річних зведених витратах за порівнюваними варіантами:

$$\Delta B = B_{\text{б.ут min}} - B_{\text{ут min}} = C_{\text{б.ут}} - C_{\text{ут}} - E_n(K_{\text{б.ут}} - K_{\text{ут}}).$$

Використання ВЕР економічно доцільне для позитивного значення різниці ($\Delta B > 0$).

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.
7. Класифікація вторинних енергетичних ресурсів.
8. Характеристика основних видів ВЕР.
9. Напрями використання ВЕР.
10. Енергетична та економічна ефективність використання ВЕР.

Розділ 4. Теплові електричні станції

4.1. 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.

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 котельна і теплосилова установка. За типом теплосилової установки (теплового 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.

4.2. Типові схеми ТЕС

За способом компоновки 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. 4.1. 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'єднаного 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).

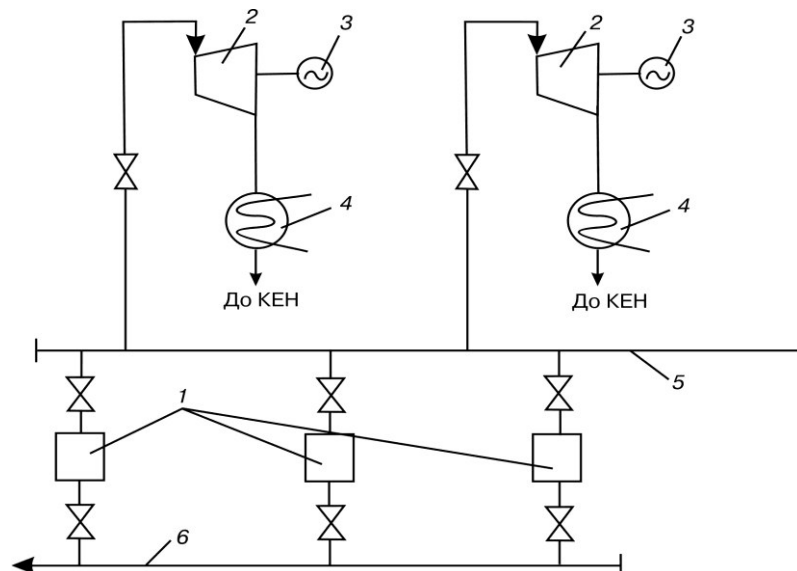


Рис. 4.1 - Принципова схема ТЕС з поперечними зв'язками: 1 – котел; 2 – турбіна; 3 – електричний генератор; 4 – конденсатор; 5 – головний паропровід; 6 – живильна магістраль; КЕН – конденсатний електричний насос

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. 4.2) і турбіну 2, надлишок пари, що є в котлі 1, треба скидати, мінуючи 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 редукційно-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.

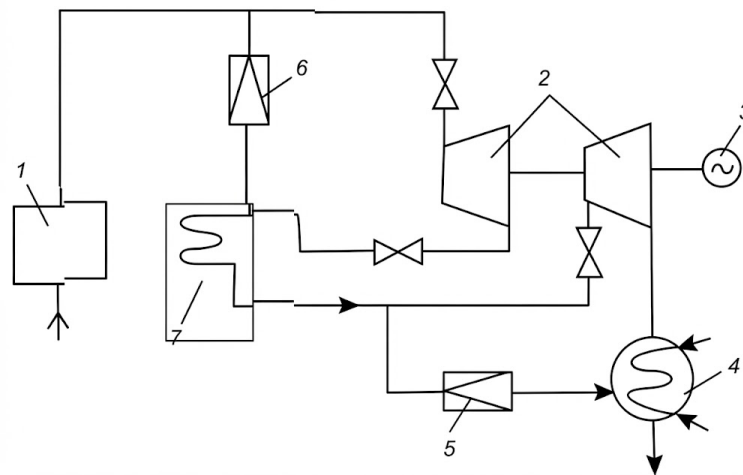


Рис. 4.2 - Двобайпасна схема енергоблоку ТЕС:

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, мінуючи 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. 4.3).

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, розширюючись 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. 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 гідрозоловиведення направляють на золовідвал. Роботу ТЕС контролюють з пульта керування 3. Підвищення потужності і параметрів (тиску, температури) робочого тіла можливе завдяки застосуванню проміжної перегрітої пари.

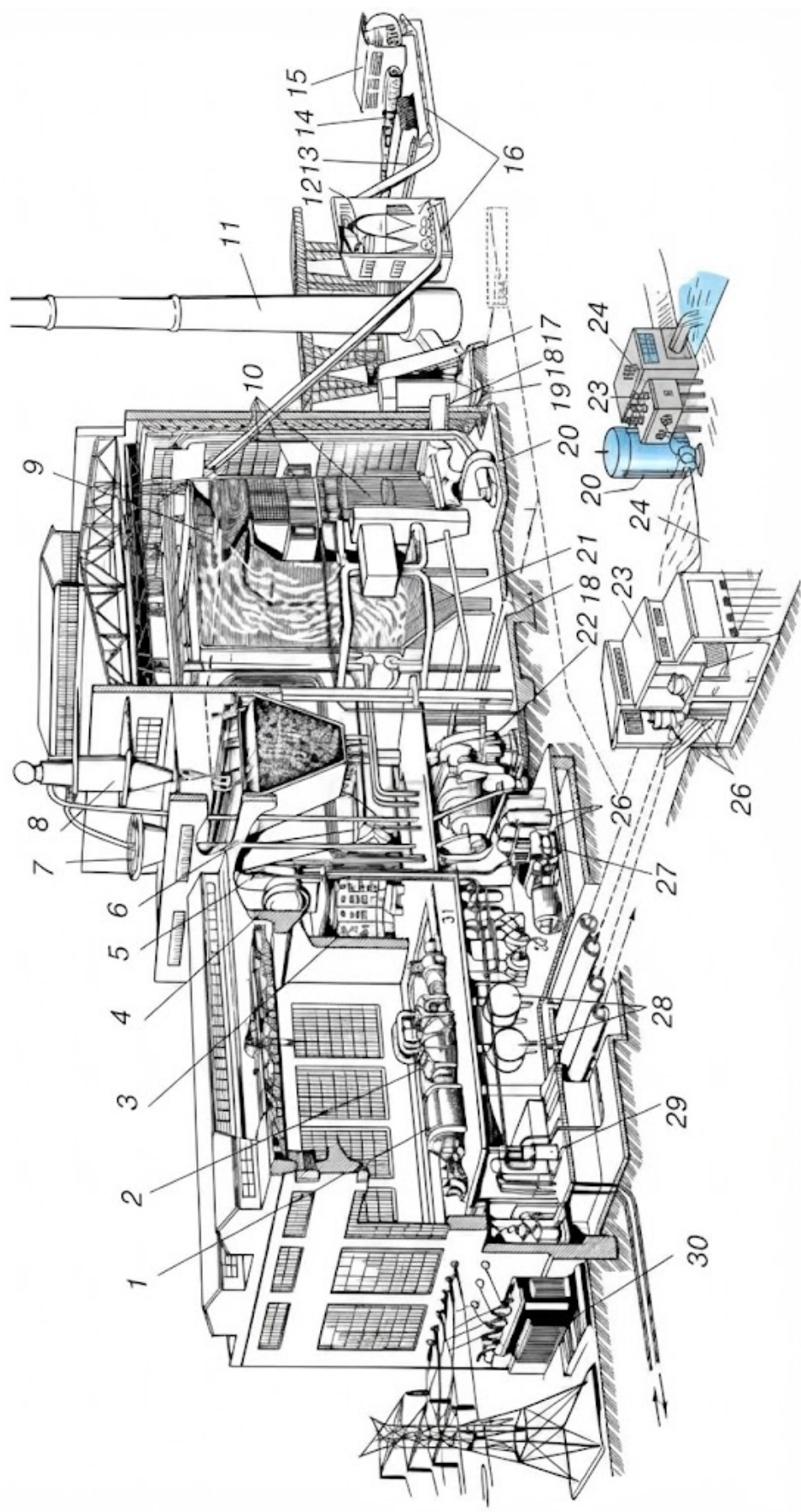


Рис. 4.3 - Теплова електрична станція:

1 – електричний генератор; 2 – парова турбіна; 3 – пульт керування; 4 і 5 – 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

4.3. 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. 4.4 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 електричним 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 бакаб, 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).

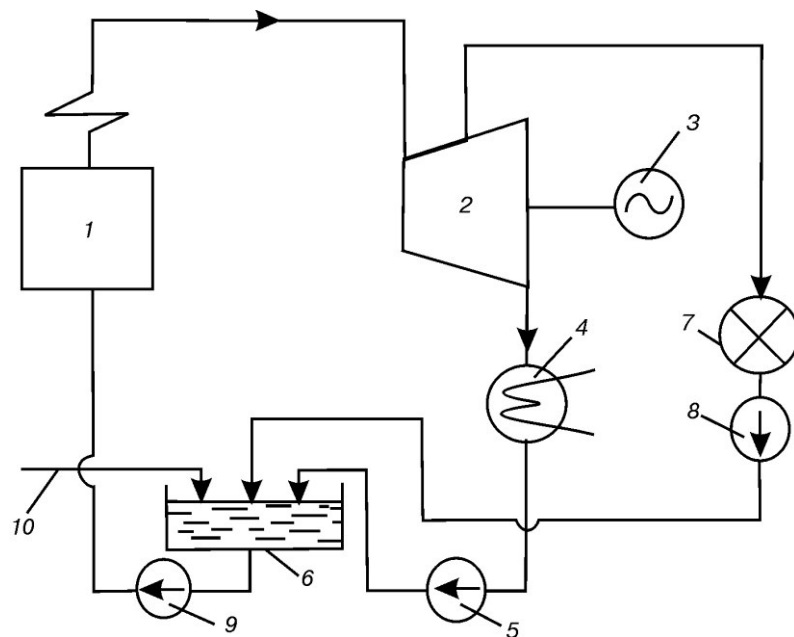


Рис. 4.4 - Теплова схема найпростішої теплоелектроцентралі: 1 – котел; 2 – турбіна; 3 – електрогенератор; 4 – конденсатор; 5 – КЕН; 6 – бак живильної води; 7 – споживач теплоти; 8 – мережевий насос; 9 – живильний насос; 10 – вода після хімічного водоочищення

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 теплотою 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 теплотою – 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 теплотою 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 °C);

- 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 теплопостачання – 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* теплопостачання 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 установки 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 неаерованої (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.

4.4. 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 теплова 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 *собівартість 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

$$\eta_{\text{КЕС}}^{\text{бр}} = \frac{E_{\text{вир}}}{BQ_{\text{н}}^{\text{р}}}$$

або

$$\eta_{\text{КЕС}}^{\text{н}} = \frac{E_{\text{від}}}{BQ_{\text{н}}^{\text{р}}},$$

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 $E_{\text{вир}} - E_{\text{від}} = E_{\text{в.п}}$ являє собою витрату електроенергії на власні потреби станції.

З виразів можна отримати співвідношення, щоб визначити витрати палива на вироблену $B_{\text{вир}}^e$ та відпущену $B_{\text{від}}^e$ 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:

$$b_{\text{вир}}^e = \frac{0,123}{\eta_{\text{КЕС}}^{\text{бр}}};$$

$$b_{\text{від}}^e = \frac{0,123}{\eta_{\text{КЕС}}^{\text{н}}}.$$

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.

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.

Розділ 5. Транспортування і споживання теплової та електричної енергії

5.1. Основні споживачі теплової енергії і системи теплопостачання

Основними споживачами теплової енергії є промислові підприємства і житлово-комунальне господарство. Для більшості виробничих споживачів потрібна теплова 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 слабо 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.

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 повітря 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 водорозбір", тобто гаряча вода з мережі, яка її подає, розбирається споживачами для господарських, санітарно-гігієнічних нестатків. При повному використанні гарячої води може бути застосована однострубна 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 залежністю - $H = \frac{P}{\rho g}$, де H — напір, м; P — тиск, Па; ρ — щільність теплоносія, кг/м³; g — прискорення вільного падіння, м /с².

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°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.

5.2 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 досить 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 підземної - у 3-5 разів у порівнянні з неізольованими 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, обв'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 чохлів, оболонок, сіток із заповненням порошкоподібними сипучими і волокнистими матеріалами.

Для набивання застосовується мінеральна вата, пінобетонна крихта й інше. Лита 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 матеріалу, Вт/мК; α_2 - коефіцієнт тепловіддачі від поверхні ізоляції до навколишнього середовища, Вт/м²К.

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, багатоколійних залізничних колій. При підземній прокладці трубопроводи 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 незпеченого порошку.

Литі безканальні трубопроводи - трубопроводи, попередньо покриті захисним антикорозійним шаром (асфальтовою мастикою), монтуються в траншеї і заливаються рідкою пінобетонною масою. Після затвердіння

засипаються ґрунтом. Максимальний діаметр трубопроводу при безканальній прокладці не перевищує 800-900 мм.

У канальних трубопроводах канали споруджують зі збірних залізобетонних елементів. *Основна перевага прохідних каналів* полягає в можливості доступу до трубопроводу, його ревізії і ремонту без розкриття ґрунту. Прохідні 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 - шар лупи з мінеральної вати, армовані сталеві 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.

5.3. 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, сигналізації, захисту 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 системоутворюючій 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 невеликі 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, сталюалюмінієві, а також зі сплавів алюмінію. Силкові кабелі складаються з однієї чи декількох струмопровідних жил, відділених одна від одної і від землі ізоляцією. Струмопровідні жили - з алюмінію однодротові (перерізом до 16 мм^2) чи багатодотові. 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 покрити. 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.

Розділ 6. Керування системами енергопостачання та енергоспоживання

6.1 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 поведінку 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, тепла 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 однорідних 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.

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, економікою, 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. 6.1, а).

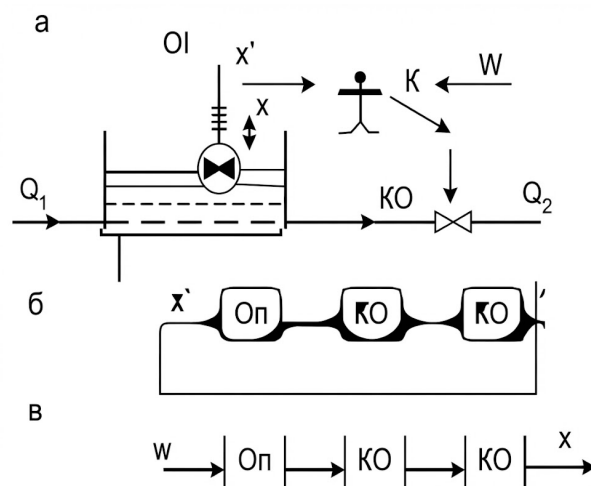


Рис.6.1 - Схема керування об'єктом

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).

Послідовність операцій, виконуваних оператором у процесі керування, може мати два варіанти:

а) сприйняття зміни керованої величини, порівняння поточного її значення з заданим (нормованим), ухвалення рішення й оперативна дія;

б) сприйняття команди, оперативна дія.

Ці варіанти мають принципове розходження. У першому випадку передача сигналів відбувається по замкнутому контурі (рис. 6.1,б).

Випадкова зміна витрати рідини ΔQ викликає відповідну зміну її рівня Δx , оператор змінює положення засувки Δu , яка приводить до зміни витрати ΔQ 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.6.1, 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 формування керуючого впливу (фізичного навантаження), а на останній стадії цілком виключає свою участь у процесі керування.

6.2. Автоматичне керування

У багатьох галузях народного господарства навантаження на людину в процесі керування досягло таких меж, що знадобилася передача ряду його функцій автоматам 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 вискоефективні 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.

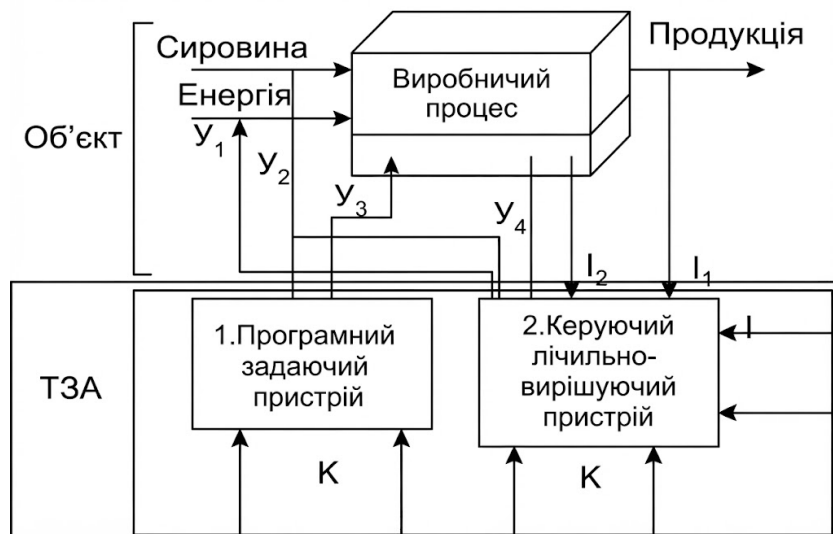


Рис.6.2 - Узагальнена структурна модель автоматизації

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.6.2 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. 6.3 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);
- регулювальний 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.

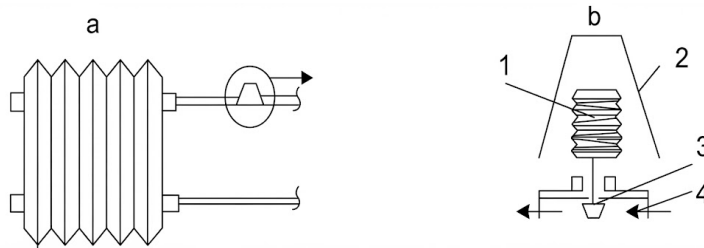


Рис.6.3 - Схема автоматичного термостата

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.

6.3. 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. 6.4, а і 6.4, 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 термобалону (жезла) 3, капіляра 2, манометричного перетворювача 1 - трубчастій пружини, сифону і т.п. (рис. 6.5). У залежності від властивостей заповнювача ці термометри розділяються на газові (азот), конденсаційні чи парорідинні (ацетон, хладон-22, хлорметил) і рідинні (метанксилол, 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 .

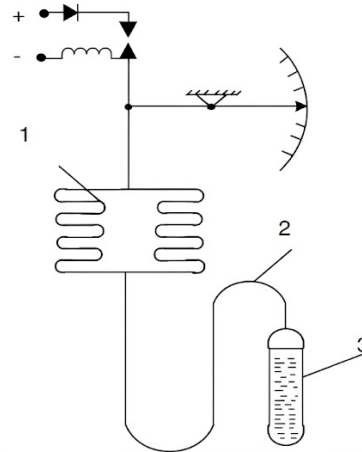
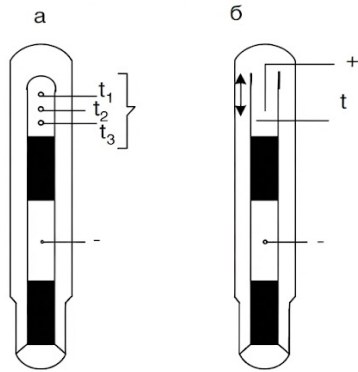


Рис.6.4 - Рідинні термометри

Рис.6.5 - 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, хромомолибден. Їх коефіцієнти лінійного розширення відрізняються приблизно в 20 разів. Шари термобиметалевої тонколистової двошарової стрічки з'єднуються контактним зварюванням. Зі стрічки роблять пластини (рис.6.6,а), плоскі і просторові спіралі (рис.6.6, б), які при збільшенні температури деформуються або загинаються, закручуються убік матеріалу з меншим коефіцієнтом лінійного розширення α .

Дилатометричні термометри являють собою термосистему - стрижень (пасивний матеріал) і трубку (активний) з подовжнім лінійним переміщенням відносно один одного (рис.6.6,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, термостатуючи один зі спаїв, наприклад при $T_0 = \text{const.}$ Термостатуючий 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.

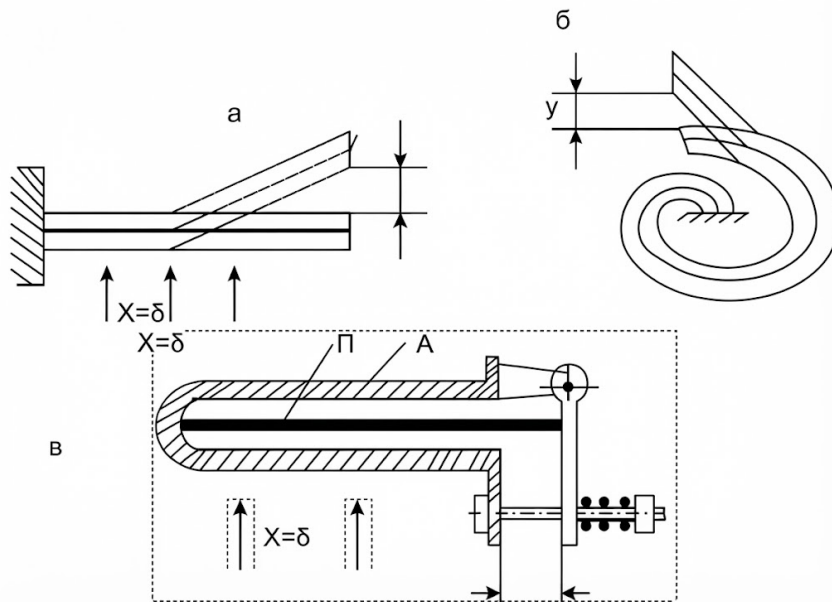


Рис.6.6 - Біметалічні та дилатометричні датчики температур

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 термопары 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.

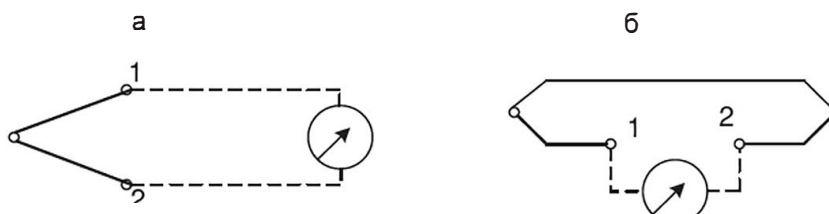


Рис.6.7- Схема приєднання термоелектричного прибору

У терморезисторах (термометрах опору) використовується відоме явище зміни електричного опору провідника чи напівпровідника зі зміною температури. При цьому характер зміни опору в дротових 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; α, b, α - постійні, °C⁻¹. 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_2 , Cu^2O_3 , Fe_2O^3 , NiO , VO_2 , 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-діркова провідність залежить від температури. Конструктивно дротові терморезистори являють собою біфілярне (подвійне) намотування відповідного дроту на каркас - ізолятор різних поперечних перерізів (круглих, плоских, Х - образних), які поміщають у захисний трубчастий 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.

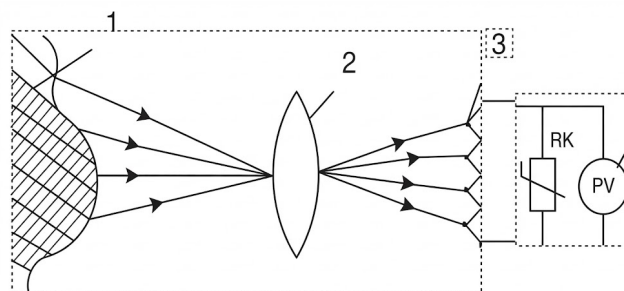


Рис.6.8 - Схема радіаційного пірометра

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. 6.8 показана схема радіаційного пірометра. Променистий потік від тіла через об'єктив 2 фокусується на термопарі 3, з пелюсткових термопар, що працює в комплекті з мілівольтметром 4, градуйованим по температурі. Для визначення сумарного ефекту впливу температури повітря і

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 показника 3 і зв'язаного з ним перетворювача 2 буде мінятися, формуючи сигнал про зміну вологості (рис.6.9). Останнім часом замість волосяних почали застосовуватися вологочутливі елементи з пластику у виді ниток, мембран, смуг.

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 автоматичі застосовуються сильфони - гармоникові мембрани, що мають велику здатність до деформування. Трубочасті 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'єзоефект у кристалах сегнетової солі, кварцу і тензоефект, коли тензоелементи наклеюють, наприклад, на мембрану чи сильфон.

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, постачений інтегратором для підсумовування показань за будь-який проміжок часу, називають лічильником.

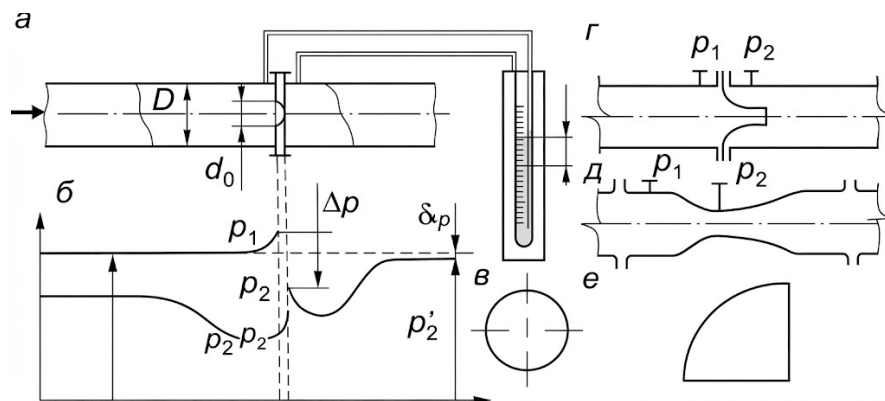


Рис.6.10 - Схема дросельного датчику виміру витрати рідини

Для виміру витрати рідини при її плинні по трубопроводах постійного 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. 6.10, а). У звуженому перетині відбувається збільшення швидкості і падіння статичного тиску потоку. По обмірюваному дифманометром перепаду тиску Δp визначають швидкість рідини і її витрата (рис. 6.10, б). В якості інших пристроїв використовуються сегментні діафрагми (рис. 6.10, в), сопла (рис. 6.10, г), труби Вентури і Фостера (рис. 6.10, д та е).

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 електровимірювальну 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 колісми - 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 ксенону 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 теплोलічильника (рис.6.11) складається з електромагнітного (індукційного) витратоміра (ІВ), платинових терморезисторів - датчиків температури прямого і зворотного потоків і автоматичного обчислювального приладу (АОП). Трубопровід розташований між полюсами електромагніта М, під дією якого іони рідини віддають заряди вимірювальним електродам Е, створюючи струм, пропорційний витраті V. Вимірювальний блок (ВБ) трансформує сигнал про витрату і передає на АОП, куди також надходять сигнали від терморезисторів RK1 і RK2. АОП робить рахункові операції з виходом на прилад, що реєструє (РП) і АСУ.

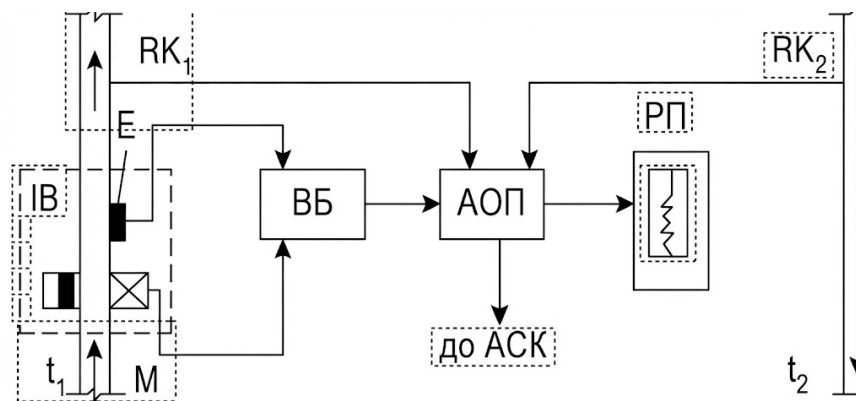


Рис. 6.11 - Вимірювальна система теплोलічильника

Індивідуальні тепломіри, які широко розповсюджені в ряді європейських країн, оцінюють витрату теплоти індивідуальними споживачами, наприклад радіаторами центрального опалення.

6.4. Схеми автоматизації

1. На схемі (рис. 6.12) 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_n , теплоносія t_t 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.

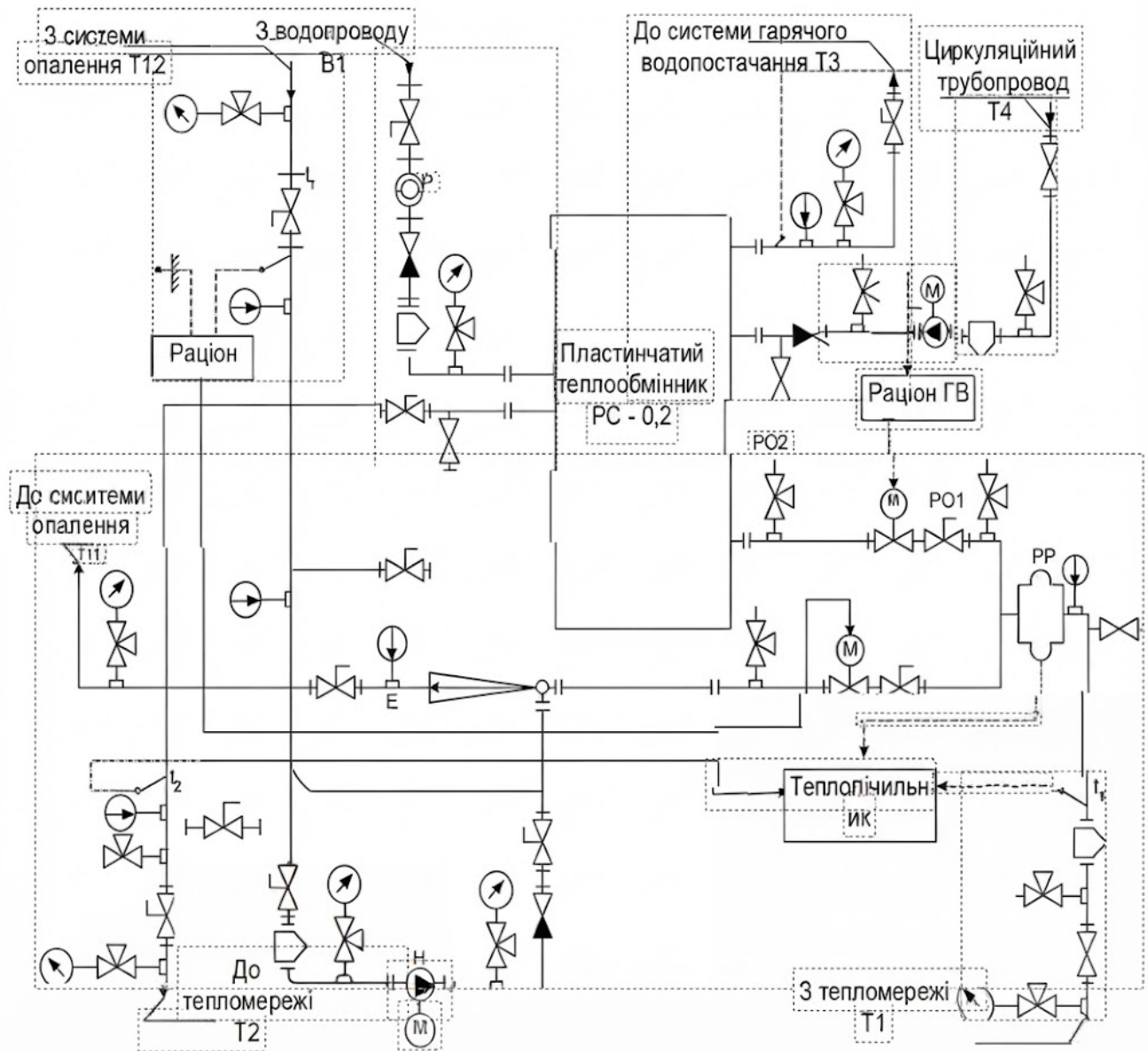


Рис.6.12 - Блочний тепловий пункт

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. 6.13 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 $105\ldots 80^{\circ}\text{C}$, регулятор температури цієї підсистеми 2 з регулювальним клапаном і датчиками температури зовнішнього повітря TE1, внутрішнього повітря TE2 і теплоносії TE3. Підсистема південного (західного) фасаду 4 з параметрами теплоносія $105\ldots 70^{\circ}\text{C}$ має регулятор температури цієї підсистеми 5 з регулювальним клапаном і датчиками температури зовнішнього повітря TE4, внутрішнього повітря TE5 і теплоносії TE6. Циркуляційний насос є загальним для обох підсистем.

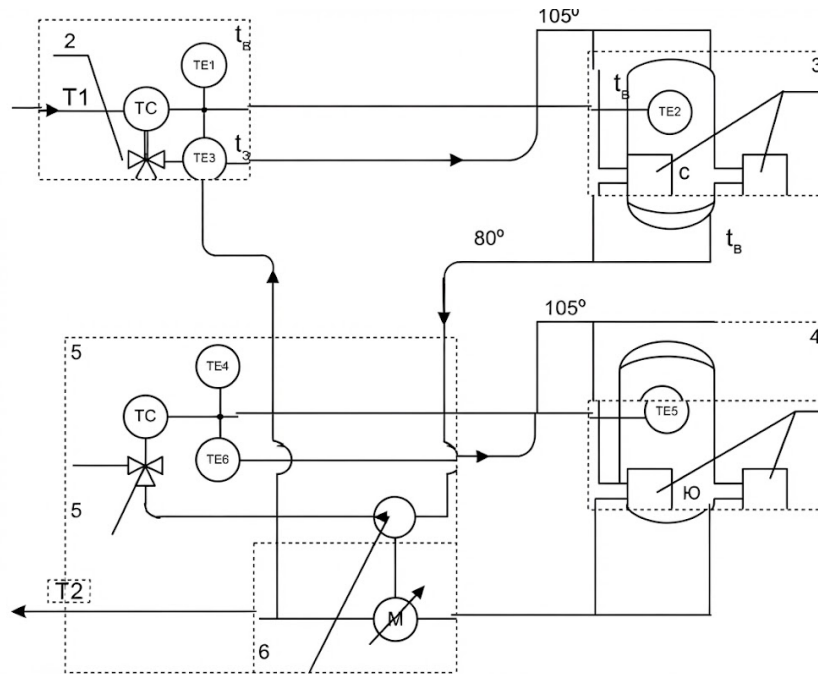


Рис.6.13 - Схема енергоресурсозберігаючої пофасадної системи центрального опалення.

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. Підбір 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 програмуючим 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

Розділ 7. Заходи з підвищення енергоефективності

7.1. Консалтингові схеми в енергетиці

Паливно-енергетичні кризи, яких зазнали країни Західної Європи на початку 70-х років XX 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 вдалим 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. залишалося 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 порівняльності (при однакових обсягах, складі і якості продукції і т.п.).

Ефективність використання енергії в установці можна характеризувати коефіцієнтом корисної дії , який визначається за формулою $\eta = E_{\text{кв}} / E_{\text{п}}$,

де $E_{\text{кв}}$ - кількість корисна використаної енергії, $E_{\text{п}}$ - 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.

7.2. 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 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.

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 електроприводами) і вміти аналізувати доцільність використання того чи того енергоресурсу для забезпечення технологічних процесів на підприємстві.



Рис. 7.1 - Схема проведення енергетичного аудиту

7.3. 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 оподатковування, 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. 7.2). Такі системи енергетичного аудиту та енергетичного менеджменту працюють на більшості підприємств, які випускають конкурентоспроможну продукцію в країнах Європейського союзу.

У процесі впровадження енергетичного менеджменту (рис.10.2) 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.

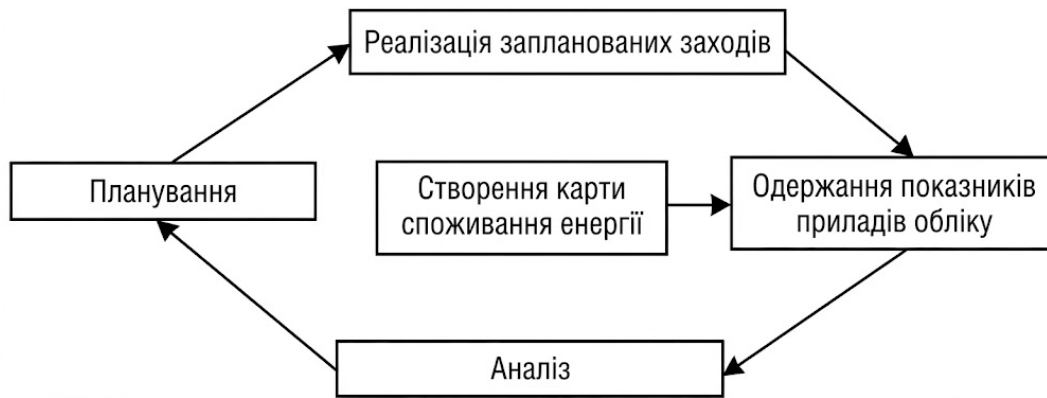


Рис.7.2 - Циклічність енергетичного менеджменту

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 кондиціювання 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. 7.3): власне технічна система (турбіна, котел, компресор тощо); система передачі (транспорту) енергії або робочого тіла (мережі) і сама енергія (робоче тіло, навантаження).

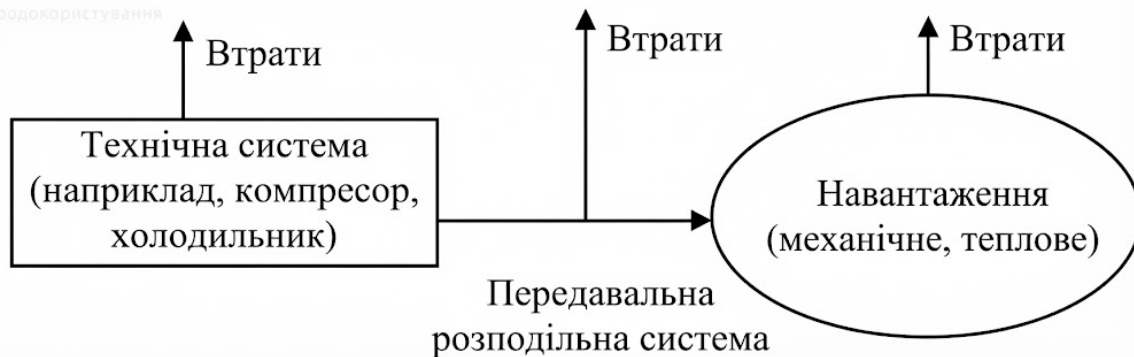


Рис. 7.3 - Елементи виробничої системи енергоспоживання

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 криються 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;
- позавиробничі 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 кВт год. 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 кВт г 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.