

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Київський національний університет будівництва і архітектури

ПАРОВІ ТА ГАЗОВІ ТУРБІНИ

Конспект лекцій

*для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
спеціальності 144 «Теплоенергетика» освітньої програми
«Енергетичний менеджмент. Енергоефективні муніципальні
та промислові технології»*

Київ 2025

УДК 621.311

П18

Автори: О.Г. Погосов, канд. техн. наук, доцент,
П.О. Пасічник, канд. техн. наук, доцент,
П.М. Гламаздін, доцент,
Є.О. Кулінко, асистент,
Н.О. Коваленко, асистент

Рецензент Н.В. Чепурна, канд. техн. наук, доцент

*Затверджено на засіданні кафедри теплотехніки, протокол
№ 11 від 11 червня 2025 року.*

В авторській редакції

Парові та газові турбіни [Електронний ресурс]: конспект лекцій /
П18 О.Г. Погосов та ін. – Київ: КНУБА, 2025. – 194 с.

Розглянуто роль та місце парових та газових турбін в енергетичній галузі.

Призначено для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти спеціальності 144 «Теплоенергетика» освітньої програми «Енергетичний менеджмент. Енергоефективні муніципальні та промислові технології».

УДК 621.311

© О.Г. Погосов, П.О. Пасічник, П.М. Гламаздін,
Є.О. Кулінко, Н.О. Коваленко, 2025
©КНУБА, 2025

ЗМІСТ

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ	6
СКОРОЧЕННЯ ТА ПОЗНАЧЕННЯ	10
ВСТУП	11
ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ	13
РОЗДІЛ 1. ШЛЯХИ РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ В КОНТЕКСТІ МІЖНАРОДНОГО СПІВРОБІТНИЦТВА ТА КОМПЛЕКСНИХ ОБ'ЄДНАНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ	14
Лекція 1	14
Тема 1. Енергетична стратегія України	14
Тема 2. Об'єднана енергосистема України. Історія та сучасний стан	15
Лекція 2	21
Тема 1. Інтеграція у європейську електромережу ENTSO-E	21
Лекція 3	23
Тема 1. Перспективи використання водню, як системи утилізації позабалансного вироблення електричної енергії, в газопостачальному секторі України	23
Тема 2. Перспективи використання гравітаційних акумуляторів	25
РОЗДІЛ 2. СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ В УКРАЇНІ	27
Лекція 4	27
Тема 1. Комплексні баланси в ОЕСУ джерел електричної генерації. Сукупний показник ефективності галузі	27
Тема 2. Баланси виробництва електричної енергії України та деяких країн Європи, Північної Америки та Азії	31
Лекція 5	58
Тема 1. Атомна генерація та можливі шляхи модернізації в контексті енерговузлів	58
Тема 2. Теплові електростанції України та перспективний шлях розвитку	59
Тема 3. Технічний стан енергоблоків, що знаходяться в експлуатації в Україні [24]	61
Тема 4. Граничне значення питомої витрати умовного палива на відпуск електричної енергії [24]	71
Лекція 6	77
Тема 1. Гідроенергетика. Гідротурбіни. Гідроакумуляційні електростанції. Малі ГЕС	77

Тема 2. Сонячні електростанції. Концентричні сонячні електростанції та ОЦР. Класифікація та перспективи розвитку	84
Тема 3. Вітрові електростанції. Турбіни вітрових електростанцій.....	93
РОЗДІЛ 3. ПАРОВІ ТУРБІНИ ТА ЇХ РОЛЬ В ПАРОСИЛОВИХ ЦИКЛАХ.....	102
Лекція 7	102
Тема 1. Паросилові цикли. Цикл Ренкіна	102
Тема 2. Вплив початкових та кінцевих параметрів робочого тіла на енергетичні показники установки. Систематизація коефіцієнтів корисної дії паросилових установок.....	103
Тема 3. Цикл паросилової установки з проміжним перегрівом пари	107
Тема 4. Регенерація в циклі паросилової установки.....	108
Лекція 8	110
Тема 1. Класифікація парових турбін та сфери застосування	110
Тема 2. Шляхи удосконалення конструкцій парових турбін у світі.....	111
Тема 3. Огляд сучасних виробників парових турбін	115
РОЗДІЛ 4. ПАРОГАЗОВІ ТА ГАЗОТУРБІННІ УСТАНОВКИ	119
Лекція 9	120
Тема 1. Класифікація ГПУ та ПГУ в розрізі бінарних та монарних установок	120
Тема 2. Парогазові установки з низьконапірним парогенератором (НПГ)	123
Тема 3. Парогазові установки з високонапірним парогенератором (ВПГ)	125
Лекція 10	127
Тема 1. Парогазові установки з котлом-утилізатором	127
Тема 2. Парогазові установки на твердому паливі	134
Тема 3. Сучасний стан та перспективи розвитку комбінованих енергоустановок	137
РОЗДІЛ 5. ЕНЕРГОГЕНЕРУЮЧІ ПРОЦЕСИ.....	139
Лекція 11	139
Тема 1. Паросиловий цикл ТЕС	139
Тема 2. Паросиловий цикл АЕС.....	143
Тема 3. Теплофікаційний цикл ТЕЦ	145
Лекція 12	145
Тема 1. Цикли газотурбінної установки	145
Тема 2. Цикл когенераційної установки з ДВС.....	147
Тема 3. Органічний цикл Ренкіна.....	147

Лекція 13	158
Тема 1. Комбіновані системи енергопостачання промислових підприємств	158
Тема 2. Термодинамічний аналіз роботи систем паропостачання промислових підприємств із застосуванням турбін малої потужності.	166
Додаток А. Баланси генерації та споживання електричної енергії в Україні в 2019-2020 роках	177
Додаток Б. Динаміка зміни питомих витрат умовного палива на відпущену електричну енергію [24]	187
Список літератури	172

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

У цьому конспекті лекцій вжито терміни, наведені в Законі України «Про ринок електричної енергії» [1], Законі України «Про використання ядерної енергії та радіаційну безпеку» [2].

Нижче подано терміни, додатково вжиті в цьому стандарті та деякі базові терміни особливої важливості, та визначення позначених ними понять.

Органічний цикл Ренкіна

Технологія, яка дозволяє отримувати тепло від нетрадиційних робочих середовищ за принципом класичного циклу Ренкіна при температурі, значно нижчій, ніж у випадку звичайного робочого середовища (як правило води).

Мінігідроелектростанція

Електрична станція, що виробляє електричну енергію за рахунок використання гідроенергії, встановлена потужність якої становить більше 200 кВт, але не перевищує 1 МВт [1].

Мікрогідроелектростанція

Електрична станція, що виробляє електричну енергію за рахунок використання гідроенергії, встановлена потужність якої не перевищує 200 кВт [1].

Мала гідроелектростанція

Електрична станція, що виробляє електричну енергію за рахунок використання гідроенергії, встановлена потужність якої становить більше 1 МВт, але не перевищує 10 МВт [1].

Відновлювані джерела енергії

Відновлювані невикопні джерела енергії, а саме енергія сонячна, вітрова, аеротермальна, геотермальна, гідротермальна, енергія хвиль та припливів, гідроенергія, енергія біомаси, газу з органічних відходів, газу каналізаційно-очисних станцій, біогазів [1].

Вітрова електростанція

Група вітрових електричних установок або окрема вітрова електроустановка, устаткування і споруди, розташовані на певній території, які функціонально пов'язані між собою і становлять єдиний комплекс, призначений для виробництва електричної енергії шляхом перетворення кінетичної енергії вітру в електричну енергію [1].

Вітрова електроустановка

Електрична установка, що перетворює кінетичну енергію вітрового потоку в електричну енергію [1].

Сонячна електростанція

Електрична установка, що перетворює енергію сонячного випромінювання в електричну енергію шляхом використання фотоелектричного ефекту або перетворенням теплової енергії сонячного випромінювання для генерації газової фази (як правило низькотемпературної в ОЦР) різноманітних речовин з наступним розширенням такої речовини в турбінах.

Балансуючий ринок електричної енергії (далі - балансуючий ринок)

Ринок, організований оператором системи передачі електричної енергії з метою забезпечення достатніх обсягів електричної потужності та енергії, необхідних для балансування в реальному часі обсягів виробництва та імпорту електричної енергії і споживання та експорту електричної енергії, врегулювання системних обмежень в об'єднаній енергетичній системі України, а також фінансового врегулювання небалансів електричної енергії [1].

Електрична мережа

Сукупність електроустановок для передачі та/або розподілу електричної енергії [1].

Електроенергетика

Галузь економіки України, що забезпечує споживачів електричною енергією.

Електроенергетичне підприємство

Суб'єкт господарювання, який здійснює одну з таких функцій: виробництво, передачу, розподіл, постачання електричної енергії споживачу, зберігання енергії або трейдерську діяльність [1].

Електростанція

Електроустановка або група електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії або комбінованого виробництва електричної та теплової енергії [1].

Розподіл електричної енергії (далі - розподіл)

Транспортування електричної енергії від електроустановок виробників електричної енергії або електроустановок оператора системи передачі мережами оператора системи розподілу, крім постачання електричної енергії [1].

Об'єднана енергетична система України (далі – ОЕСУ)

Сукупність електростанцій, електричних мереж, інших об'єктів електроенергетики, що об'єднані спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної енергії при централізованому управлінні цим режимом [1].

Зберігання енергії

Діяльність, пов'язана з відбором електричної енергії з метою відкладення її кінцевого використання на момент пізніший, ніж коли вона була вироблена, її перетворенням в інший вид енергії, в якому вона може зберігатися, зберіганням та подальшим перетворенням такої енергії в електричну енергію з метою її відпуску в систему передачі, систему розподілу, мережу електростанції або мережу споживача [1].

Ядерні установки

Об'єкти, включаючи пов'язані з ними будівлі та устаткування, на яких здійснюються виробництво, переробка, використання, обробка, зберігання чи захоронення ядерного матеріалу. До ядерних установок належать: об'єкти з виробництва ядерного палива, ядерні підкритичні установки, дослідницькі ядерні реактори (у тому числі критичні та підкритичні збірки); атомні електростанції (далі АЕС); підприємства і установки із збагачення та перероблення ядерного палива, а також сховища відпрацьованого ядерного палива [2].

Теплова електростанція (далі ТЕС)

Електростанція, в якій первинна енергія (хімічна) палива перетворюється в теплову енергію пари, яка в подальшому в процесі розширення перетворюється на механічну енергію обертання валу генератору з наступної генерацією пріоритетного виду енергії – електричної, при цьому вихідна пара охолоджується як правило без корисного використання (окрім агломерації станції).

Теплоелектроцентрально (далі ТЕЦ)

Електростанція, в якій первинна енергія (хімічна) палива перетворюється в теплову енергію пари, яка в подальшому в процесі розширення перетворюється на механічну енергію обертання валу генератору, при цьому вихідна пара охолоджується мережевою водою теплових мереж з генерацією пріоритетного виду енергії – теплової.

Парова турбіна

Тепловий двигун безперервної дії, в направляючому та лопатковому апаратах якого потенційна енергія водяної пари перетворюється в кінетичну, яка в свою чергу здійснює механічну роботу на валу.

Турбіна парова протитискова

Парова турбіна, в якій розширення пари здійснюється в межах вхідного і вихідного тиску, останній при цьому відповідає значенням тиску, який необхідний технологічному споживачу (як правило стан пари такого споживача є сухим насиченим, рідше перегрітим).

Турбіна парова конденсаційна

Парова турбіна, в якій робочий цикл закінчується конденсацією пари в останніх ступенях самої турбіни.

Турбіна з теплофікаційним відбором

Парова турбіна, в якій з проміжних ступіней здійснюється регульований відбір пара, який в свою чергу використовується для постачання споживачів тепловою енергією.

Турбіна з технологічним відбором

Парова турбіна, в якій з проміжних ступіней здійснюється регульований відбір пара, який в свою чергу використовується для постачання парою технологічних споживачів.

Парогазова установка

Частина електрогенеруючої станції (ТЕС, ТЕЦ), що служить для виробництва електроенергії та містить два принципово різних типи генерації: паросилової та газотурбінної.

Газотурбінна установка

Енергетична установка, до складу якої входить газова турбіна з допоміжними системами, що має служити приводом для електричного генератора. В залежності від виду газотурбінної установки до її складу може включатися теплообмінний апарат або котел-утилізатор для постачання теплової енергії споживачам.

Турбопривід

система приведення в дію насосного та/або тягодуттєвого обладнання, яка базується на створенні обертання необхідного валу шляхом передачі крутного моменту цепними або ремінними передачами.

Електропривід

система приведення в дію насосного та/або тягодуттєвого обладнання, яка базується на створенні обертання необхідного валу шляхом передачі крутного моменту електродвигуном.

СКОРОЧЕННЯ ТА ПОЗНАЧЕННЯ

У цьому конспекті лекцій вжито такі позначки та скорочення:

- ОЕС – об'єднана енергетична система
- ОЕСУ – об'єднана енергетична система України
- ОРЕ – оптовий ринок електроенергії
- РЕВ – рада економічної взаємодопомоги
- КРЕС – житловий масив розташований у центральній-західній частині Покровського району м. Кривий Ріг
- ВЕС – вітрова електростанція
- ГЕС – гідроелектростанція
- СЕС – сонячна електростанція
- ГАЕС – гідроаккумуляційна електростанція
- АЕС – атомна електростанція
- ВВЕР – водо-водяний енергетичний реактор
- РВПК – реактор великої потужності канальний
- ПЕР – первинні енергоресурси
- ВЕР – вторинні енергоресурси
- ТЕЦ – теплоелектроцентраль
- ТЕС – теплова електростанція
- ПГУ – парогазові установки
- ГТУ – газотурбінні установки
- ОЦР – органічний цикл Ренкіна
- ООЦР – основний органічний цикл Ренкіна
- РОЦР – регенеративний органічний цикл Ренкіна
- ВЕР ДГ – вторинні енергоресурси димових газів
- ВРТМ ОЦР – внутрішній регенеративний теплообмінник ОЦР
- ПТМ – парова турбіна малої потужності
- РУ – редуційна установка
- РОУ – редуційно-охолоджувальна установка
- КЕС – конденсаційна електростанція
- КГУ – когенераційна установка
- ВОВТ (VAWT) – вертикальна осьова вітрова турбіна (vertical-axis wind turbine)
- ГОВТ (HAWT) – горизонтальна осьова вітрова турбіна (horizontal-axis wind turbines)
- КА – котлоагрегат
- ВПГ – високонапірний парогенератор
- НПГ – низьконапірний парогенератор

ВСТУП

Конспект лекцій не має на меті розкрити зміст, методики розрахунку та особливості конструювання парових та газових турбін і супутніх їм генераторів, як окремих елементів систем енергетичної генерації. Натомість конспект містить аналіз стану енергогенеруючої галузі України та світу, сучасні схемні рішення щодо центральної та локальної генерації електричної енергії, формує та систематизує основні проблеми галузі та шляхи їх вирішення.

Будь-яка енергетична система є комплексом, який складається з систем генерації, транспортування, розподілення та споживання енергії. На кожному з цих етапів життєвого циклу енергії підвищення ефективності кожної компоненти очевидно впливає на підвищення ефективності і системи в цілому. Парові та газові турбіни – є одним з найбільш досліджених і використовуваних людством механізмів для перетворення теплової енергії, а в деяких випадках одразу механічної, в електричну енергію. Відбувається це завжди при використанні пристроїв, які називаються генератори (власне вони і перетворюють механічну енергію обертання валу турбіни або двигуна в електричну енергію).

Загалом людство в 21 сторіччі все частіше отримує виклики (енергетичні, економічні, екологічні, політичні та соціальні), які в основному пов'язані з використанням викопних (традиційних палив). Такі виклики можна систематизувати наступним чином:

1. Значний вплив використання енергії з викопних видів палива на зміни клімату.
2. Споживання енергії людством стрімко зростає, проте запаси викопних ресурсів на знаходяться на шляху вичерпання.
3. Викопні ресурси знаходяться як правило під контролем групи виробників енергії (політичний ризик залежності).
4. Доступність енергії (особливо в країнах, що розвиваються).
5. Нездатність чи неготовність людства щодо акумулювання енергії (добової та сезонної).
6. Нездатність людства насправді сприймати важливість мінімізації споживання енергії.
7. Нездатність та відсутність умов нести індивідуальну відповідальність за зростання споживання енергії.

Тож підвищення ефективності енергогенеруючих підприємств очевидно є викликом, який потрібно долати не лише шляхом підвищення ефективності окремих елементів, а радше застосуванням принципово нових схемних рішень, які в першу чергу дозволили б досягти високих ексергетичних коефіцієнтів корисної дії шляхом утилізації можливих вторинних енергетичних ресурсів, впровадження безвідходного виробництва та акумулювання енергії.

В цьому конспекті автори старалися уникати значної кількості запозиченого матеріалу та його дублювання, оскільки основні питання теплової енергетики чудово висвітлені в цілому ряді праць провідних українських та закордонних вчених та освітян, зокрема в сучасних книгах, посібниках та конспектах лекцій, присвячених традиційній та нетрадиційній енергетиці [3], [4], [5], [6], [7], [8] та інші.

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Дисципліна «Парові та газові турбіни спрямована на формування у здобувачів знань про процеси, що відбуваються в енергетичних установках - турбінах, та відповідні компетенції і навички щодо розробки складних теплоенергетичних систем. Дисципліна займає ключове місце у програмі підготовки фахівців із теплоенергетики та ґрунтується на основних освітніх компонентах освітньої програми «Енергетичний менеджмент. Енергоефективні муніципальні та промислові технології», таких як технічна термодинаміка, тепломасообмін, основи електротехніки, теоретична механіка та ін.

Метою курсу є ознайомити здобувачів зі станом енергогенеруючої галузі України та світу, продемонструвати сучасні схемні рішення щодо центральної та локальної генерації електричної енергії, сформувати та систематизувати основні проблеми галузі та шляхи їх вирішення.

Для досягнення визначеної мети необхідно сформувати у здобувачів розуміння та знання процесу розширення пари в турбінному ступені, вміти визначати швидкості течії пари із соплових і робочих лопаток, визначати ККД ступеня, обдуманого підходу до визначення втрати пари в турбінному ступені.

Розділ 1. ШЛЯХИ РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ В КОНТЕКСТІ МІЖНАРОДНОГО СПІВРОБІТНИЦТВА ТА КОМПЛЕКСНИХ ОБ'ЄДНАНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ

Лекція 1

Тема 1. Енергетична стратегія України

Місією Енергетичної стратегії України до 2050 року є створення умов для сталого розвитку національної економіки через забезпечення доступу до надійних, стійких і сучасних джерел енергії.

До 2050 року енергетичний сектор має бути максимально наближений до кліматичної нейтральності. Це буде включати наявність чистої енергії, подолання енергетичної бідності, розвиток інноваційної та децентралізованої енергосистеми, повноцінне функціонування національних енергетичних ринків і їх інтеграцію в міжнародні.

Ключовими принципами Енергетичної стратегії України є економічна обґрунтованість, екологічність, доступність, соціальна справедливість та ринковість.

Енергетична стратегія базуватиметься на цільових показниках розвитку економіки у відповідності до Національної економічної стратегії на період до 2030 року. А також на міжнародних зобов'язаннях, взятих Україною – в першу чергу, в рамках Угоди про Асоціацію України з ЄС та Паризької кліматичної угоди.

Цілями Енергетичної стратегії України 2050 є:

- досягнення максимального рівня кліматичної нейтральності;
- максимальне скорочення використання вугілля в енергетичному секторі;
- оновлення та модернізація енергетичної інфраструктури;
- підвищення ефективності використання ресурсів в енергетичному секторі;
- всебічна інтеграція з ринками Європейського Союзу та ефективне функціонування внутрішніх ринків;
- забезпечення енергетичного сектору власними ресурсами з урахуванням економічної доцільності;
- розвиток альтернативних джерел енергії, нових продуктів та інноваційних рішень в енергетичному секторі.

Технічну допомогу у розробці Енергетичної стратегії України до 2050 року надає уряд Великої Британії. Консультантом проєкту обрано

компанію KPMG, яка має досвід роботи над стратегіями для приватного та державного сектору. Робота над стратегією відбувається із залученням експертного середовища, громадськості та представників провідних компаній енергетичного сектору.

Одним з основних шляхів розвитку енергетичного сектору України перспективно вважати систему балансування «генерація - споживання». Такий шлях можна умовно розбити на два напрямки:

1. Соціально-економічний шлях: стимулювання бізнесу та великих споживачів до споживання електричної енергії в періоди малих відборів з ОЕСУ.

2. Технічний шлях: розробка та впровадження ефективних нетрадиційних акумуляторів/перетворювачів електричної енергії (гравітаційні, хімічні та інші).

Тема 2. Об'єднана енергосистема України.

Історія та сучасний стан

На початку двадцятих років ХХ століття було розроблено план ДЕКОЕЛРО (Державна комісія з електрофікації Росії), за яким майже третину нових енергетичних потужностей планувалось ввести в Україні. У квітні 1928 року скликано I Всеукраїнський енергетичний з'їзд, на якому обговорено план електрифікації України за проектом Державної комісії з електрифікації Росії (ДЕЕЛРО). Зокрема підтверджено доцільність спорудження потужної гідроелектростанції на Дніпрі та промислових електростанцій на Донбасі.

За цим планом передбачалося ввести в Україні в стислі терміни Штерівську, Зуївську, КРЕС, Есхарську, Старобешівську, Лисичанську та інші районні і промислові електростанції.

На кінець 1940 р. потужність електростанцій України становила 2630 МВт, а виробництво електроенергії досягло 12,41 млрд кВт/год. Основою енергетики в Україні стали державні районні електростанції, які виробляли понад 85% електроенергії. Централізація виробництва електроенергії і тепла стала найважливішою і найхарактернішою особливістю розвитку енергетики України.

Розвиток електроенергетики і прогрес науки визначили потребу в об'єднанні зусиль науковців і фахівців-практиків. Створювалися проектні і наукові інститути, дослідницькі лабораторії, збільшено випуск фахівців-

енергетиків у вищих навчальних закладах, розвивалася вітчизняна енергомашинобудівна промисловість.

У перші місяці війни 1941-1945 рр. роботу енергетичних підприємств було спрямовано, переважно, на забезпечення потреб фронту і тилу. Перед окупацією України основну частину устаткування електростанцій було демонтовано та евакуйовано на схід. Устаткування, що залишилося – зруйновано.

Після визволення від окупантів робота з відновлення енергетичного господарства стала особливо важливою і напруженою.

У перші післявоєнні роки дуже гостро відчувався дефіцит енергетичних потужностей, доводилося використовувати дизель-електростанції, енергопотяги, малі ГЕС тощо. Відбудова електростанцій здійснювалась одночасно з їх технічним вдосконаленням і використанням передових на той час науково-технічних досягнень – впроваджувалося устаткування на високих параметрах пари, застосовувалася автоматизація виробничих процесів і управління режимами експлуатації агрегатів. Електростанції частково оснащувалися трофейним німецьким обладнанням. Самовіддана робота енергетиків забезпечила швидку відбудову і подальший розвиток енергетичного господарства України.

Загальна потужність електростанцій України в 1959 р. перевищила 9,0 млн кВт.

Наступний період розвитку економіки України характеризується бурхливим зростанням житлового і промислового будівництва, науки і техніки. У вересні 1962 р. створено Міністерство енергетики та електрифікації України, що об'єднало всі енергосистеми і більшість енергетичних підприємств та організацій республіки.

Утворення спеціалізованого міністерства відіграло велику роль у подальшому становленні енергетики України, яка розвивалася шляхом спорудження потужних теплових електростанцій з енергоблоками на надкритичні параметри пари потужністю 150-200-300-800 тис. кВт, будівництва каскаду ГЕС на Дніпрі, а в 70-х роках – введенням в експлуатацію атомних енергоблоків з реакторами РВПК і ВВЕР (Чорнобильська, Південно-Українська, Запорізька, Рівненська, Хмельницька АЕС). Подальший розвиток електромереж усіх класів напруги від 0,4 до 750 кВ дозволив об'єднати всі енергосистеми в єдину потужну енергетичну систему.

В Україні створювалися нові наукові і проєктні інститути, монтажні, налагоджувальні енергетичні організації, енергобудівельні трести й управління, які виконували величезні обсяги робіт.

Лініями електропередачі 220-400 кВ Об'єднана енергосистема України з часом з'єдналася з енергосистемами Угорщини, Чехословаччини, Польщі, Румунії, Болгарії і увійшла до складу створеного країнами РЕВ енергооб'єднання «МИР2».

Прискореними темпами створювався каскад гідроелектростанцій на Дніпрі. З 1950 р. по 1980 р. споруджено Каховську, Кременчуцьку, Дніпродзержинську, Канівську ГЕС і Дніпровську ГЕС-2. Неподалік Києва збудовано унікальний гідроенергетичний комплекс у складі ГЕС, де встановлено перші в тодішньому СРСР горизонтальні капсульні гідроагрегати загальною потужністю 352 МВт, і першу в країні гідроакumuлюючу електростанцію (ГАЕС) потужністю в генераторному режимі 225 МВт. Гідроелектростанції посіли властиве їм місце основного джерела покриття пікових навантажень і регулятора частоти в ОЕС.

У 1963 р. розпочато введення в експлуатацію енергоблоків 300 МВт на Придніпровській, а з часом – на Криворізькій, Запорізькій, Зміївській, Вуглегірській, Зуївській ДРЕС.

Подальший розвиток електричних мереж зумовив приєднання нових регіонів України до загальної мережі. А введення у 1967 р. в дію ЛЕП 330 кВ Івано-Франківськ – Тернопіль дозволило об'єднати західну енергосистему «Львівенерго», яка працювала паралельно з ОЕС «МИР», з об'єднаною енергосистемою Півдня і сформувати ОЕС України. Завершальним етапом формування ОЕС і забезпечення експортних можливостей України стало будівництво ЛЕП 750 кВ.

Західноукраїнська ПС 750 кВ – Альбертірше (Угорщина) стала продовженням широтної передачі 750 кВ Донбас-Дніпро-Вінниця-Західноукраїнська протяжністю 1120 км.

Упродовж 70-80-х років завершувалося спорудження каскаду дніпровських гідроелектростанцій, вводилися в дію енергоблоки 800 МВт на Слов'янській, Вуглегірській та Запорізькій ТЕС, енергоблоки на атомних електростанціях потужністю 1000 МВт, на теплоелектроцентралях упроваджувалися теплофікаційні енергоблоки потужністю 100 і 250/300 МВт. Найбільшими електростанціями стали Запорізька і Вуглегірська ТЕС потужністю по 3,6 млн кВт, Криворізька ТЕС-2 потужністю 3 млн кВт, Придніпровська, Бурштинська, Зміївська –

потужністю по 2,4 млн кВт, Старобешівська і Луганська по 2,3 млн кВт, Слов'янська ТЕС – 2,1 млн кВт та інші.

Наприкінці 80-х років потужність теплових електростанцій становила 37,7 млн кВт, або 80% потужності всіх електростанцій України, а виробництво електроенергії на них досягло 214,4 млрд кВт/год.

У Києві збудована найбільша в Україні ТЕЦ-5 потужністю 800 МВт з першими в світі турбогенераторами 250-300 МВт, споруджена найбільша в Харкові ТЕЦ-5 та інші. Для видачі теплової енергії споживачам у 1976-90-х роках в містах країни споруджено і введено в експлуатацію 590 км магістральних і розподільчих теплових мереж, загальна протяжність яких у 1980 р. досягла 2148 км.

У 1975 р., після введення в експлуатацію другої черги Дніпрогесу, завершено будівництво каскаду восьми гідроелектростанцій на Дніпрі сумарною потужністю 3910 МВт. Почалося будівництво Дністровського каскаду ГЕС – ГАЕС. Введення в дію Рівненської в 1986 р. (потужністю 1880 МВт), Хмельницької в 1987 р. (1000 МВт), Південно-Української в 1989 р. (3000 МВт) атомних електростанцій з енергоблоками типу ВВЕР значно збільшило потужність енергетичної системи України. З введенням у 1995 р. в дію останнього, 6-го енергоблоку 1000 МВт, завершено будівництво найбільшої в Європі Запорізької АЕС потужністю 6000 МВт.

Об'єднана електроенергетична система (ОЕС) України стала однією з наймогутніших енергосистем Європи. Встановлена потужність електростанцій перевищила 50 млн кВт. Загальна довжина ліній електропередачі всіх класів напруги перевищила 1 млн км, а кількість трансформаторних підстанцій усіх класів напруги налічувала 202 тисяч одиниць.

26 квітня 1986 р. Україну спіткала катастрофа – на реакторі РВПК енергоблоку № 4 Чорнобильської АЕС під час проведення виробничого експерименту відбувся потужний вибух з викидами в довкілля великої кількості радіоактивних речовин. Це була одна з найбільших техногенних катастроф у світі. Чорнобиль продемонстрував всьому світу, наскільки важливим є забезпечення надійної роботи і розвитку ядерного енергетичного комплексу України.

Величезний резонанс в світі викликало політичне рішення про закриття Чорнобильської АЕС. 15 грудня 2000 р. відповідно до рішення Верховної Ради України була припинена робота блоку № 3 ЧАЕС і електростанція була остаточно зупинена.

За участі професійної громадськості у 1993 р. створено Українське ядерне товариство.

На початку 90-х років ХХ століття енергосистема України була вертикально інтегрованим енергетичним комплексом, і питання реформування енергетики та її переходу на ринкові відносини широко обговорювалося серед фахівців Міненерго, Мінекономіки, антимонопольного Комітету, в наукових і громадських організаціях. У середині 90-х років був визначений координатор з розробки моделі оптового ринку електроенергії – Світовий банк, який залучив до розроблення моделі іноземних консультантів. В основу реформування галузі і створення ринку електроенергії були покладені принципи збереження об'єднаної енергетичної системи країни і централізованого управління нею, демонополізація регіональних енергооб'єднань, створення умов для конкуренції серед енерговиробників і постачальників електричної енергії.

За цією програмою створена Державна енергетична компанія магістральних електромереж (220-750 кВ), а Національному диспетчерському центру (НДЦ) підпорядковані оперативно-диспетчерські служби регіональних енергооб'єднань. 15 квітня 1998 р. ці дві державні структури були об'єднані в Національну енергетичну компанію «Укренерго», яка не підлягає приватизації.

З метою створення ринкових передумов функціонування енергетики монополні, вертикально інтегровані енергетичні об'єднання були ліквідовані. На їх базі створено сім енергогенеруючих компаній (ТЕС, АЕС, ГЕС).

Усі ці компанії створили Оптовий ринок електроенергії (ОРЕ), підписавши в 1996 р. Договір учасників ОРЕ. Пізніше договір підписали і незалежні енергопостачальники, які отримали право купувати енергію на оптовому ринку електроенергії.

У перехідний період значно зменшилося централізоване управління енергетикою з боку Міненерго. Ще у 1995 р. Указом Президента України утворена Національна комісія регулювання електроенергетики (НКРЕ), завданнями якої визначались регулювання діяльності оптового ринку, ліцензування діяльності в енергетиці, тарифна політика і захист прав споживачів електроенергії.

16 жовтня 1997 р. на засіданні Верховної Ради України Закон був прийнятий.

Для виконання функцій оператора ринку у складі НДЦ було створено Державне підприємство «Енергоринок».

Наприкінці 1999 р. Указом Президента України на базі Міністерства енергетики, Міністерства вугільної промисловості, Державного департаменту з питань електроенергетики, Державного департаменту нафтової, газової і нафтопереробної промисловості і Державного департаменту з питань ядерної енергетики утворено Міністерство палива та енергетики України.

На сьогодні Об'єднана енергосистема України є одним з найбільших енергооб'єднань Європи, яке охоплює сім регіональних електроенергетичних систем (РЕЕС): Дніпровську, Західну, Кримську, Південну, Південно-Західну, Північну та Центральну, що взаємопов'язані системоутворюючими та магістральними лініями електропередачі (ЛЕП) 750 кВ і 330-500 кВ2.

До структури національної енергосистеми належать різні за типом електростанції, магістральні та розподільні мережі, розташовані на значній території та об'єднані загальним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної та теплової енергії.

Режим роботи ОЕС України визначається на основі балансу виробництва та споживання електроенергії, ремонту електричних мереж та енергогенеруючого обладнання, а також можливості ліквідації надзвичайних ситуацій у випадку зупинки електроенергетичного обладнання на електростанціях та пошкодження магістральних ЛЕП. У вітчизняній енергосистемі працюють 413 виробників електричної енергії, з яких сім – потужних енергогенеруючих компаній забезпечують близько 90% всього виробництва, 40 підприємств з передачі електроенергії місцевими (локальними) електричними мережами та 147 компаній з постачання електричної енергії.

16 березня 2022 року відбулась історична подія: українська енергосистема була остаточно від'єднана від свого радянського минулого – енергомережі росії та білорусі. На тлі російського військового вторгнення, більш ніж на рік раніше запланованого терміну, енергосистема України була повністю синхронізована з енергомережею континентальної Європи ENTSO-E. Відповідне рішення було ухвалено об'єднанням системних операторів ENTSO-E 11 березня 2022 року. Після синхронізації Об'єднана енергосистема України працює стабільно, частота підтримується на рівні 50 Гц.



Рис. 1.2.1. Концептуальна схема розміщення основних енерговузлів генерації та транспорту України (станом на 2010 рік)

Запитання для самоконтролю

1. Які принципи та цілі Енергетичної стратегії України 2050?
2. Який основний шлях розвитку енергетичного сектору України?
3. Опишіть українську енергетичну систему в період до та під час Другої світової війни?
4. Українська енергетична система радянських часів. Основні етапи становлення.
5. Об'єднана енергосистема незалежної України.

Лекція 2

Тема 1. Інтеграція у європейську електромережу ENTSO-E

16 березня 2022 року відбулася одна з ключових подій української енергетики: національна енергосистема об'єдналася з європейською мережею операторів системи передачі електроенергії ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity).

На енергетичній карті Україна вже стала членом Європейського Союзу.

У межах підготовки до інтеграції з ENTSO-E, українська енергосистема, яка з часів СРСР була пов'язана з енергосистемами росії та білорусі, вийшла в запланований ізольований режим роботи 24 лютого 2022 року, за декілька годин до початку війни. Очевидно, росіяни прагнули зірвати нашу синхронізацію з ENTSO-E. Та попри захоплення військовими РФ Запорізької АЕС, Каховської ГЕС, руйнування Охтирської ТЕЦ і постійні обстріли енергетичної інфраструктури, українська енергосистема вистояла. Ми мали працювати в ізольованому режимі лише 3 дні, але працювали в сім разів довше. За 21 день ізольованої роботи українська енергосистема довела нашим європейським партнерам свою надійність та стійкість. Це відкрило шлях до її об'єднання з ENTSO-E 16 березня 2022 року – на рік раніше запланованого.

30 червня 2022 розпочався перший експорт електроенергії з України до Європи після синхронізації. За результатами щомісячної оцінки ENTSO-E впливу на європейську енергосистему, обсяги експорту поступово збільшувалися. З 30 липня експорт зріс вже в 2,5 рази від початкового – українська електроенергія постачалася в Румунію та Словаччину (по 125 МВт). Також Україна експортувала близько 210 МВт у Польщу. Ще 200 МВт експортувалося з України у Молдову.

Синхронізація з ENTSO-E посилила енергетичну безпеку України і всього регіону. Українська електроенергія допомагала Європі позбутися залежності від російських енергоносіїв, зменшуючи використання газу у виробництві електричної енергії.

Експорт української електроенергії в Європу припинився 11 жовтня 2022 року – на наступний день після першої масованої російської атаки на об'єкти енергетичної інфраструктури України. Це був вимушений крок, всі потужності генерації спрямувались на внутрішні українські потреби.

Наступним кроком після технічної синхронізації української енергосистеми з європейською є інтеграція наших енергетичних ринків. Україна та ЄС плідно працюють у цьому напрямку, зокрема, у 2022 році під час головування України в Energy Community, були схвалені відповідний Регламент і Дорожня карта, що забезпечує можливість повної інтеграції українського та європейського енергоринків [9].

Запитання для самоконтролю

1. Що відбулося 16 березня 2022 року в українській енергетиці?
2. Що таке ENTSO-E?
3. Опишіть роботу української енергосистеми у рамках Європейського енергетичного ринку.

Лекція 3

Тема 1. Перспективи використання водню, як системи утилізації позабалансного вироблення електричної енергії, в газопостачальному секторі України

Нетрадиційні та відновлювальні системи генерації електричної енергії, вже звичними з яких за останнє десятиріччя стали вітрові та сонячні електростанції, мають один значний, але очевидний, недолік: неможливість регулювання відпуску відносно споживання. Зрозуміло, що генерація на подібних джерелах залежить лише від наявних зовнішніх факторів, як то швидкості вітру, рівня сонячної інсоляції, тривалості наявності цих ресурсів, тощо.

Таким чином для ефективної роботи ВЕС та СЕС актуальним є вирішення питання щодо акумуляції їх енергетичного потенціалу. Розповсюдженим варіантом такої акумуляції є акумуляція власне виробленої електричної енергії. Класичним підходом є відпуск в загальні національні мережі, які до певної міри встановленої потужності можуть слугувати компенсатором нерівномірності генерації. Також очевидним та застосовним є можливість використання акумуляторів електричної енергії для систем скоріш побутового призначення, аніж промислового.

Проте існують менш досліджені підходи щодо акумуляції потенціалу ВЕС та СЕС. Останніми роками можна звернути увагу на гравітаційні системи акумулювання, які працюють саме в парі з СЕС та ВЕС [10], [11]. Інтерес та увага інженерно-наукової спільноти зосереджується на відмінних від класичної акумуляції виробленої електричної енергії в накопичувачах, якщо звісно мова йде про масштаби генерації на регіональному та національному рівнях.

Одним з найменш досліджених шляхів згладжування генерації СЕС та ВЕС є виробництво водню в моменти оптимального вироблення електричної енергії з подальшим акумулюванням водневого газу в природних або штучних ємностях та підмішуванням в системи

газопостачання. Очевидно, що генерація водню та його наступне технологічне використання є проблемою з безліччю перепон: безпекових, технологічних та інших. Ці проблеми потребують централізованого вирішення на рівнях національних інститутів та профільних організацій.

Повний завершений цикл виглядає наступним чином: генерація водневого газу в моменти надлишку «зеленої» електричної енергії, завантаження отриманого газу в підземні існуючі сховища природного газу, рівномірне використання суміші природний газ/водень класичним шляхом. При поверхневій оцінці повного замкнутого циклу отримуємо наступний блок переваг:

1. Можливість нарощування потужностей «зеленої» генерації електричної енергії (СЕС, ВЕС) без ризику розбалансування ОЕСУ.
2. Зменшення викидів парникових газів та реалізація протоколів на кшталт Кіотського з додатковим отримання доходу країною.
3. Зменшення залежності від імпортованого природного газу.
4. Можливість додаткового внутрішнього балансування ОЕСУ, шляхом генерації водню надлишковою електричною енергією.

Техніко-економічні та технологічні аспекти застосування подібних комплексних систем потребують детального дослідження, проте попередньо можна говорити про наступний блок опорних показників:

1. Вироблення водню шляхом електролізу потребує консервативно 3,5-4 кВт год підведеної електричної енергії для генерації 1 м³ водневого газу.
2. Енергетично 1 м³ водневого газу містить близько 11000 кДж хімічної внутрішньої енергії, яку власне і можна отримати при спалюванні.
3. Попередньо оцінивши КПД генерації електричної енергії (класичний паросиловий цикл) на рівні 25-32% отримаємо трансформацію «зеленої» електричної енергії на рівні 18-22%, що очевидно виглядає енергетично вкрай непривабливо.

4. Але, враховуючи, вплив часу роботи на окупність СЕС та ВЕС та практично необмежені перспективи масштабування джерел нетрадиційної енергії, а також переваги наведені вище, подібна трансформація може забезпечити сталий розвиток всієї енергетичної галузі країни.

Тема 2. Перспективи використання гравітаційних акумуляторів

Одним з очікуваних кроків в плані стабілізації балансу «вироблення-споживання» електричної енергії стало дослідження та експериментальне впровадження гравітаційних акумуляторів енергії, в якому має місце накопичення електричної енергії, попередньо перетвореної в потенціальну енергію вантажу. Послідовність роботи установки наступна: в моменти низького відбору електричної енергії з мережі, відбувається підйом вантажу електродвигунами (це етап перетворення електричної енергії в потенціальну енергію вантажу); в моменти пікового відбору і споживання вантаж опускається з паралельною генерацією електричної енергії. Технологію не можна назвати проривною, адже приблизно за такими ж алгоритмами, але в значно менших масштабах та локально працюють сучасні ліфтові установки. Крім цього акумуляування електричної енергії шляхом перетворення в потенційну енергію має місце і в ГАЕС України (Дністровській та Київській).

Одним з авангардних розробників технології гравітаційного акумуляування є група американських та швейцарських компаній Energy Vault. Конструкція гравітаційного накопичувача Energy Vault, який отримав назву EVx, не зазнала істотних змін з моменту презентації у 2018 році. Система являє собою баштовий кран з 6 стрілами, яка постійно будує навколо себе вежу з великих композитних блоків, а потім розбирає її.

Коли блоки піднімаються за допомогою електродвигунів, електрична енергія перетворюється на потенційну, яка може зберігатися необмежено довго. Причому місткість такого акумулятора не зменшується з часом, як у хімічного. Якщо потрібно використовувати накопичений енергетичний запас, блоки опускають, і вони перетворюють свою потенційну енергію в електрику, розкручуючи мотори крана через троси.

Як стверджує Energy Vault, блоки для EVx виготовляються з будь-якого доступного ґрунту і промислових відходів. Наприклад, з одержуваної при спалюванні вугілля золи, непридатних для перероблення залишків гірських порід або старих лопатей вітрогенераторів.

Перший гравітаційний накопичувач Energy Vault, призначений для комерційного використання, був запущений в 2020 році. У квітні 2022 року компанія почала виробництво нової версії системи EVx.

За словами розробника, загальний ККД перетворення енергії в установці становить 80-85%, а її технічний ресурс перевищує 35 років. Масштабна модульна конструкція крана дозволяє створювати акумулятори місткістю до декількох Гігават-годин.

EVx розрахована в першу чергу на високоефективну віддачу великої потужності протягом 2-4 годин. Але при необхідності систему можна розширити, щоб накопиченої в ній енергії вистачало на 5-24 годин «розрядки».

Вперше стартап Energy Vault представив систему накопичення енергії у вигляді веж з композитних блоків майже 3 роки тому. Тепер компанія повідомила про отримання чергових інвестицій на суму 100 млн доларів.

Залучені кошти підуть на створення гравітаційних акумуляторів в Європі, США, на Близькому Сході та в Австралії. Запуск будівництва першої системи в Америці запланований на кінець цього року, а уже в наступному, компанія має намір приступити до розміщення своїх установок і в інших регіонах.

Останнім часом пошук альтернатив літєвим акумуляторам стає все більш популярним. Це створює сприятливі умови для розвитку працюють в цьому напрямку компаній, таких як пропонують гравітаційні батареї Energy Vault і Gravitricity, або випускає залізо-повітряні батареї Form Energy.

В Україні також існують розробники та популяризатори подібної технології [12], [13].

Запитання для самоконтролю

1. Опишіть питання акумуляції енергетичного потенціалу нетрадиційних джерел енергії.
2. Який механізм акумуляції енергетичного потенціалу СЕС та ВЕС за рахунок виробництва водню?
3. Назвіть опорні техніко-економічні показники водневих систем?
4. Гравітаційні акумулятори. Принципи роботи. Приклади, що функціонують в Україні.
5. Гравітаційні акумулятори піонерів в розробці таких технологій, зокрема компанії Energy Vault.

Розділ 2. СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ В УКРАЇНІ

Лекція 4

Тема 1. Комплексні баланси в ОЕСУ джерел електричної генерації. Сукупний показник ефективності галузі

Об'єднана енергетична система України (ОЕСУ) – сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, інших об'єктів електроенергетики, що об'єднані спільним режимом виробництва, передавання та розподілу електричної й теплової енергії за їх централізованого керування.

Енергоспоживання первинних енергетичних ресурсів (які власне також впливають на ефективність ОЕСУ в частині генерації) залежить від безлічі факторів, які потрібно контролювати та оцінювати. Загалом система генерації, транспортування, розподілення та споживання енергії є комплексом підсистем, для кожної з яких існують певні підходи до оцінки їх енергетичної ефективності. Законодавчо в Україні існує ранжування по підсистемам і підходам до оцінки їх ефективності, відповідно до чого закріплені поняття первинної енергії, енергопотреби та енергоспоживання. Наразі в українському законодавстві існують чітко закріплені вимоги до нового будівництва, реконструкції та капітального ремонту саме в розрізі енергоспоживання.

Україна стала на шлях комплексного сталого розвитку будівництва та енергоефективності, задекларувавши принципи та підходи, притаманні країнам Європейського Союзу. На жаль, спадщина будівель та споруд пострадянського простору вкрай потребує всього комплексу підходів реконструкції та капітального ремонту, реновації та термомодернізації з метою підвищення блоку показників: енергоспоживання, соціального та екологічного ефектів.

При цьому проводити оцінку комплексного поняття енергетичної ефективності країни та ОЕС складно та не завжди можливо за допомогою кількісних показників. Для оцінки потенціалу України в напрямку енергетичної ефективності та сталого розвитку галузей будівництва (в тому числі реконструкції та капітального ремонту) можливий для застосування якісний підхід оцінки відношення загального питомого споживання енергії на одиницю населення до величини внутрішнього валового продукту країни. На рис. 2.1.1 наведена ретроспектива питомого

сумарного споживання первинної енергії на одну особу [14]. На рис. 2.1.2 відображена зміна за роками внутрішнього валового продукту на одну особу.

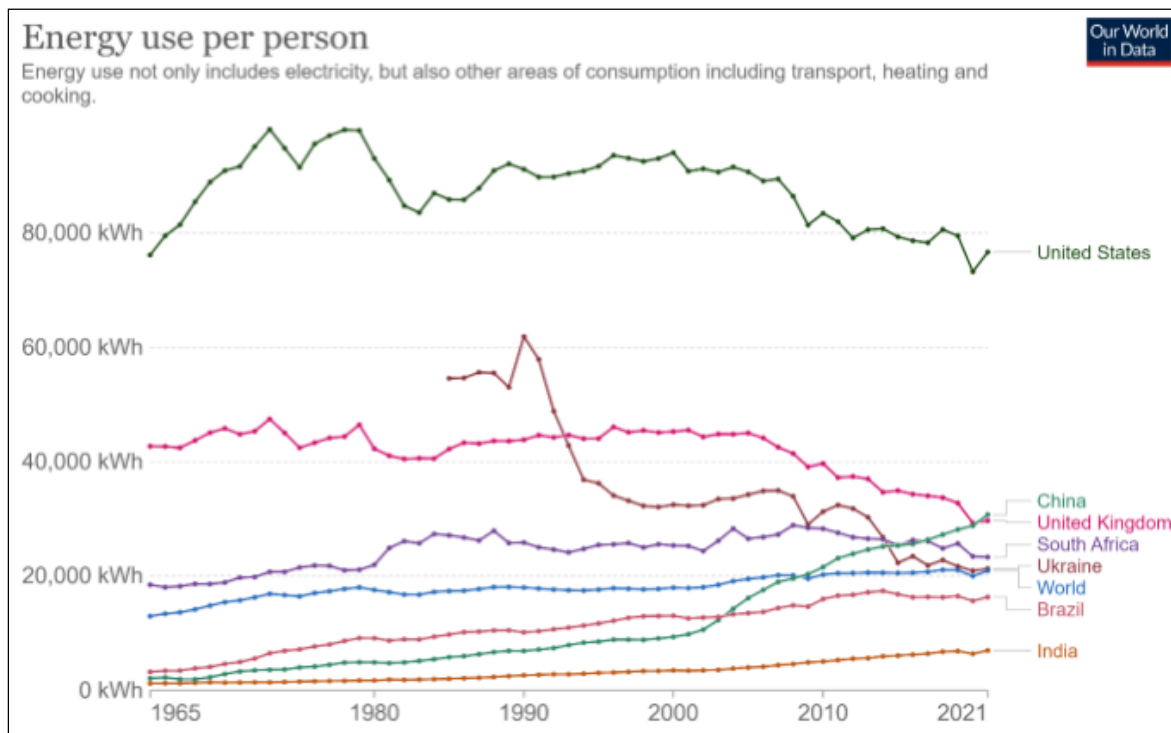


Рис. 2.1.1. Ретроспектива сумарного споживання первинної енергії за всіма видами палива в розрізі країн світу, кВт*год./люд [14]

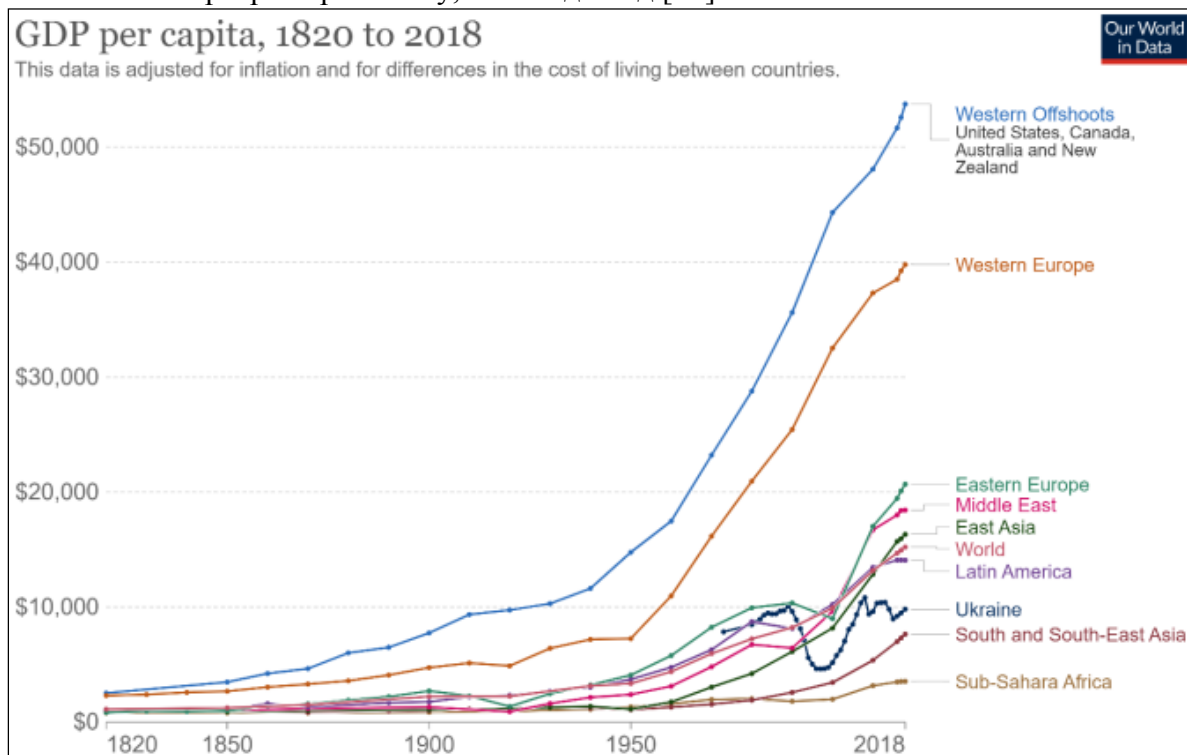


Рис. 2.1.2. Ретроспектива зміни показника внутрішнього валового продукту в розрізі країн світу, \$/люд [14]

З показників рис. 2.1.1 та рис. 2.1.2 можна сформуванати умовний якісний показник потенціалу запровадження підходів сталого будівництва та комплексу заходів з енергоефективності. На гістограмі (рис. 2.1.3) наведені такі показники за 2021р. для певних країн. Показник, характерний для України становить 2,17 кВт*год/\$ ВВП, що на 57% більше ніж показник країн ЄС та на 64% більше за показник Великобританії. Отриманий результат свідчить про наявність високого потенціалу до впровадження заходів з енергозбереження та комплексних заходів зі сталого розвитку, в тому числі в будівельній галузі України.

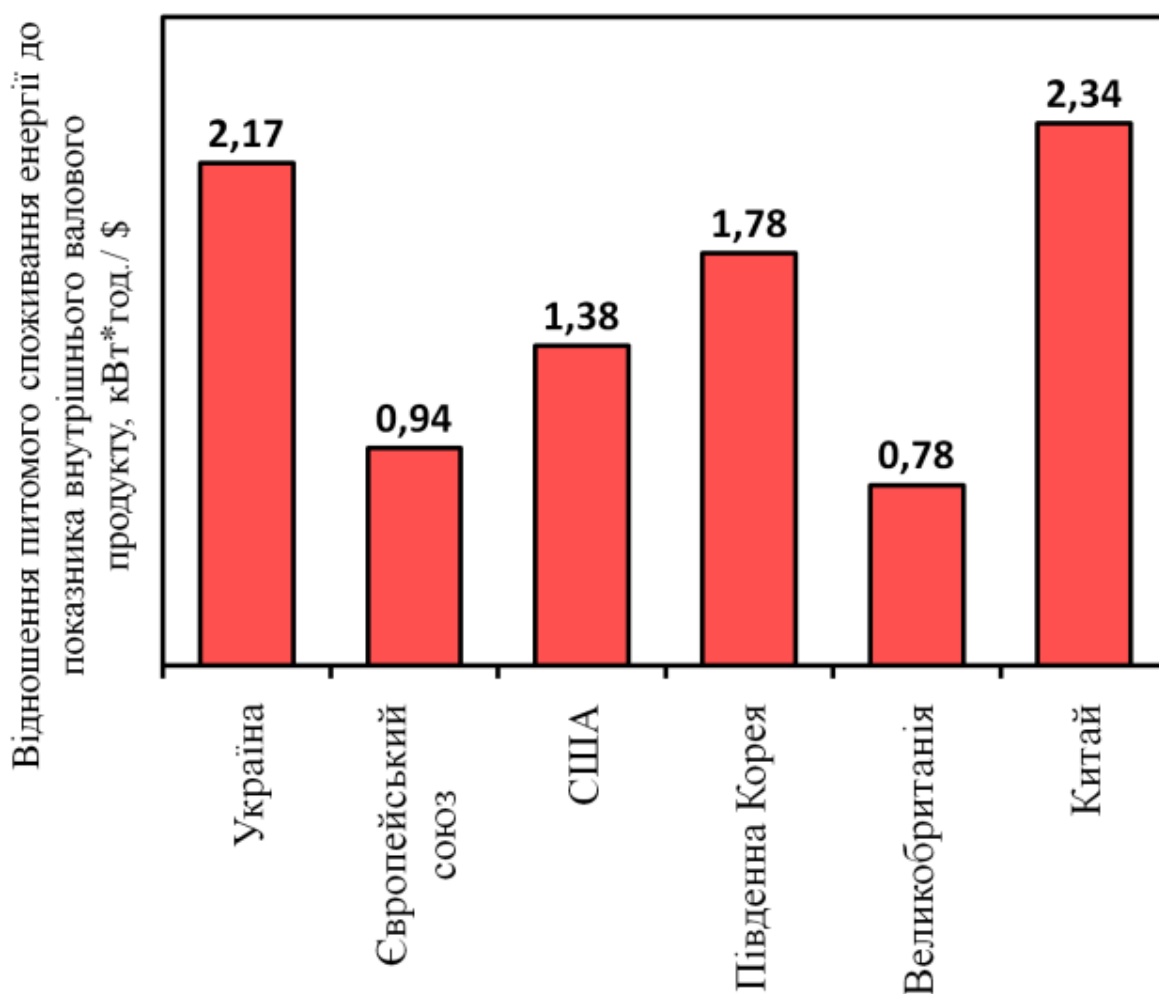


Рис. 2.1.3. Відношення питомого споживання енергії до показника внутрішнього валового продукту, кВт*год./\$

Характерними особливостями Києва та Київської області України є стрімкий, у тому числі технологічний, розвиток протягом останніх років, які очевидно набули регресійних властивостей після початку російської агресії 24 лютого 2022 року.

Населення регіону (графік зміни кількості населення Київської області показаний на рис. 2.1.4) стрімко зростало починаючи з 2012 року (дані отримані з загальнодоступних джерел).

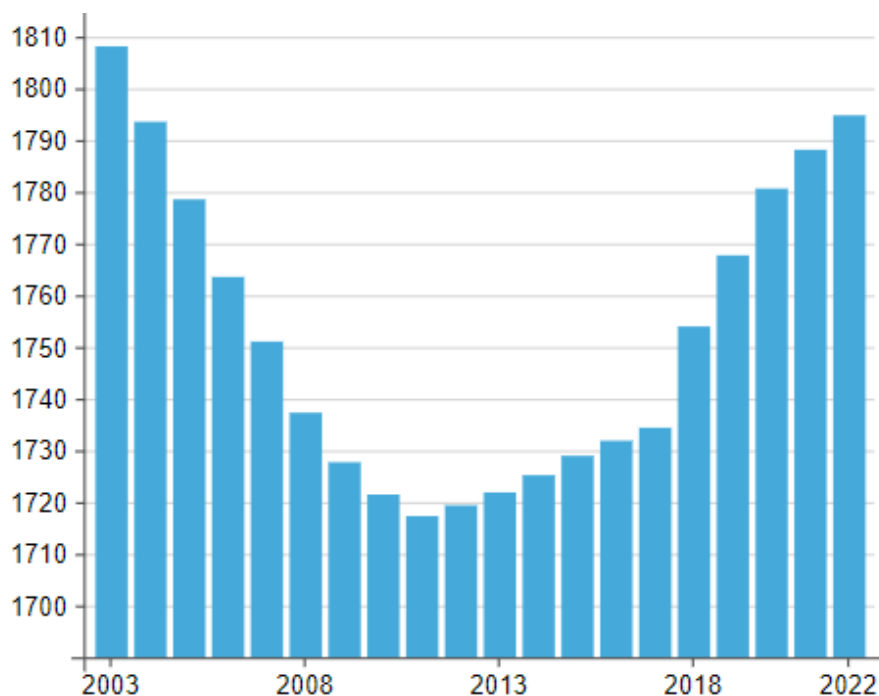


Рис. 2.1.4. Зміна населення (тис. люд.) Київської області за період 2003-2022 років

Це водночас зумовило стрімкий ріст і будівельної галузі, зокрема в частині будівництва багатоквартирних та індивідуальних житлових будинків. В свою чергу зростання населення потребує нового будівництва, реконструкції та/або капітального ремонту існуючих будівель та споруд соціальної сфери та об'єктів енергетики.

Економічне зростання в поєднанні зі сталим соціальним та екологічним ефектом можливі в тому числі при оптимальному розвитку будівельної галузі країни, яка тісно пов'язана з енергетичним сектором та сектором виробництва будівельних матеріалів.

Тема 2. Баланси виробництва електричної енергії України та деяких країн Європи, Північної Америки та Азії

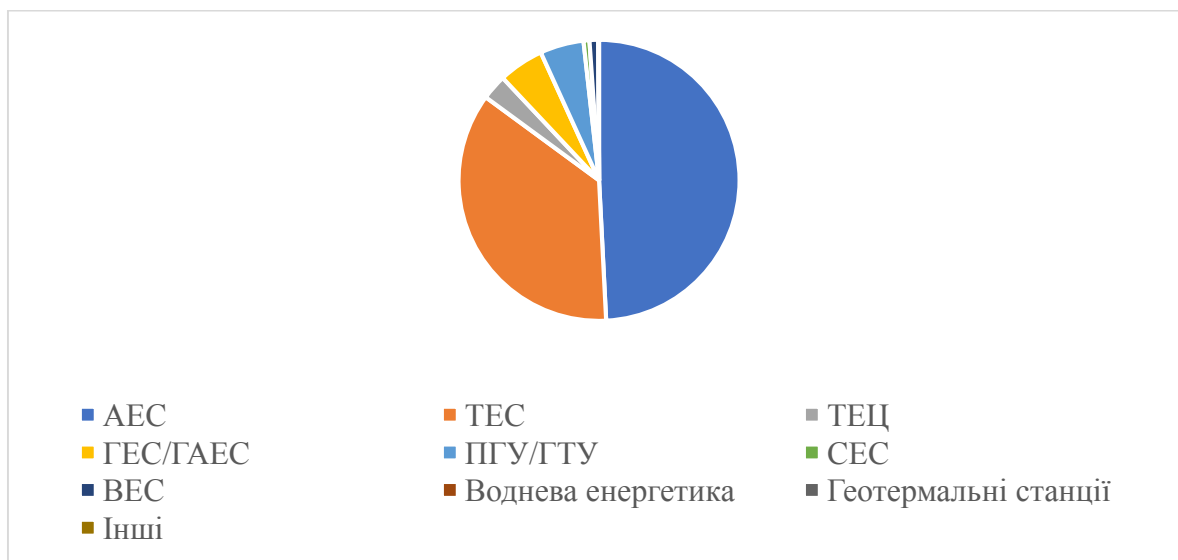


Рис. 2.2.1. Баланс виробництва електричної енергії в Україні (станом на 2020 рік)

Таблиця 2.2.1.

Показники виробництва електричної енергії в Україні за 2020 рік

Джерела/країни, 2020/2021	Україна (Ukraine)		Types of generating enterprises/countries, 2020/2021
	МВт	кВт*год, x10 ⁹	
АЕС	1 3835	80,81	Nuclear Power Plants
ТЕС	23 275	58,95	Heat Power Plants
ТЕЦ	4 155	4,79	Combined Heat and Power Plants
ГЕС/ГАЕС	4 540	5,55	Hydro Power Plant
ПГУ/ГТУ	10 378	8,27	Combined Cycle Gas Turbine
СЕС	1 247	1,12	Solar Power Plants
ВЕС	801	1,68	Wind Power Plants
Воднева енергетика	0	0	Hydrogen Energy
Геотермальні станції	0	0	Geothermal Energy
Інші	433	0,11	Others
Всього	58 664	164	Summarily
Населення	41 000 000		Population

Австрія

Енергетична галузь Австрії користується перевагами особливого положення і географії країни. Альпійський рельєф, численні річки та велика кількість опадів роблять цю європейську країну ідеальною для гідроенергетики. Поява відновлюваної енергетики в Австрії датується кінцем 1800-х років, коли запрацювали та були підключені до електромережі перші комерційні гідроелектрогенератори.

З 1920 року в Австрії почалась розбудова централізованого електропостачання, яка супроводжувалась підтримкою держави і капіталом. Особливого розквіту зазнала гідроенергетика, через швидко зростаючий попит на електроенергію та значний дефіцит вугілля в результаті втрати великих вугільних родовищ після розпаду Австро-Угорської імперії. З 1938 року електроенергетичний сектор Австрії мав забезпечувати ще й військову галузь для підтримки союзної Німеччини. Тоді ж запустили низку великих гідроенергетичних проєктів. Але в останні роки війни багато електростанцій знищили, що стало причиною сповільнення розвитку галузі та економіки в цілому з 1945 до 1954 року.

Сектор пережив чергове пожвавлення після вливання коштів Європейської програми відновлення в 1950-х роках і продовжив розвиток услід за зміцненням економіки в 1960-х та 1970-х. У повоєнні роки в електроенергетичній галузі зросла роль держави: ухвалювали законопроєкти для її підтримки, залучали інвестиції та знижували податки для відновлення і будівництва генеруючого обладнання. З 1962 року через низькі ціни на нафту в Австрії вектор енергетичної політики направили на розвиток теплових електростанцій, саме в ці роки побудували більшість ТЕЦ, які функціонували в країні. Але з початком нафтової кризи програму з розвитку ТЕЦ зупинили. Новою тенденцією для збільшення генеруючих потужностей – не тільки в Австрії, але й у всій Європі – стало вироблення електроенергії на атомних електростанціях (АЕС). Населення негативно відреагувало на інвестиції австрійського уряду в ядерну енергетику, тож після будівництва в 1969 році першої атомної електростанції розвиток атомної енергетики в Австрії завершили фактично не розпочавши.

Великі гідроенергетичні проєкти потрапляли під пильну увагу в 1980-х роках через екологічні та соціальні проблеми, тому нове будівництво зосереджувались головним чином на невеликих програмах, зокрема, на проєктах ГАЕС.

У 1987 році відбулася часткова приватизація генеруючих компаній, але контрольний пакет акцій залишився у держави. Уже в 1990-х роках гостро постало питання забруднення навколишнього середовища. Для розв'язання цієї проблеми ухвалили законопроекти про підтримку відновлюваних джерел енергії на державному рівні.

Сьогодні австрійські компанії енергетичної промисловості займаються виробленням і розподіленням електроенергії, експлуатують електростанції та системи зберігання енергії. До галузі відносяться також електропостачання на основі інформаційних технологій, розумні облікові системи, виробництво інструментів керування та техніка регулювання й будівництво електричних ліній. Крім того, австрійські компанії мають ноу-хау у видобутку нафти і природного газу та їх розподіленні, у сфері відновлюваних джерел енергії, перш за все сили води, у будівництві турбін і промислових установок. У 2021 році Австрія покривала 55-67% виробництва електроенергії завдяки гідроенергетиці. Частка відновлюваних джерел енергії у загальному виробництві електроенергії у 2020 році становила 78%.

Австрія відіграє у міжнародній торгівлі енергією в Європі важливу роль транзитної країни. Значна частина імпорту Західної Європи з Близького Сходу, з родовищ Кавказького регіону та Росії проходить через Австрію, перш за все через Трансальпійський нафтопровід. Країна не виробляє атомну енергію [15].

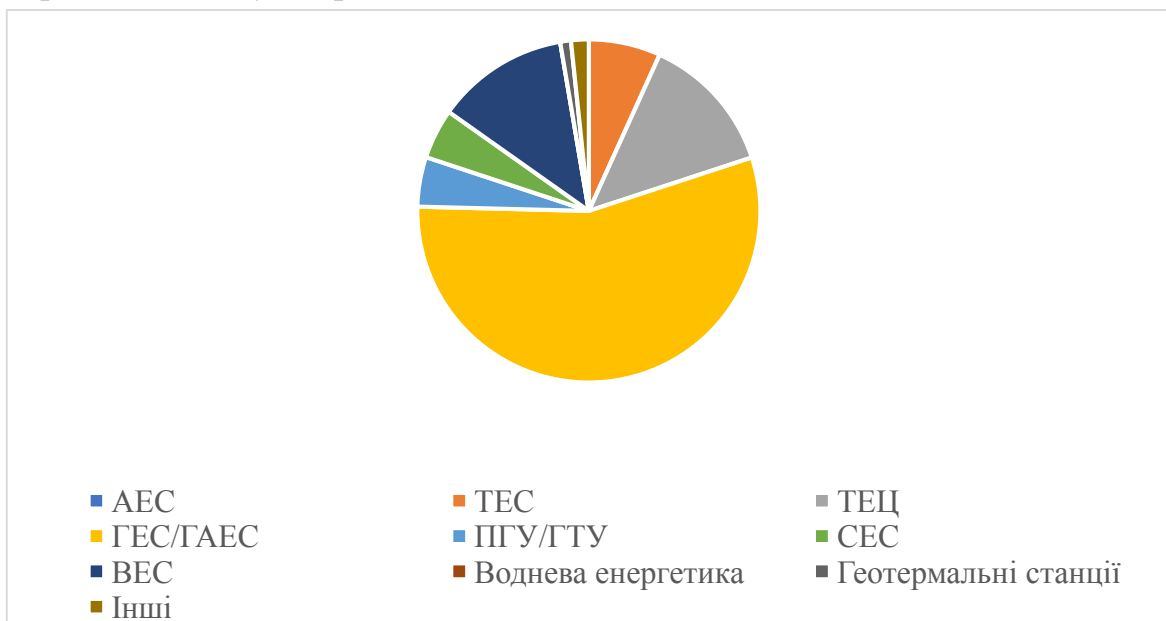


Рис. 2.2.2. Баланс виробництва електричної енергії в Австрії (станом на 2020 рік)

Показники виробництва електричної енергії в Австрії за 2020 рік

Джерела/країни, 2020/2021	Австрія (Austria)		Types of generating enterprises/countries, 2020/2021
	МВт	кВт*год, x10 ⁹	
АЕС	0	0	Nuclear Power Plants
ТЕС	2 546	3,49	Heat Power Plants
ТЕЦ	3 419	6,79	Combined Heat and Power Plants
ГЕС/ГАЕС	12 236	28,56	Hydro Power Plant
ПГУ/ГТУ	2 408	2,41	Combined Cycle Gas Turbine
СЕС	1 932	2,43	Solar Power Plants
ВЕС	3 016	6,45	Wind Power Plants
Воднева енергетика	0	0	Hydrogen Energy
Геотермальні станції	152	0,52	Geothermal Energy
Інші	503	0,86	Others
Всього	26 612	52	Summarily
Населення	8 956 000		Population

Великобританія

Історія енергетики Великобританії налічує приблизно 140 років. У 1881 році Великобританія запустила свій перший громадський генератор електроенергії в Годалмінгу. У 1900 році згідно з Законом про електричне освітлення 1899 року енергетичні компанії отримали дозвіл постачати електроенергію авторизованим користувачам, що вважається зародженням електроенергетичної промисловості Великобританії.

У наступні десятиліття електростанції поступово об'єднували, щоб забезпечити постачання електроенергії з підвищеною гнучкістю та безпекою. Після цього були опубліковані два Закони про електрику, 1919 та 1922 року, які створили Комісію з електрики, призначили Уповноважених з електрики та спільні органи електроенергетики для забезпечення центральної координації та регіональної організації електрозабезпечення. У 1926 році Закон про постачання електроенергії 1926 року запровадив першу значну національну структуру: Центральну раду з електроенергії (СЕВ), яка керувала виробництвом електроенергії на обмеженій кількості електростанцій, що були з'єднані національною мережею. У 1930-х роках номінальна напруга на лініях електропередачі

була збільшена з 6,6 кВт до 132 кВт. Закон про електроенергетику 1947 року заснував дванадцять регіональних електричних рад (АЕВ) для розподілу та постачання електроенергії споживачам, які замінили 625 окремих організацій в Англії та Уельсі.

У 1955-1957 роках електричні ради (АЕВ) пройшли низку трансформацій, результатом яких стала Центральна електрогенеруюча рада (CEGB). Вона володіла всіма великими генераторами електроенергії, керувала виробництвом, передачею та розподілом електроенергії в Англії та Уельсі. CEGB забезпечує електроенергією дванадцять місцевих електричних рад, а місцеві ради продають електроенергію споживачам у межах своїх відповідальних зон. Відповідно було створено Раду з електроенергетики для нагляду за галузями промисловості та CEGB з відповідальністю за виробництво та передачу електроенергії. У 1979 було зменшене пряме втручання уряду в економіку, продано державні підприємства за низькою ціною та проведено серію реформ приватизації державної промисловості. У 1989 році Велика Британія видала Білу книгу про електроенергетику, пропонуючи приватизацію електроенергетики та впровадження економічної політики вільного ринку. Нова структура була представлена 31 березня 1990 згідно з Законом про електрику 1989 року.

З 1990 по 2020 рік було проведено ще три масштабних реформи енергетичної галузі, основними комплексними результатами яких стало:

- створення об'єднаного ринку електроенергії (Англія, Уельс і Шотландія);
- весь сектор електроенергії, включаючи виробництво, передачу та розподіл, повністю капіталізовано, а уряд став лише регулюючим органом електроенергетичної промисловості, головним обов'язком якого є нагляд і регулювання галузі;
- введення в енергетику відновлювальних/вторинних джерел енергії і курс на зменшення викидів парникових газів;
- забезпечення стабільних цін на електроенергію та заохочення інвестицій для розвитку галузі [16].

У структурі виробництва електроенергії все ще переважає викопне паливо особливо природний газ. Збільшуються обмеження щодо парникових газів, які вивільняються з ТЕС, що призводить до поступової відмови від вугілля. Атомна енергетика має велике значення, забезпечуючи понад 20% потреб. Частка, яка забезпечується

відновлюваною та низьковуглецевою енергією , а особливо вітрова енергетика, має тенденцію до зростання.

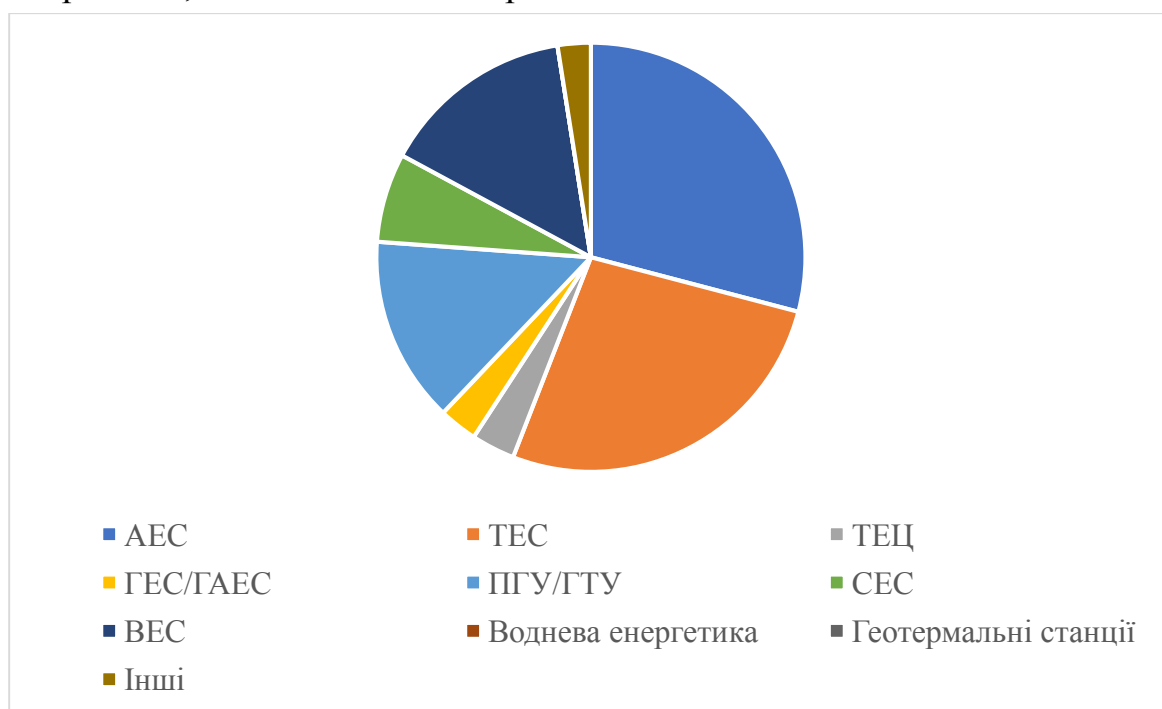


Рис. 2.2.3. Баланс виробництва електричної енергії в Великобританії (станом на 2020 рік)

Таблиця 2.2.3

Показники виробництва електричної енергії в Великобританії за 2020 рік

Джерела/країни, 2020/2021	Великобританія (Great Britain)		Types of generating enterprises/countries, 2020/2021
	МВт	кВт*год, x10 ⁹	
АЕС	8 932	56,11	Nuclear Power Plants
ТЕС	18 855	51,53	Heat Power Plants
ТЕЦ	5 481	6,33	Combined Heat and Power Plants
ГЕС/ГАЕС	1 912	5,59	Hydro Power Plant
ПГУ/ГТУ	29 147	27,12	Combined Cycle Gas Turbine
СЕС	13 376	12,95	Solar Power Plants
ВЕС	13 648	28,23	Wind Power Plants
Воднева енергетика	0	0	Hydrogen Energy
Геотермальні станції	0	0	Geothermal Energy
Інші	2 076	4,81	Others
Всього	93 427	193	Summarily
Населення	67 330 000		Population

Ісландія

На відміну від більшості країн світу, енергетична система Ісландії в основному базується на вітчизняних відновлюваних джерелах енергії (ВЕР), у 2020 році частка ВЕР у первинному енергопостачанні цієї країни становила понад 85 %.

Розвиток ісландської енергетичної системи в бік відновлюваних джерел енергії умовно позначений трьома періодами. Перший період тривав приблизно з 1900 до 1940-х років. На початку цього періоду часу відновлювані ресурси: торф і висушений овечий гній були найпоширенішими видами палива в побуті. Коні забезпечували транспорт, а природні гарячі джерела використовували для купання та миття. Геотермальне тепло вперше було використано в 1908 році для опалення будинків, а перша гідроенергетична турбіна почала працювати в 1904 році. В ці роки було задано тон для пріоритетності внутрішніх ВЕР для виробництва електроенергії.

Другий період почався під час Другої світової війни, з частковим переходом від вугілля і нафти до відновлюваних джерел енергії. Ця зміна значною мірою була зумовлена проблемами енергетичної безпеки та бажанням економічного розвитку. У цей час була розроблена національна електроенергетична система, зосереджена на гідроенергетиці та керована державними установами. Геотермальна та гідроенергетика почали забезпечувати приблизно 16 % первинного енергопостачання країни, а решта забезпечувалася викопним паливом. Одночасно рибальський флот та наземний приватний транспорт збільшували використання нафти. Крім того, нафта у багатьох випадках замінила вугілля як паливо для опалення через тиск на навколишнє середовище та випадковий дефіцит вугілля. До 1965 року майже 70 % загального постачання первинної енергії в Ісландії складала імпортована нафта, що знаменувало кінець другого переходу.

Третій період тривав з 1965 по 1980 рік. Електромережі розширювались на сільські території, а гідроенергетика почала використовуватись для енергоємних галузей. Крім того, нафтова криза та зростання цін на нафту спричинили перехід до широкомасштабного використання геотермальної енергії для опалення будинків. У 1980 році понад 70 % постачання первинної енергії в країні забезпечувалося або геотермальною енергією, або гідроенергією, причому як електроенергетична, так і теплова система в основному залежали від

внутрішньої відновлюваної енергії. Лише транспорт і рибна промисловість, як це було в 1980 році, все ще значною мірою залежали від викопного палива.

Нещодавно розпочався і триває четвертий період. Наприкінці 2020 року урядом було запропоновано нову довгострокову цілісну енергетичну політику для Ісландії під назвою «Стале енергетичне майбутнє; енергетична політика до 2050 року». Стратегічний документ був результатом дворічної роботи різнопланового комітету, до складу якого входили представники всіх політичних партій і обраних міністерств, і був погоджений усіма членами комітету без застережень. Також було розроблено план дій із визначеними першими кроками. У заяві про бачення цієї політики Ісландія описується як «країна чистої енергії», де метою є повна відмова від викопного палива та використання лише відновлювальних енергетичних ресурсів до 2050 року. Враховуючи успіх попередніх енергетичних періодів, які призвели до широкомасштабного використання відновлюваних джерел енергії, ця нещодавно запропонована політика є першою свідомо розробленою цілісною енергетичною політикою в Ісландії та вперше цілісним документом національної енергетичної політики, що пропонує повний перехід на відновлювані джерела енергії. [17]

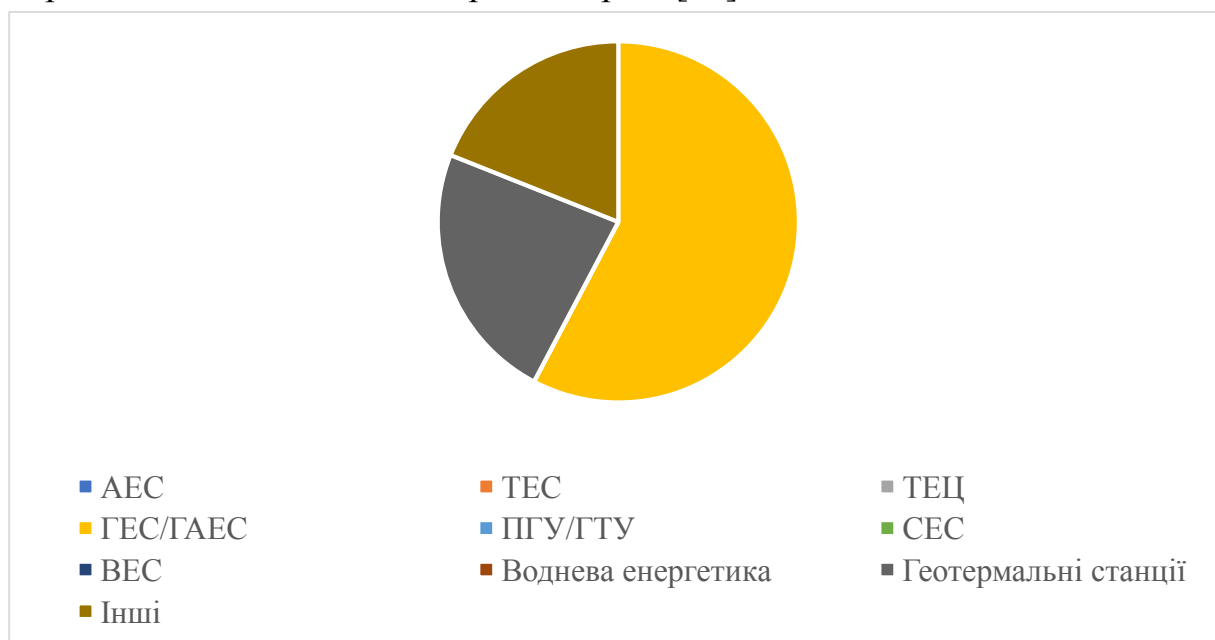


Рис. 2.2.4. Баланс виробництва електричної енергії в Ісландії (станом на 2020 рік)

Показники виробництва електричної енергії в Ісландії за 2020 рік

Джерела/країни, 2020/2021	Ісландія (Iceland)		Types of generating enterprises/countries, 2020/2021
	МВт	кВт*год, x10 ⁹	
АЕС	0	0	Nuclear Power Plants
ТЕС	0	0	Heat Power Plants
ТЕЦ	0	0	Combined Heat and Power Plants
ГЕС/ГАЕС	1868	18,62	Hydro Power Plant
ПГУ/ГТУ	0	0	Combined Cycle Gas Turbine
СЕС	0	0	Solar Power Plants
ВЕС	0	0	Wind Power Plants
Воднева енергетика	0	0	Hydrogen Energy
Геотермальні станції	665	7,51	Geothermal Energy
Інші	6	6,12	Others
Всього	93 427	32	Summarily
Населення	372 520		Population

Італія

Італійський півострів є геологічно молодим утворенням суші, тому містить мало мінеральних ресурсів. Вони характеризуються низькою якістю та мізерною кількістю. Відсутність в Італії енергетичних ресурсів, безсумнівно, перешкоджала процесу індустріалізації на півострові, але обмежені запаси вугілля, нафти та природного газу призвели до інновацій у розробці джерел енергії. Саме брак вугілля наприкінці 19 століття спонукав до розвитку гідроенергетики, а в 1885 році Італія стала однією з перших країн, яка передала гідроелектроенергію до великого міського центру – від Тіволі до Риму – по лінії напругою 5000 вольт. Хоча нерівномірні опади на півострові не сприяли постійному зростанню гідроенергетики. Після Другої світової війни більше половини електроенергії в Італії вироблялось гідроелектростанціями, але її потенціалу було недостатньо для швидкої індустріалізації і її частка становила менше 20 % виробництва електроенергії в країні. Це призвело до розвитку теплової генерації електроенергії за допомогою вугілля, природного газу, нафти та ядерного синтезу.

В той час Італія була в авангарді ядерних досліджень, і до 1965 року на італійській землі працювали три атомні електростанції ; четверта була відкрита в 1981 році. Але громадський референдум того ж року призвів до виведення з експлуатації всіх чотирьох станцій.

Відкриття родовищ природного газу сприяло активному розвитку теплової енергетики. Але власних запасів газу і нафти Італії не вистачало, тому з 1970-х зростає залежність від імпорту первинних енергетичних ресурсів. До 21 століття природний газ забезпечував більше половини загального виробництва енергії в Італії. Загалом викопне паливо становило близько 90 % загального споживання енергії в країні.

Сьогодні Італія є привабливим ринком як для природного газу, так і для технологій відновлюваної енергії. Через конфлікт в Україні Італія прагне покращити внутрішню енергетичну безпеку та очікує стати незалежною від російського газу до другої половини 2024 року. У найближчій перспективі (2022–2023 роки) країна зосереджена на підготовці до опалювального періоду шляхом заповнення своїх газових сховищ та диверсифікації поставок газу (наприклад, імпорту газу з Алжиру та Азербайджану замість імпорту з Росії) та покращення енергозбереження.

Італія посідає третє місце в Європі як за споживанням електроенергії, так і за виробництвом електроенергії з відновлюваних джерел і є однією з 14 країн ЄС, які досягли своєї цілі щодо відновлюваних джерел енергії у відсотках від загального споживання енергії до 2020 року (18,2% проти цільового показника 17%).

В найближчій перспективі Італія планує відмовитися від використання вугілля до 2025 року та довести частку відновлюваних джерел енергії у кінцевому валовому виробництві електроенергії до 72% до 2030 року та до 95–100% до 2050 року.

У 2020-му році Італія запустила національну водневу стратегію, щоб допомогти декарбонізувати економіку та досягти європейських кліматичних цілей. Виділяє значні кошти на розвиток водневої енергетики, перетворення занедбаних промислових територій у «водневі долини», розвиток транспорту та технологічні дослідження і розробки. Мета полягає в тому, щоб встановити 6 ГВт електролізних потужностей до 2050 року, а також виробляти і транспортувати один мільйон тон відновлюваного «зеленого» водню. Мета уряду також включає

виробництво 700 000 тон водню шляхом уловлювання вуглецю, або «блакитного водню», протягом наступних десяти років [18].

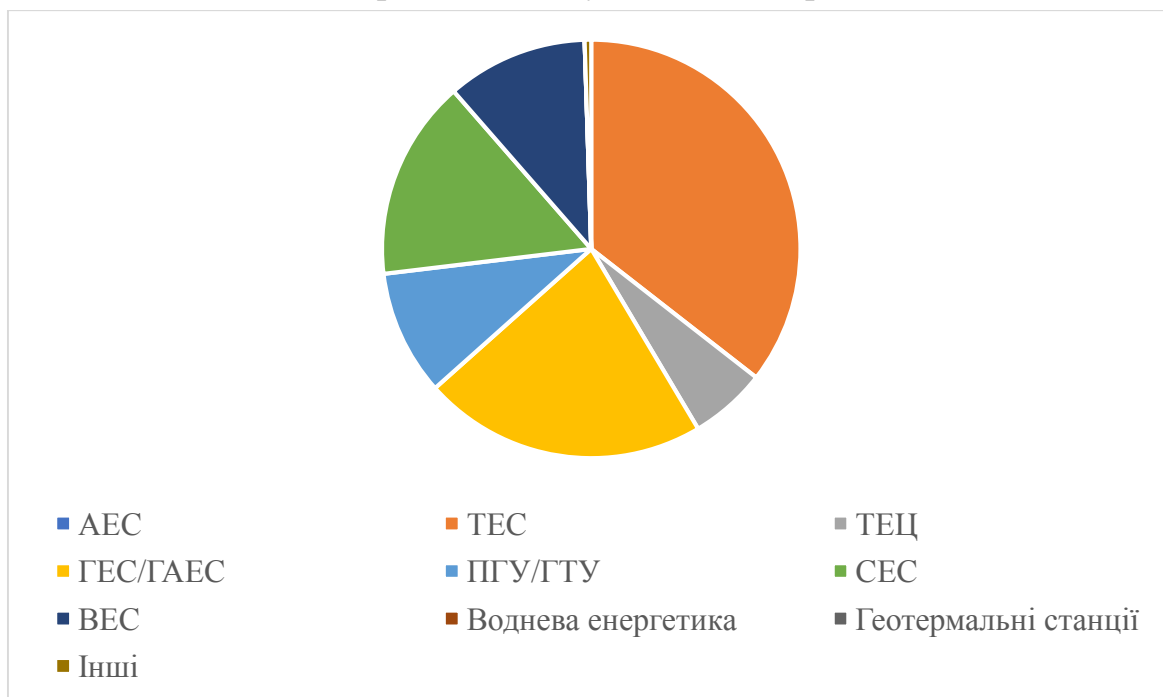


Рис. 2.2.5. Баланс виробництва електричної енергії в Італії (станом на 2020 рік)

Таблиця 2.2.5

Показники виробництва електричної енергії в Італії за 2020 рік

Джерела/країни, 2020/2021	Італія (Italy)		Types of generating enterprises/countries, 2020/2021
	МВт	кВт*год, x10 ⁹	
АЕС	0	0	Nuclear Power Plants
ТЕС	28 702	64,55	Heat Power Plants
ТЕЦ	8 443	10,77	Combined Heat and Power Plants
ГЕС/ГАЕС	18 910	39,87	Hydro Power Plant
ПГУ/ГТУ	18 213	17,59	Combined Cycle Gas Turbine
СЕС	21 507	28,13	Solar Power Plants
ВЕС	11 449	19,82	Wind Power Plants
Воднева енергетика	1	0	Hydrogen Energy
Геотермальні станції	0	0	Geothermal Energy
Інші	497	0,92	Others
Всього	107 722	182	Summarily
Населення	59 110 000		Population

Китай

Розвитку енергетики в Китаї в період 1850-1949 років приділялось недостатньо уваги, так як країна перебувала у вирі громадянських заворушень, змінах влади, а на світовій арені відбувалися Перша, а потім Друга світові війни. Утворення у 1949 році Китайської Народної Республіки сприяло стабілізації політичної ситуації, а разом з нею початку процесу розвитку економіки, в тому числі – енергетики.

За останні 70 років розвиток енергетичних інститутів Китаю можна розділити на чотири етапи.

Перша фаза: централізоване планування (1950–1979).

З 1950 по 1979 рік енергетичний сектор повністю контролювався центральним урядом. Державна планова комісія (SPC) була ключовим агентством, відповідальним за управління централізованою плановою економікою Китаю, включаючи виробництво, розподіл енергії та розподіл інвестицій, пов'язаних з енергетикою. У середині центрального уряду різні бюрократичні установи контролювали планування, виробництво та розподіл кожної енергетичної галузі. На цьому етапі такий жорсткий контроль над енергетичним сектором дозволив уряду об'єднати обмежені ресурси для задоволення безпосередніх потреб економічного розвитку. Однак у міру того, як економіка зростала та ставала більш диверсифікованою, ця централізована система та інституційна структура не змогли задовольнити енергетичні потреби, яких вимагав подальший економічний розвиток, і створювали мало стимулів для покращення якості продукції та ефективності виробництва.

Друга фаза: Ранній перехід від централізованого планування до ринкової економіки (1980–1992).

У цей період Китай почав реформувати свою економічну систему. Завдяки швидкому економічному зростанню споживання енергії в Китаї зросло майже вдвічі, через що дефіцит енергії став гострою проблемою. У відповідь китайський уряд провів дві інституційні структурні реформи:

- реструктуризація інституцій з метою усунення прямого урядового контролю при одночасному стимулюванні виробництва енергії та інвестицій: а) галузеві міністерства були замінені спеціалізованими державними енергетичними корпораціями. Ці компанії відповідали за виробництво енергії, їм було надано право приймати рішення щодо управління операціями, зміни персоналу та винагороди працівників; б)

Китайська енергетична інвестиційна корпорація (CEIC) була створена для сприяння національним інвестиціям в енергетичний сектор та сприяння іноземним інвестиціям у спільні підприємства; в) Міністерство енергетики (МОЕ) було створено для координації діяльності державних енергетичних корпорацій, хоча його функція була обмежена розробкою енергетичної стратегії, плануванням довгострокового виробництва та наглядом за великими проектами розвитку енергетики;

- створення інституцій для сприяння енергозбереженню: офіси енергозбереження, а також технологічні центри енергозбереження були створені як на центральному, так і на провінційному рівнях по всій країні, а також були впроваджені програми енергозбереження, спрямовані на підвищення енергоефективності при одночасному зниженні енергоємності.

Третя фаза: відновлення контролю центрального уряду (1993-1998).

Інституційна реформа в енергетичному секторі з 1980 по 1992 рік характеризувалася зменшенням контролю центрального уряду та збільшенням автономії енергетичних корпорацій. Через відсутність інституційної спроможності МНС не досягло своєї мети як координаційного органу. Центральний уряд виявив, що втрачає контроль над виробництвом і споживанням енергії, тож у 1993 році Міністерство енергетики було розформовано та замінено Державною економічно-торгівельною комісією (SETC) як органом нагляду за енергетичним сектором. Центральний уряд також вжив заходів для посилення свого контролю шляхом реструктуризації інвестиційних корпорацій і відновлення урядових установ, які контролюють кожен енергетичну галузь.

Четверта фаза: Ринково-орієнтоване управління (з 1998 року по теперішній час)

З 1998 року Китай розпочав радикальну реорганізацію, оптимізувавши урядові установи, а також державні підприємства. Інституційні структурні зміни в енергетичному секторі відбулися після цієї загальної організаційної зміни з метою подальшого розподілу функцій між державними енергетичними підприємствами, як комерційними операторами, та державними установами, як розробниками енергетичної політики та регуляторами. Відтоді з'явилися національні енергетичні корпорації з меншим державним контролем і більш орієнтованим на ринок менеджментом.

Сучасна структура енергетичного сектору складається з:

- *центральных урядовихі установ, які є розробниками енергетичної політики та регуляторами (одинадцять міністерств і комісій центрального рівня, пов'язані з енергетикою);*

- *державних енергетичних підприємств, які домінують у традиційних енергетичних галузях, таких як нафта, електроенергія і вугілля;*

- *приватних та спільних підприємствах, участь яких обмежена і зосереджена на вугільній і відновлювальній енергетиці [19].*

Структура енергоспоживання Китаю відрізняється як від світової, так і від азійської тим, що в ній значну частку первинного джерела енергії становить вугілля. Друге місце по енергоспоживанню займає нафта, 3-є місце – гідроенергія, 4-е місце – природний газ. Уряд Китаю надає активну підтримку розвитку альтернативної енергетики та запровадженню «зелених» енергетичних побутових приладів, електричних машин та будівель. У структурі виробництва електроенергії зростає частка відновлюваної енергетики (СЕС, ВЕС, водень, біомаса).

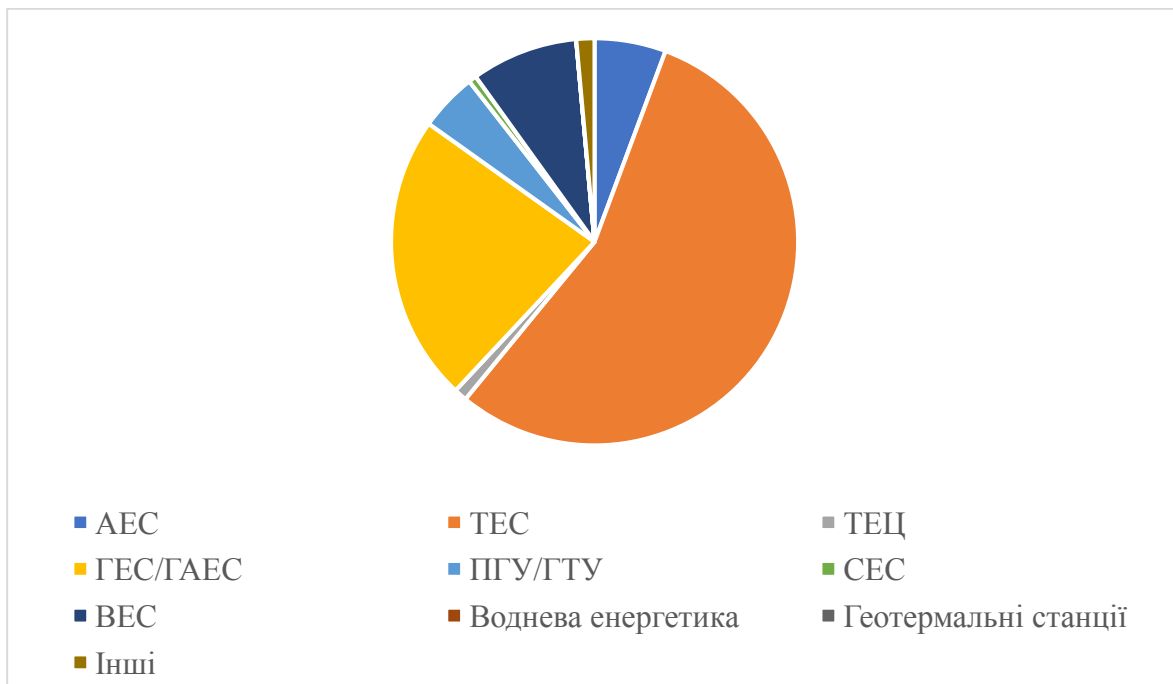


Рис. 2.2.6. Баланс виробництва електричної енергії в Китаї (станом на 2020 рік)

Показники виробництва електричної енергії в Китаї за 2020 рік

Джерела/країни, 2020/2021	Китай (China)		Types of generating enterprises/countries, 2020/2021
	МВт	кВт*год, x10 ⁹	
АЕС	50 875	328,55	Nuclear Power Plants
ТЕС	1 019 110	3 202,48	Heat Power Plants
ТЕЦ	14 202	59,82	Combined Heat and Power Plants
ГЕС/ГАЕС	352 000	1 325,60	Hydro Power Plant
ПГУ/ГТУ	93 715	266,54	Combined Cycle Gas Turbine
СЕС	253 000	36,33	Solar Power Plants
ВЕС	28 1000	491,45	Wind Power Plants
Воднева енергетика	6	0,01	Hydrogen Energy
Геотермальні станції	30	0,17	Geothermal Energy
Інші	44 400	83,57	Others
Всього	2 108 338	5,795	Summarily
Населення	1 412 000 000		Population

Ядерна енергетика в Китаї перебуває в зародковому стані. Після катастрофи на атомній станції у префектурі Фукусіма (Японія) китайське керівництво припинило встановлення нових ядерних реакторів. Однак поступово китайські лідери визнають обмеженість використання викопних енергоносіїв і все більше схиляються у бік розширення використання ядерної енергетики.

На тлі інтенсифікації процесів індустріалізації та урбанізації Китай відчуває посилення попиту на енергію. Завдяки цим чинникам Китай перетворився на найбільшого виробника та споживача енергії у світі [20].

Німеччина

Початок електрогенерації в Німеччині було покладено у 1984 р. заснуванням компанії AEG, та Siemens, які тривалий час залишались лідерами електричної галузі, зробивши Берлін центром європейської електротехнічної промисловості. У 1891 році вперше було транспортовано трифазну електроенергію – на відстань 176 кілометрів. У 1895 році Берлін замінив кінні трамваї електричними. Однак, у 1914 році лише близько п'яти відсотків берлінських будинків мали електроенергію. Та вже через

одинадцять років цей показник зріс до 25%, а до кінця десятиліття – до 50%. З появою лінії електропередач з півночі на південь між Пульгаймом у Північному Рейні-Вестфалії та двома гідроелектростанціями в Шварцвальді та Австрії у 1924 році було створено першу об'єднану електричну мережу.

Основним видом палива для виробництва електроенергії було вугілля, яке видобувалось у рурському басейні. Також в Німеччині існувала традиція використання біомаси (дерево, солома) у якості палива для опалювання будівель. Проте з появою і розвитком хімічної промисловості та машинобудування область застосування біогазу поширилася на енергетику та транспорт. Через амбіції нацистського режиму у 1940-их роках для задоволення потреб військово-промислового комплексу Німеччина потребувала значних паливно-енергетичних ресурсів (нафта, вугілля, газ), які вона сподівалась отримати на завойованих територіях. Але в результаті була зруйнована і поділена між державами-переможницями. У 1949 році були засновані Федеративна Республіка Німеччина (ФРН) і Німецька Демократична Республіка (НДР, Східна Німеччина). До 1970-х років у ФРН було легко знайти власне вугілля та дешеву нафту. Шоком стала нафтова криза 1973 року. Щоб зменшити залежність від сировини з-за кордону, зусилля щодо розвитку атомної енергетики були активізовані: у 1974 році в Німеччині вже працювало одинадцять атомних електростанцій, ще одинадцять будувались. Паралельно у ці ж роки популярності набуває тема охорони навколишнього середовища та енергоощадних технологій. Індустріалізація «по-радянськи» на території НДР створила атомну загрозу всієї Німеччини. Тому у 1980-их роках все частіше говорять про відмову від атомної енергетики.

У 1990-их роках, після возз'єднання ФРН і НДР, відбулося об'єднання і їх енергетичних систем, що вартувало чималих коштів Західній Німеччині. Щоб зменшити залежність від викопного палива і збільшити частку відновлюваної енергії, було прийнято закон про законодавчо встановлені пільгові тарифи на електроенергію з відновлюваних джерел (Stromeinspargesetz 1991). Це стало відправною точкою енергетичного переходу Німеччини.

Енергетичний перехід у Німеччині, відомий як «Energiewende», – це запланований перехід країни від явного домінування вугілля, нафти та ядерної енергії до низьковуглецевої та без'ядерної економіки, заснованої на використанні відновлюваних джерел. Амбіційною метою є скорочення

викидів CO₂ на 80% і збільшення частки відновлюваної енергії в загальному споживанні енергії до 60% до 2050 року. Двома стовпами «Energiewende» є відновлювані джерела енергії та енергоефективність. Правовою основою є Закон про джерела відновлюваної енергії (EEG), який регулює сектор відновлюваної електроенергії, а Закон про теплову енергію з відновлюваних джерел (EEWärmeG) сприяє збільшенню тепла, виробленого з відновлюваної енергії в нових будівлях. Плануються інвестиції в морську вітрову енергетику, фотоелектричну енергетику, розширення мережі та проекти зберігання енергії, а також впровадження нової, розумної енергетичної інфраструктури, яка може збалансувати коливання пропозиції відновлюваних джерел.

Таблиця 2.2.7

Показники виробництва електричної енергії в Німеччині за 2020 рік

Джерела/країни, 2020/2021	Німеччина (Germany)		Types of generating enterprises/countries, 2020/2021
	МВт	кВт*год, x10 ⁹	
АЕС	11 706	72,34	Nuclear Power Plants
ТЕС	47 323	82,56	Heat Power Plants
ТЕЦ	2 045	3,13	Combined Heat and Power Plants
ГЕС/ГАЕС	4 648	19,6	Hydro Power Plant
ПГУ/ГТУ	6 409	13,04	Combined Cycle Gas Turbine
СЕС	59 727	51,12	Solar Power Plants
ВЕС	62 269	126,53	Wind Power Plants
Воднева енергетика	10	0	Hydrogen Energy
Геотермальні станції	38	0,23	Geothermal Energy
Інші	308	0,36	Others
Всього	188483	369	Summarily
Населення	83 200 000		Population

Німеччина, станом на сьогодні, значною мірою покладається на імпорт викопного палива, оскільки її внутрішні ресурси значною мірою вичерпані або їх видобуток занадто дорогий [21].

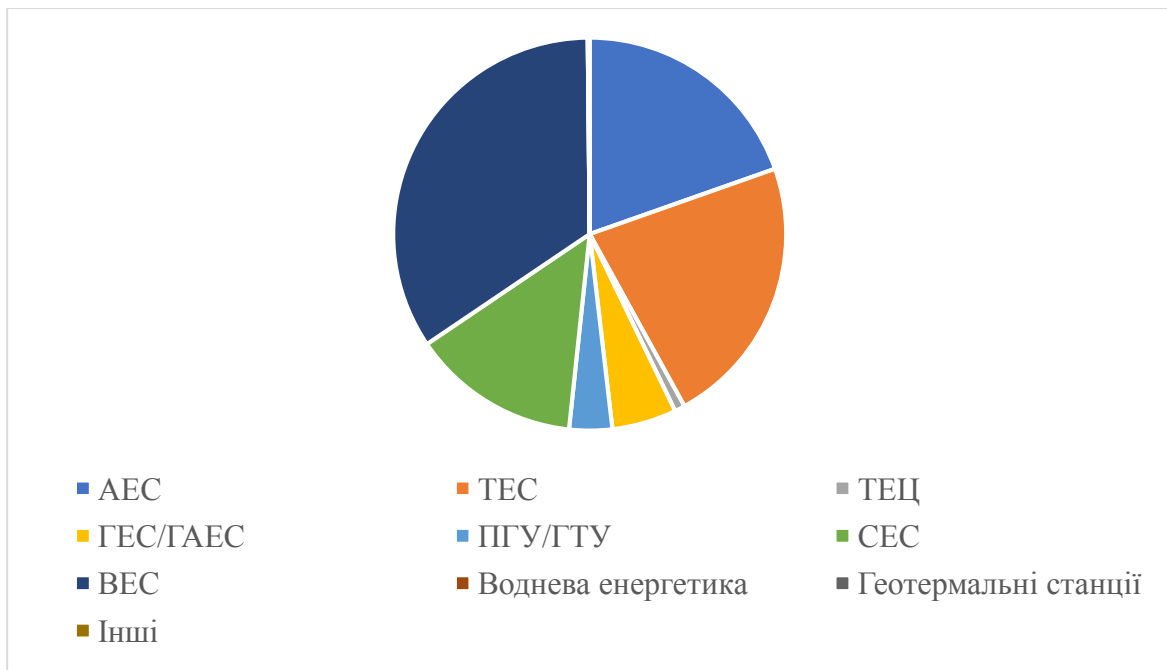


Рис. 2.2.7. Баланс виробництва електричної енергії в Німеччині (станом на 2020 рік)

Південна Корея

До 1945 року енергетичні потреби на півдні Корейського півострова задовольнялися за рахунок гідроелектричних станцій, розташованих на півночі.

Корейська війна 1950-1953 років зруйнувала від третини до половини економіки. Найбільш постраждали промисловість і інфраструктура. В результаті поділу країни Південна Корея взагалі втратила енергетичний сектор: 98% видобутку антрациту і 92% потужності електростанцій залишилося на півночі країни. Після розподілу Кореї у південних районах виникли проблеми з електропостачанням, які були вирішені завдяки побудові теплових станцій, що працюють на антрацитовому вугіллі, пізніше і на нафті.

У 1960-1985 роках економічне зростання у Південній Кореї було одним з найінтенсивніших у світі. У результаті змін, що почалися в 1962 році, Південна Корея перетворилася з однієї з найбідніших у світі аграрних країн на індустріальну країну, яка швидко розвивається. Перша АЕС почала працювати в 1977 році, а через десять років атомна енергетика посіла провідні позиції в енергозабезпеченні країни. У 1990-х роках виробництво електроенергії було майже на 50% зосереджене на АЕС і приблизно на 45% - на теплових станціях; 5% припадає на ГЕС. У 2000 році 40,1 відсотка всієї корейської електроенергії були вироблені

атомними станціями; 37,3 відсотка припадало на частку вугільних ТЕС; 10,3 відсотка - на нафтові ТЕС, і 11 відсотків - на частку газових теплоелектростанцій. Роль гідроенергетики в Кореї нині є дуже малою - лише 1,4% всього виробництва.

Через недостатність внутрішніх ресурсів Південна Корея покладається на імпорт, викопного палива і входить до п'ятірки найбільших світових імпортерів зрідженого природного газу (СПГ), вугілля та нафтопродуктів. Південна Корея не має міжнародних нафто- або газопроводів і покладається виключно на танкерні поставки СПГ і сирової нафти. Однак, водночас, Південна Корея є чистим експортером нафтопродуктів, в основному у вигляді середніх дистилятів, таких як газойль, бензин і авіаційне паливо.

Нова політика Південної Кореї щодо енергетичного переходу була оголошена в 2017 році, оскільки зріс попит громадян на вирішення проблем безпеки, спричинених послідовними землетрусами, що вплинули на райони з великою кількістю атомних електростанцій у 2016 та 2017 роках, а також проблем зі здоров'ям, спричинених вугільними електростанціями. Ця політика зосереджена як на скороченні атомних і вугільних електростанцій, так і на подальшому розвитку екологічно чистого та сталого виробництва та постачання електроенергії. Таким чином, уряд Південної Кореї планує широкомасштабний перехід до підвищення енергоефективності, а також безпечних і чистих джерел енергії. Його оголошена мета полягає в забезпеченні 20% частки відновлюваної енергії в національному енергетичному балансі, включаючи 37 ГВт фотоелектричної електроенергії, 3 ГВт наземної вітрової енергії та 13 ГВт морської вітрової енергії до 2030 року. Очікується, що остання відіграватиме стратегічну роль у плані «Відновлювана енергетика до 2030 року». Оскільки географічні умови Південної Кореї дозволяють створити великомасштабну морську вітрову електростанцію, дуже ймовірно, що вітроенергетика стане одним із основних відновлюваних джерел електроенергії в країні. У цьому документі обговорюється потенціал розвитку проектів офшорних вітрових електростанцій у Південній Кореї з особливим акцентом на аналізі офшорних ресурсів і перегляді урядової політики та програм підтримки, які можуть обмежити або іншим чином заперечити розгортання таких проектів, з подальшим розглядом варіантів політики, які могли б покращити розгортання офшорної вітрової енергії [22].

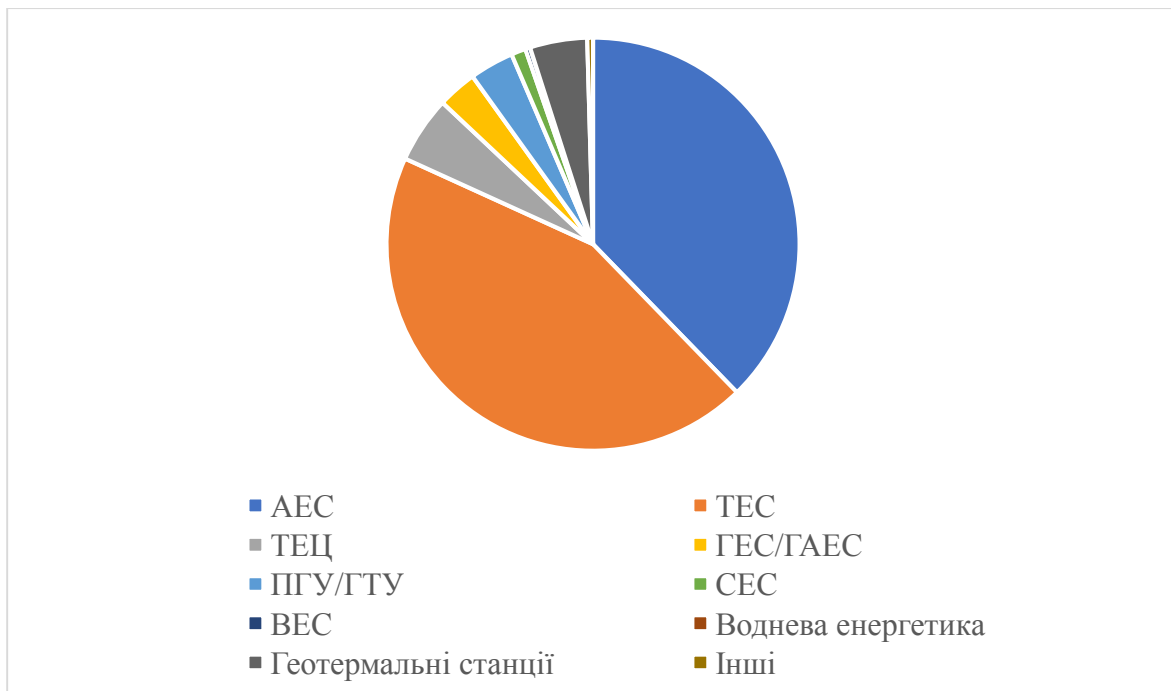


Рис. 2.2.8. Баланс виробництва електричної енергії в Південній Кореї (станом на 2020 рік)

Таблиця 2.2.8

Показники виробництва електричної енергії в Південній Кореї за 2020 рік

Джерела/країни, 2020/2021	Південна Корея (South Korea)		Types of generating enterprises/countries, 2020/2021
	МВт	кВт*год, $\times 10^9$	
АЕС	23,23	209,726	Nuclear Power Plants
ТЕС	38,523	244,94	Heat Power Plants
ТЕЦ	13,794	28,957	Combined Heat and Power Plants
ГЕС/ГАЕС	5,132	17,102	Hydro Power Plant
ПГУ/ГТУ	9,258	19,236	Combined Cycle Gas Turbine
СЕС	10,716	6,327	Solar Power Plants
ВЕС	1,258	2,126	Wind Power Plants
Воднева енергетика	0	0	Hydrogen Energy
Геотермальні станції	76	24,917	Geothermal Energy
Інші	5,035	2,499	Others
Всього	183	556	Summarily
Населення	51 740 000		Population

Росія

На рубіжі 19 і 20 століть в Росії окреслився інтенсивний розвиток електроенергетики. Це було пов'язане зі збільшенням виробництва електрики і поступовим витісненням нею пари, розвитком електричного освітлення міст, зародженням електричного транспорту і широким впровадженням електрики і електротехнічних процесів у промисловість.

Електрика стає основою технічного прогресу. У 1886 р. в Санкт-Петербурзі було зареєстроване промислово-комерційне «Товариство електричного освітлення 1886 р.» (або «Товариство 1886 р.»), засноване групою комерційних підприємств і банків. Першим московським контрактом «Товариства 1886 р.» став договір про включення в роботу локобильної блок-станції для освітлення торговельних рядів і квартир прибуткового дому-пасажу. Услід за цим в 1888 р. в Георгіївському провулку була пущена невелика локобильна електростанція. А в 1897 р. на Раушській набережній увійшла до ладу перша паротурбінна електростанція потужністю 2000 к.с. (1470 кВт). Спочатку вона працювала на нафті, але з 1915 р. перейшла на підмосковний торф.

Потреба в електромоторах, проводах, кабелях і т.п. привела надалі до розвитку електротехнічної промисловості, яка в свою чергу дозволила розширити використання електрики для електрифікації залізниць і, нарешті, приступити до поглиблення електрифікації економіки Росії. Це в свою чергу вимагало наростаючого розвитку електроенергетики, планування і спорудження електростанцій на різних видах палива і різних первинних енергоносіях. Всі ці природні етапи були успішно пройдені ще в дожовтневій Росії. Головною рушійною силою в розвитку електроенергетики був приватний капітал (зарубіжний і російський), що включився в електричну справу вже в 80-х рр. 19 ст. На початку 1899 р. був підписаний договір про створення синдикату німецьких електротехнічних фірм, які вже давно діяли в Росії: «Сіменс – Гальське», «Уніон», АЕГ.

За перші 10 років 20 століття іноземні капіталовкладення в дочірні підприємства електротехнічної промисловості Росії зросли на 65%, а в електроосвітлювальну і трамвайну сфери – на 205 і 580% (!) відповідно. У 1912 р. утворилося «Петербурзьке товариство електропередачі сили водоспадів». За участю банків були створені фінансові групи для використання цієї сили в районі, що примикав до Санкт-Петербургу, і в

Карелії, а потім для цієї ж мети було створено товариство «Іматра». У передвоєнні роки загострилася боротьба за вплив на електротехнічну промисловість. Конкуренти почали тіснити «Товариство 1886 р.». Утворилося «Петербурзьке товариство електричних споруд», а в Москві – товариства «Електропередача», «Товариство електричних центральних станцій» і «Центральна електрична компанія» (1911 р.). До консорціуму товариств увійшли «Німецький банк», «Електробанк», «Товариство 1886 р.» та ін. По виробництву електроенергії царська Росія в 1913 р. була на восьмому місці в світі. [23]

У СРСР в період з 1921 по 1931р. відбувається активний розвиток електропостачання, будуються крупні районні станції, які використовують місцеві види палива.

Під час Другої світової війни було зруйновано близько 60 електростанцій і встановлена потужність генерації упала майже вдвічі. Лише після 1946р вдалося відновити довоєнні об'єми виробництва електроенергії. На початку 1950 років відбувається концентрація енергопостачання за рахунок будівництва потужних теплових електростанцій та формування об'єднаних енергосистем : ОЕС СРСР (1956р) та ОЕС «МИР» (1965р). Єдина енергетична система Європейської частини СРСР була найбільшою енергосистемою світу. Вона об'єднала енергетику Центру, Півдня та Уралу високовольтними лініями електропередачі напругою 330, 500 та 800 кВт. Важливим елементом у розвитку радянської енергетики є управління роботою всіх електроенергетичних установок в Європейській частині СРСР з єдиного диспетчерського центру в Москві.

У 1963 р. було завершено будівництво Транссибірської магістральної лінії електропередачі напругою 500 кв, що з'єднала Іркутську енергосистему з Красноярською та Західно-Сибірською енергосистемами. В результаті утворилася Єдина енергетична система Сибіру.

Під час Другої світової війни відбувся поштовх у дослідженнях з ядерної фізики і тривалий час передові розуми світу хвилювало створення ядерної бомби. Опісля почалося застосування «мирного атому» у атомній енергетиці.

У 1951 році розпочинається будівництво Обнінської станції, першої у світі АЕС. Станція дала струм у 1954 році. У червні 1955 року почалася розробка програми розвитку ядерної енергетики СРСР, що передбачала

широке використання атомної енергії для енергетичних, транспортних та інших народногосподарських цілей. 1955 року було запущено в експлуатацію перший у світі реактор на швидких нейтронах БР-1 з нульовою потужністю, а через рік - БР-2 тепловою потужністю 100 кВт. У жовтні 1954 року Рада міністрів СРСР схвалила масштабну програму будівництва АЕС у період з 1956 по 1960 роки. У 1964 році був запущений перший реактор ВВЕР-1 потужністю 210 МВт (Нововоронезька АЕС). 1973 року було введено в експлуатацію перший у світі енергетичний реактор на швидких нейтронах БН-350 (м. Шевченка, нині – м. Актау, Казахстан). 1974 року відбувся запуск першого реактора РВПК потужністю 1000 МВт (Ленінградська АЕС). Було розгорнуто будівництво АЕС у країнах Східної Європи, а також у НДР. У період з 1957 по 1967 рік у країнах Східної Європи, Азії та Африки СРСР було збудовано 25 атомних установок, у тому числі 10 реакторів АЕС, 7 прискорювачів, 8 ізотопних та фізичних лабораторій.

Аварія на Чорнобильській АЕС (1986 р.) загальмувала розвиток ядерної енергетики не тільки у СРСР а й в усьому світі. У 90-ті роки ХХ століття, після розпаду СРСР атомна галузь Росії переживала період стагнації. Сьогодні атомна галузь Росії є потужним комплексом із понад 350 підприємств і закупівельних організацій, а Держкорпорація "Росатом" є найбільшою генеруючою компанією в Росії, електричні потужності якої хочуть збільшити за рахунок загарбання АЕС України.

В результаті повномасштабного військового вторгнення росії в Україну європейські країни-експортери газу та інших видів викопного палива почали масово скорочувати споживання цих видів палива і замінювати їх на альтернативні та відновлювальні джерела енергії. Так, як РФ є значним споживачем та експортером первинних енергетичних ресурсів, то енергетичний перехід на альтернативні види енергії не є настільки популярною позицією, як в країнах-імпортерах. Енергетичний перехід по-російськи – це поступовий процес із синергією викопного палива і енергії ВЕР.

В Росії сьогодні альтернативна енергетика залишається неконкурентоспроможною: тарифи на класичну електроенергію для населення у 2 рази нижчі ніж за вітрову і у 4 рази нижче за електроенергію вироблену системою фотовольтаїки (сонячна). Причиною непопулярності ВЕР називають географічне положення країни і суворий клімат на більшості її території, значну вартість технічного обладнання і

невисокий потенціал. Проте є заходи державної підтримки альтернативної енергетики. Так у багатьох регіонах, де дозволяють природні умови, з'явилися сонячні електростанції, на Камчатці почалося використання геотермальної енергії, у різних частинах країни були утворені вітрові парки. Перспективним вважається впровадження екологічно чистіших технологій спалювання кам'яного вугілля, перехід до використання альтернативних видів палива, і в першу чергу деревини, за запасами відходів Росія займає лідируюче становище у світі.

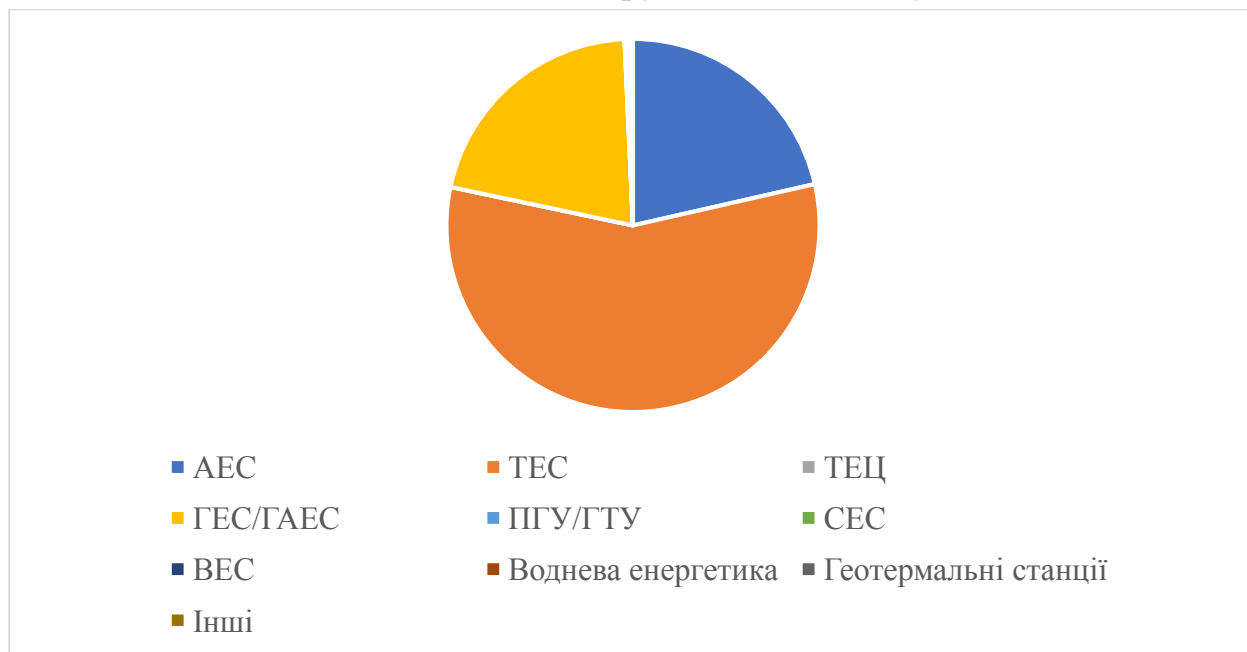


Рис. 2.2.9. Баланс виробництва електричної енергії в Росії (станом на 2020 рік)

Таблиця 2.2.9

Показники виробництва електричної енергії в Росії за 2020 рік

Джерела/країни, 2020/2021	Росія (Russia)		Types of generating enterprises/countries, 2020/2021
	МВт	кВт*год, x10 ⁹	
АЕС	30263	204,2	Nuclear Power Plants
ТЕС	1910426	541,7	Heat Power Plants
ТЕЦ	0	0	Combined Heat and Power Plants
ГЕС/ГАЕС	50 989	199,7	Hydro Power Plant
ПГУ/ГТУ	0	0	Combined Cycle Gas Turbine
СЕС	149	0,3	Solar Power Plants
ВЕС	1582	3,3	Wind Power Plants
Воднева енергетика	0	0	Hydrogen Energy
Геотермальні станції	0	0	Geothermal Energy
Інші	3 247	3,3	Others
Всього	277 656	953	Summarily
Населення	143 400 000		Population

Сполучені Штати Америки (США)

Енергетика США є однією з найбільш розвинених та різноманітних у світі. США є одним з найбільших виробників та споживачів енергії у світі. На початку 2021 року, США були найбільшим виробником нафти у світі та другим за обсягом видобутку природного газу після Росії.

В США є різноманітні джерела енергії, включаючи нафту, природний газ, вугілля, ядерну енергію, відновлювальні джерела енергії, такі як сонячна та вітрова енергія. Серед них, природний газ став одним з найбільш важливих джерел енергії в США, завдяки розвитку технології гідравлічного розриву, що дозволяє добувати газ зі скельних формацій.

США також є одним з найбільших виробників електроенергії у світі. В країні існує велика кількість електростанцій, які використовують різні джерела енергії, включаючи вугілля, газ, нафту, ядерну енергію, вітроенергетику, гідроенергетику та сонячну енергію.

Останнім часом в США спостерігається зростання інтересу до відновлювальних джерел енергії, зокрема до сонячної та вітрової енергії. Законодавчі зусилля також спрямовані на зниження викидів парникових газів, що спричиняють зміну клімату, та зменшення залежності США від імпорту енергії.

Історія енергетики США нараховує багато етапів розвитку, що пов'язані зі змінами джерел та технологій виробництва енергії.

На початку свого існування США використовували вугілля як основне джерело енергії для виробництва пари, що приводила парові машини. З появою електроенергії, використання вугілля поширилося і на цю галузь, що зумовило значне зростання видобутку вугілля та розвиток гірничопромислового комплексу.

У 1882 в Нью-Йорку починає працювати перша практична електростанція, розроблена Томасом Едісоном, вона постачає електроенергію для домашнього освітлення, паливом для неї є вугілля. Тривалий час електричні мережі були локальними і отримували енергію від невеликих електростанцій розташованих поблизу. Наступним важливим кроком перехід від технології постійного до змінного струму, що дало змогу транспортувати електроенергію на значні відстані. У 1901 році було виявлено нафту в Техасі, що стало початком ери нафтової промисловості в США. В наступні десятиліття видобуток нафти та природного газу значно зріс, що зумовило розвиток нафтової та газової промисловості.

У 1907 році із появою «Співдружності Едісона» (20 електростанцій) починається процес централізації електроенергетики в США і вже до 1920-их років ця організація контролює підприємства у 32 штатах. До 1930-х років 19% міських домогосподарств і 10% сільських вже мали електрику. До 1945 року електрифікація сільського населення вже складала близько 90%.

Після Другої світової війни, попит на електроенергію значно збільшився, що привело до розвитку ядерної енергетики. У 1954 році було запущено першу ядерну електростанцію в США.

З початку 1970-х років зростає увага до питань охорони навколишнього середовища та енергетичної ефективності, що стимулює розвиток вітрової та сонячної енергетики. У 2005 році Конгрес США прийняв закон про відновлювані джерела енергії, який має на меті збільшення виробництва та використання енергії з відновлюваних джерел.

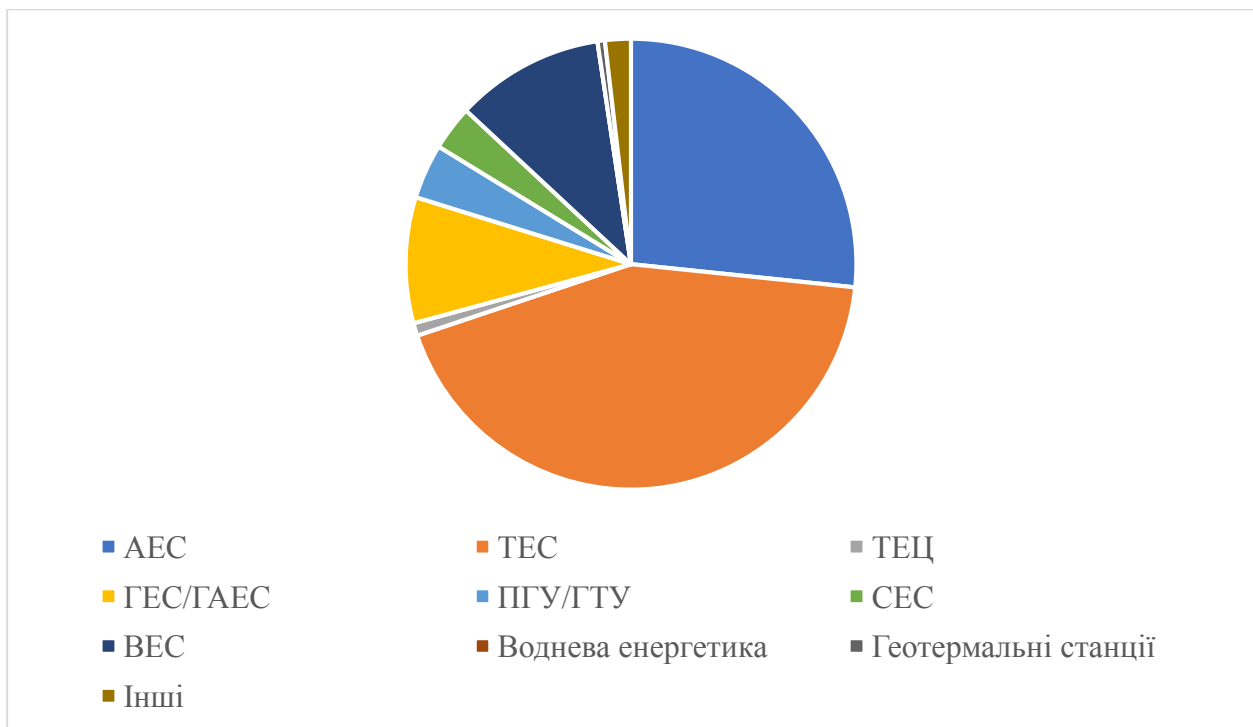


Рис. 2.2.10. Баланс виробництва електричної енергії в США (станом на 2020 рік)

Показники виробництва електричної енергії в США за 2020 рік

Джерела/країни, 2020/2021	США (USA)		Types of generating enterprises/countries, 2020/2021
	МВт	кВт*год, $\times 10^9$	
АЕС	98 858	809,65	Nuclear Power Plants
ТЕС	272 849	1313,47	Heat Power Plants
ТЕЦ	4 029	27,7	Combined Heat and Power Plants
ГЕС/ГАЕС	79 986	274,46	Hydro Power Plant
ПГУ/ГТУ	45 086	119,33	Combined Cycle Gas Turbine
СЕС	88 920	97,44	Solar Power Plants
ВЕС	118 343	324,49	Wind Power Plants
Воднева енергетика	0	0	Hydrogen Energy
Геотермальні станції	3 728	16,02	Geothermal Energy
Інші	25 610	56,25	Others
Всього	737 409	3 039	Summarily
Населення	331 900 000		Population

Запитання для самоконтролю

1. Що показує сукупний показник ефективності галузі енергетики?
2. Опишіть особливості острівних енергосистем, зокрема Ісландії та Великобританії
3. Опишіть відмінності та спільні ознаки енергетичних систем країн Європи (Австрія, Італія, Німеччина)
4. Опишіть особливості енергосистем розвинених азійських країн, зокрема Китаю та Південної Кореї.
5. Опишіть відмінності і спільні риси енергосистем США та росії.

Лекція 5

Тема 1. Атомна генерація та можливі шляхи модернізації в контексті енерговузлів

Таблиця 2.3.1

Сучасні атомні реактори

Тип реактора	Рік розробки	Тип палива	Модератор	Тип охолодження	Максимальна теплова потужність, МВт	Електрична потужність, МВт	Ресурс роботи, років
РВМК	1969	Паливо на основі урану з додаванням графіту	Графіт	Вода	3200	1000	30-35
ВВЕР-440	1972	Збіднений уран	Вода	Вода	1500	440	30-40
ВВЕР-1000	1974	Збіднений уран	Вода	Вода	3200	1000-1200	40-60
AP1000	2000-ті	Збіднений уран	Вода	Вода	3400	1117	60
EPR	1992	Збіднений уран	Вода	Вода	4660	1600	60
Hualong One	2015	Збіднений уран	Вода	Вода	3900	1170	60

Таблиця 2.3.2

Турбіни атомних електростанцій

Назва турбіни	Продуктивність (потужність)	Робоче тіло	Тип реактора	Виробник	Кількість циліндрів	Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Частота обертання, об/хв	ККД електричної станції, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
В-320	1000 МВт	Вода	Реактор 2+ покоління	Росатом	4	7,2	0,0085	3000	34-35
В-392М	1000 МВт	Вода	Реактор 2+ покоління	Росатом	4	7,2	0,0085	3000	34-35
В-428	1200 МВт	Вода	Реактор 3-го покоління	Росатом	4	15,5	4,95	3000	35-36

Закінчення табл. 2.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EPR	1600 МВт	Вода	Реактор 3-го покоління	Areva-Siemens	4	165	6,05	1500	38-39
ABBR	1350 МВт	Вода	Реактор 3-го покоління	General Electric, Toshiba, Hitachi	4	64,2	4,9	1500	36-38
AP1000	1000 МВт	Вода	Реактор 3+ покоління	Westinghouse Electric Company	4	15,5	0,57	1800	33-37
APP1400	1400 МВт	Вода	Реактор 3+ покоління	Korea Electric Power Corporation (KEPCO)	4	123	5,87	1500	38-40
Hualong One	1170 МВт	Вода	Реактор 3+ покоління	China General Nuclear Power Corporation (CGN), China National Nuclear Corporation (CNNC)	4	7,24	6,24	1500	37-38

Тема 2. Теплові електростанції України та перспективний шлях розвитку

В Україні діють теплові електростанції на базі різних видів палива. Найбільш поширені види теплових електростанцій в Україні:

1. Вугільні електростанції: працюють на вугіллі та складають більшість виробництва електроенергії в Україні.
2. Газові електростанції: працюють на природному газі та іншому газоподібному паливі.
3. Нафтові електростанції: працюють на нафті.

4. Комбіновані циклові газові електростанції: працюють на газі та використовують додаткові цикли для збільшення ефективності.

5. Біомасові електростанції: використовують органічні рослинні та тваринні відходи як паливо.

6. Вітроелектростанції: використовують енергію вітру для виробництва електроенергії.

7. Сонячні електростанції: використовують енергію сонця для виробництва електроенергії.

Крім того, в Україні також є ряд теплових електростанцій, які використовують комбіноване виробництво електроенергії та тепла (КВЕТ), тобто виробляють електроенергію та одночасно використовують відходи тепла для опалення промислових та житлових об'єктів.

Таблиця 2.4.1

Найбільші теплові електростанції України

Назва електростанції	Місцезнаходження	Тип електростанції	Паливо	Потужність, МВт
Донецька ТЕС	Покровськ, Донецька область	Вугільна	Вугілля	2620
Ладижинська ТЕС	Ладижин, Вінницька область	Вугільна	Вугілля	2225
Дніпровська ТЕС	Верхньодніпровськ, Дніпропетровська область	Вугільна	Вугілля	1820
Зміївська ТЕС	Зміїв, Харківська область	Газова	Природний газ	1260
Бурштинська ТЕС	Бурштин, Івано-Франківська область	Газова	Природний газ	1260
Вугледарська ТЕС	Вугледар, Донецька область	Вугільна	Вугілля	1260
Добропільська ТЕС	Добропілля, Донецька область	Вугільна	Вугілля	1196
Запорізька ТЕС	Запоріжжя, Запорізька область	Газова	Природний газ	950
Луганська ТЕС	Щастя, Луганська область	Вугільна	Вугілля	930
Трипільська ТЕС	Трипілья, Київська	Вугільна/ Газова	Вугілля/ Природний газ	3 × 300 МВт (вугілля) 1 × 325 МВт (вугілля) 2 × 300 МВт (газ, мазут)

Деякі моделі сучасних парових турбін та їх базові характеристики

Виробник	Тип турбіни	Максимальна теплова потужність, МВт	Тиск пари, МПа	Температура пари, °С	Коефіцієнт використання пари (КВП)
General Electric	GE-1/9	760	28	340	0,92-0,96
Siemens	SST-600	600	14	320	0,90-0,95
Mitsubishi	TC2F	1320	25	600	0,94-0,96
Ansaldo Energia	AE94.3A	1630	14	540	0,91-0,95
Alstom Power	ALSTOM H	1300	27	540	0,92-0,96
Toshiba	TCDF	1100	24	538	0,91-0,94
Harbin Electric	HEC-6	1000	13	540	0,88-0,93
Turboatom	TBB-500-2	500	13.3	540	0,90-0,94
Power Machines	K-800-240	800	24	540	0,92-0,96
ZiO-Podolsk	K-1000-60/1500	1500	24.5	540	0,92-0,96
Росатом	TBB-1000	1000	13	535	0,92-0,94
Росатом	TBB-1200	1200	13	540	0,92-0,94

Тема 3. Технічний стан енергоблоків, що знаходяться в експлуатації в Україні [24]

Тенденція розвитку світового турбінобудування свідчить про доцільність пошуку резервів подовження ресурсу експлуатації потужних турбоагрегатів, які працюють в основному на парі надкритичних параметрів. В цьому процесі поряд з визначенням реального ресурсу високотемпературних та інших вузлів розглядається можливість заміни деякої частини деталей з подовженням строку служби турбоагрегату.

Переважаюча частина енергоблоків з турбінами одиничної потужності 200, 300 МВт і більше, які були введені в експлуатацію в 60-70-х роках минулого століття, виробили проектний (100 тис. годин) та подовжений (170 тис. годин) ресурси та продовжують експлуатуватися. Напрацювання окремих енергоблоків сягає 230-250 тис. годин та більше. Блок № 1 Зміївської ТЕС напрацював вже більше 300 тис. годин, навіть

енергоблоки наймолодшої в Україні Зуєвської ТЕС (28 років) напрацювали близько 150 тис. годин.

Подовженню строку служби існуючих теплосилових установок в останні 10 - 15 років надається все більше значення, що пов'язано головним чином із загальними труднощами фінансування будівництва нових енергоблоків.

Мова йде не про просте відновлення фізичної працездатності обладнання (наприклад, заміна елементів, що виробили ресурс), а про реновацію, що полягає у всебічному покращенні показників на основі сучасних досягнень в областях термогазодинаміки, міцності, вдосконалення режимів експлуатації. Останнє пов'язано з тим фактом, що внаслідок збільшення числа атомних електростанцій багато енергоблоків ТЕС, які попервах призначалися для роботи в базових режимах, використовуються для регулювання добової нерівномірності навантаження (часті пуски, зупини, змінні режими).

Основою для рішення про подовження строку служби у більшості випадків є економічні причини. Додатковими факторами є обмеженість резерву потужності в системі, прогнозований недостатній приріст потужності за рахунок нових блоків, що вводяться, фінансові проблеми і фактичне вичерпання ресурсу даним блоком.

На даний момент інформація щодо рівня надійності вітчизняних турбоустановок, що експлуатуються більше наперед призначеного (проектного) строку служби, є обмеженою. Разом з цим треба відмітити, що існує помітна стійка тенденція щодо підвищення кількості відмов енергетичного обладнання, в тому числі наприклад пошкоджуваності роторів високого і середнього тиску турбін надкритичних параметрів, з високим наробітком мотогодин. За даними зарубіжних страхових компаній, число аварійних відключень установок зі строком експлуатації більше 20 років в 4 - 5 разів вище, ніж у тих, які виробили ресурс тільки на 20%. Явно простежується причинно-наслідковий зв'язок між коефіцієнтом готовності установки і надійністю її компонентів, яка знижується по мірі вичерпання ресурсу. Безсумнівно, наслідки старіння суттєво негативно впливають на ефективність роботи обладнання, його фактичну максимальну потужність, а також на експлуатаційні та ремонтні затрати.

За останні 10 – 20 років галузевими та науковими організаціями колишнього СРСР (ВТІ, ОРГРЕС, НДІ енергомашинобудування,

інститутами Академії Наук і ВУЗами, тощо) проведений комплекс науково-дослідних робіт і накопичений багатий матеріал, що дозволив більш ніж в 2 рази збільшити проектний строк служби основних елементів котлів, турбін і трубопроводів. В цей період були вироблені певні підходи до продовження строку служби обладнання, що знаходиться на різних стадіях вичерпання фізичних можливостей металу. Ці підходи знайшли своє віддзеркалення в нормативних документах, зокрема в «Типовій інструкції по контролю металу і продовженню строку служби основних елементів котлів, турбін і трубопроводів теплових електростанцій» РД 10-577-03 (РАО «ЕЕС Росії»).

Визначені декілька етапів продовження строку служби енергетичного устаткування:

1. Парковий ресурс;
2. Індивідуальний ресурс;
3. Експлуатація понад індивідуальний ресурс.

Під парковим ресурсом розуміється напрацювання однотипних по конструкції, матеріалам і умовам експлуатації елементів теплоенергетичного обладнання, при якому забезпечується їх безаварійна робота при дотриманні стандартних вимог, що пред'являються до контролю металу, експлуатації і ремонту енергоустановок.

Індивідуальний ресурс – це призначений ресурс конкретного об'єкту, визначений з урахуванням фактичних властивостей металу, геометричних розмірів і умов його експлуатації.

Значення паркового ресурсу турбін подано нижче (табл. 2.4.1.1):

Таблиця 2.4.1.1

Значення паркового ресурсу парових турбін

Завод-виробник	Тиск пари, МПа	Потужність, МВт	Парковий ресурс	
			напрацювання, тис. год	кількість пусків
АТ "ТМЗ"	9 та менше 13–24	50 та менше 50–250	270	900
			220	600
АТ "ЛМЗ"	9 та менше 13–24 24	100 та менше 50–300 500–1200	270	900
			220	600
			100	300
ВАТ "Турбоатом"	9 та менше 13 24 24	50 та менше 160 300 500	270	900
			200	600
			170	450
			100	300

Слід підкреслити, що парковий ресурс обладнання не є граничним.

Після досягнення паркового ресурсу проводиться поглиблена діагностика конкретних вузлів енергоустановок. Аналізуються умови їх експлуатації, вимірюються фактичні розміри деталей, досліджуються структура, властивості і накопичена пошкодженість в металі, проводиться його дефектоскопічний контроль і розрахункова оцінка напруженого полягання і залишкового терміну служби деталі. За наслідками виконаних досліджень встановлюється індивідуальний ресурс елементу енергообладнання.

За наслідками багаторічного комплексного дослідження закономірностей деградації структури і властивостей вживаних матеріалів, аналізу даних про знос і зіпсування елементів обладнання при напрацюваннях до 300 тис. годин і більше, причинах їх аварійних руйнувань, тощо, прогнозується, що індивідуальний ресурс енергоустановок складе в середньому не менше 1,35–1,5 паркових ресурсів. Це консервативна оцінка. Найімовірніше термін надійної експлуатації більшої частини обладнання перевищить ці значення. Але для макрооцінок планованих на перспективу витрат для галузі така оцінка здається правильною.

Досвід продовження ресурсу відповідальних елементів типових для наших ТЕС енергоустановок (потужністю до 300 МВт включно, що експлуатуються при параметрах пари 13–24 МПа, 540–560°C) дозволяє прогнозувати строк їх надійної експлуатації без істотного збільшення витрат на діагностику і заміну зношених вузлів в середньому приблизно до 300 тис. годин. Після цього слід чекати втрату працездатності і необхідність заміни дорогих вузлів і деталей.

Вибір шляху технічного переозброєння з використанням новітніх технологій (ГТУ-ТЕЦ і ПГУ на газі, парові енергоблоки підвищеної економічності на суперкритичні параметри пари, котли з циркулюючим киплячим шаром або з киплячим шаром під тиском, ПГУ з газифікацією на вугіллі) або заміною зношеного обладнання аналогічним повинен здійснюватися на економічній основі.

Слід мати на увазі, що в межах індивідуального ресурсу витрати на продовження строку експлуатації обладнання збільшуються порівняно мало. Потрібні деякі витрати на діагностику обладнання, яке відпрацювало парковий ресурс, і заміну деяких деталей, що не забезпечують достатньою мірою вимоги експлуатаційної надійності.

Прогнозується, що ці витрати не перевищать 10–20% вартості нового обладнання. За межами індивідуального ресурсу витрати, пов'язані з підтримкою працездатності тепломеханічного обладнання, зростатимуть прискореними темпами. Спочатку збільшуватимуться витрати, пов'язані з контролем металу, а потім – і з ремонтом або заміною зношених деталей.

Якщо не розглядати інші аспекти, то продовження строку експлуатації енергоустановки в цілому може здійснюватися до нескінченності. Заміна зношених деталей новими також може служити заходом щодо продовження ресурсу обладнання.

Проте цей шлях має істотні недоліки. Такий спосіб реновації фактично закладає відставання в розвитку галузі: обладнання морально застаріває, збільшуються витрати на його обслуговування і ремонти, не використовуються можливості зниження витрат на паливо і скорочення обслуговуючого і ремонтного персоналу, які були б надані при застосуванні нових технологій і обладнання. Чим пізніше почнеться технічне переозброєння галузі, тим дорожче воно обійдеться. Розуміючи все це, слід розумно пов'язувати продовження ресурсу обладнання як з технічним переозброєнням ТЕС, так і з рентабельністю їх роботи [24].

Одним з критичних показників у цьому відношенні є собівартість виробництва електроенергії, основний внесок до якої визначається паливною складовою.

Динаміка зміни питомих витрат умовного палива на відпущену електричну енергію в Україні показана в додатку Б. Частина даних за період з 1965 р. по 1985 р. взята з довідкових джерел та віддзеркалює зміну (зменшення) питомих витрат умовного палива внаслідок підвищення параметрів пари та рівня експлуатації, збільшення одиничних потужностей котельних та турбінних агрегатів та відпуску теплоти від теплофікаційних турбін. При побудові використовувались характеристики обладнання, що активно експлуатується зараз на українських ТЕС. Друга частина даних, за період з 1990 р. по 2011 р., складається з статистичного матеріалу щодо вітчизняних ТЕС, які підпорядковані НАК «ЕКУ». Символи в додатку Б (●) відповідають середнім витратам умовного палива на 1 кВт·год e_E . Збільшення витрат умовного палива на виробництво електроенергії на вітчизняних ТЕС обумовлюється в основному зношенням та старінням обладнання, відсутністю належного обслуговування, а також і тим, що станції працюють на непроєктних паливах, в маневрових режимах.

Узагальнення та усереднення даних додатку Б показує, що усереднені дані за період після 1988 р. можуть бути у досить відповідному наближенні апроксимовані лінійною залежністю. Така лінійна залежність побудована за допомогою методу найменших квадратів:

$$e_E = 5,7(T - 1990) + 302,8 \text{ Г у.п./}(кВт\cdot\text{год}),$$

де T – i -й розрахунковий період, рік.

Апроксимаційні лінії регресії та довірчих областей для неї наведено нижче.

Аналіз результатів розрахунків показує, що максимальне відхилення фактичних питомих витрат умовного палива від розрахункових значень, отриманих за апроксимуючою лінійною залежністю, не перевищує $\pm 10\%$ обчисленого значення.

Динаміка зміни величин ціни та собівартості енергетичного вугільного палива в Україні в період 1997...2012 рр. має нелінійний зростаючий характер.

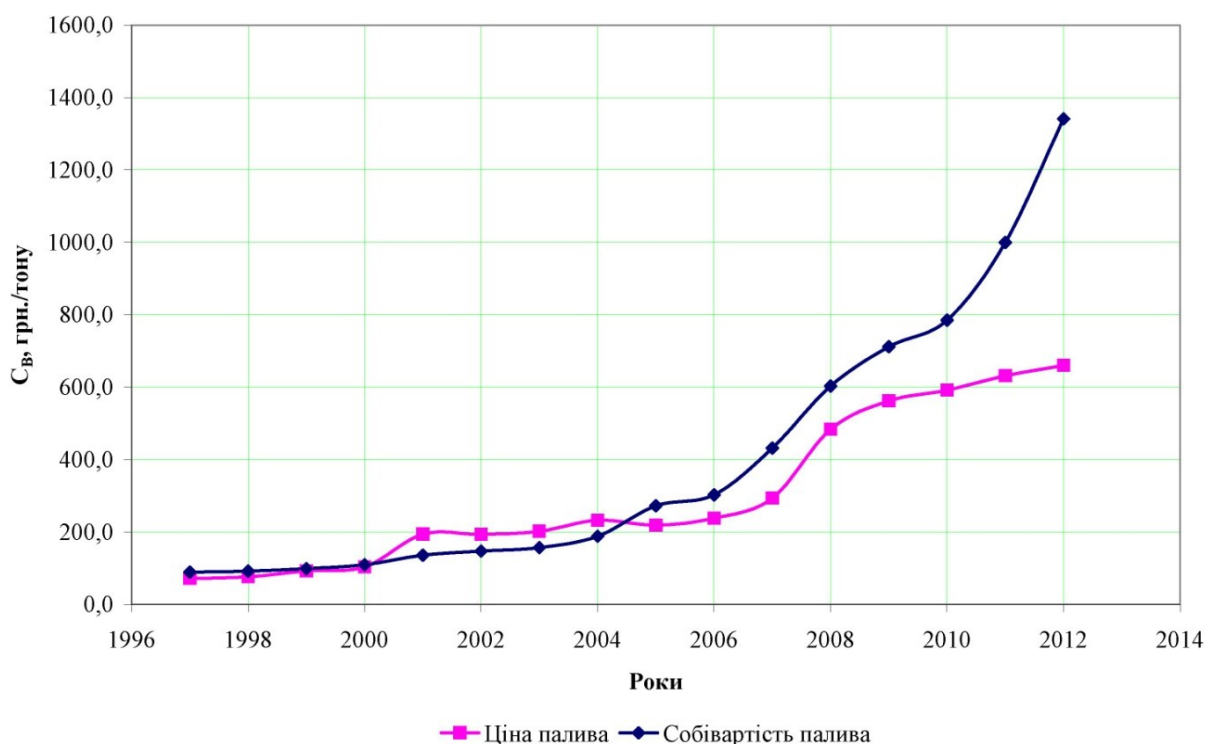


Рис. 2.4.1.1. Динаміка змін ціни та собівартості енергетичного вугільного палива [1], [7]

З використанням даних про питомі витрати умовного палива, вартість товарної вугільної продукції та тарифи на відпущену електричну енергію, можна визначити частку вартості палива в загальній відпускній ціні електричної енергії. Тут та далі застосовуються значення тарифів на

електроенергію, що затверджені в рамках державного регулювання (тобто затверджені Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики) та є керівними при функціонуванні Оптового ринку електроенергії (ОРЕ) України. Приймається до уваги, що обсяги закупівлі електричної енергії з ОРЕ за регульованим тарифом, затвердженим Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, складають 85%. В зв'язку з цим та відсутністю єдиних тарифів ОРЕ на відпуск електроенергії, справедливо та доцільно застосовувати у розрахунках державні регульовані тарифи.

Табл. 2.4.1.2.

Ціна та собівартість товарної вугільної продукції

Рік	Ціна однієї тони товарної вугільної продукції, що виробляється державними підприємствами, Св, грн./тону	Собівартість однієї тони вугільної продукції, що виробляється державними підприємствами, Ссв, грн./тону	Вартість поставленого вугільного палива, млн. грн.	Об'єм поставленого вугільного палива, тис. тонн
1997	71,9	89,3	-	-
1998	76,5	92,0	-	-
1999	92,9	99,0	-	-
2000	103,6	109,9	-	-
2001	194,1	135,9	3839,2	33863,1
2002	193,4	147,6	5990,0	30212,2
2003	202,1	157,0	6393,0	30671,7
2004	232,9	188,4	4200,0	24100,0
2005**	219,1	272,5	7880,7	33300,0
2006	238,3	302,9	9081,4	32638,8
2007	293,5	432,0	10628,4	32180,4
2008*	483,9	603,0	15475,3	31981,4
2009	562,2	712,0	16309,9	29010,9
2010	591,9	785,0	19258,3	32538,7
2011	631,4	999,6	-	-
2012***	659,9	1341,0	-	-

* – дані за 11 місяців; ** – дані за 9 місяців; *** – дані за 2 місяці.

**Тарифи на відпущену електричну енергію
(за даними Національної комісії, що здійснює державне
регулювання у сфері енергетики (НКРЕ))**

Рік	Тарифи на відпущену електричну енергію, C_E , грн/(кВт*год)	
	(без ПДВ)	(з ПДВ)
2009**	0,6428	0,7714
2010	0,6860	0,8232
2011	0,8762	1,0514
2012*	0,9467	1,1360

* – станом на 09.2012 р.; ** – станом на 01.04.2010 р.

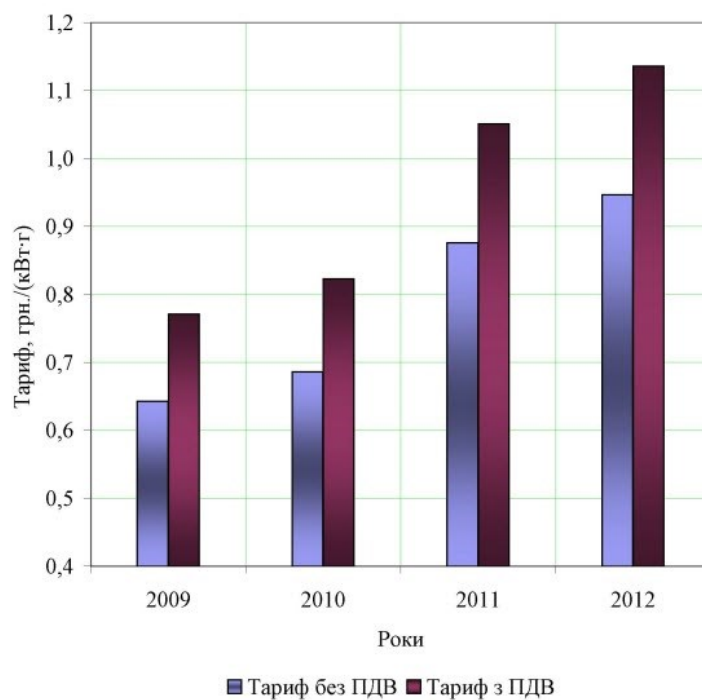


Рис. 2.4.1.2. Тенденція зміни тарифів на відпущену електричну енергію

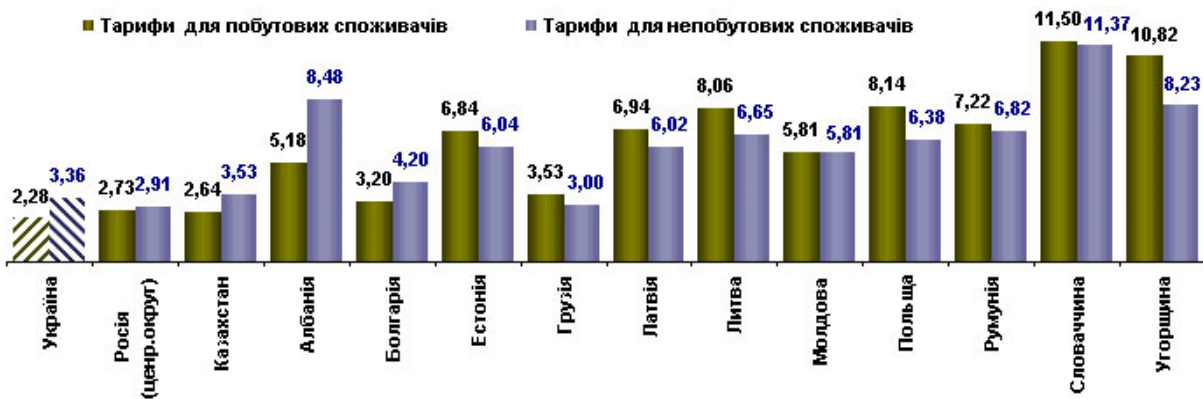


Рис. 2.4.1.3. Порівняльні тарифи на електричну енергію в Україні та інших країнах у 2004 році, центів/(кВт·год)

Нижча теплотворна спроможність енергетичного вугільного палива знаходиться в діапазоні 4,5...6,0 Гкал/т. В подальших розрахунках приймається значення $Q_H^P = 5,0$ Гкал/т, тобто одна тонна умовного палива (т.у.п.) відповідає $7,0 / 5,0 = 1,4$ тонам енергетичної вугільної продукції.

Частка паливної складової в вартості відпущеної електричної енергії визначається виразом:

$$r = \frac{k \cdot e_E \cdot 10^{-6} \cdot C_B}{C_E},$$

де k – коефіцієнт переходу від т у.п. до тон вугілля, тон вугілля / т у.п.;

e_E – питомі витрати умовного палива на виробництво електроенергії, т у.п. / кВт·год;

C_B – ціна енергетичного вугілля, що виробляється державними підприємствами, грн/тону;

C_E – тариф на відпущену електричну енергію, грн./(кВт·год);

10^{-6} – коефіцієнт переходу від г у.п. до т у.п.

Для визначення величини e_E по роках для подальших розрахунків використовувалась регресійна пряма, побудована за усередненими значеннями питомих витрат умовного палива на відпущену електричну енергію.

Аналіз даних щодо вартості енергетичного вугілля за розрахунковий період показує, що ціни на вугілля постійно та нелінійно збільшуються. Останнім часом собівартість його виробництва (добичі) швидко зростає, проте відпускна ціна ж з 2005 р. в результаті дотацій менша за собівартість, причому ця різниця різко збільшується особливо з 2010 р. Саме через невідповідність ціни та собівартості енергетичного палива неможлива побудова об'єктивної економічної характеристики

граничного значення питомих витрат умовного палива на відпуск 1 кВт·год електричної енергії, яка базувалася б на дотаційній ціні. Економічно обґрунтована відпускна ціна повинна бути не нижче собівартості, тому подальші розрахунки виконуються з використанням саме собівартості енергетичного палива.

Табл. 2.4.1.4

Питомі витрати умовного палива на відпущену електричну енергію

Рік	Питомі витрати умовного палива на відпущену електричну енергію, e_E , г у.п./кВт*год (довірчий інтервал $\pm 10\%$)	Рік	Питомі витрати умовного палива на відпущену електричну енергію, e_E , г у.п./кВт*год (довірчий інтервал $\pm 10\%$)
1990	302,8	2006	394,0
1991	308,5	2007	399,7
1992	314,2	2008	405,4
1993	319,9	2009	411,1
1994	325,6	2010	416,8
1995	331,3	2011	422,5
1996	337,0	2012	428,2
1997	342,7	2013	433,9
1998	348,4	2014	439,6
1999	354,1	2015	445,3
2000	359,8	2016	451,0
2001	365,5	2017	456,7
2002	371,2	2018	462,4
2003	376,9	2019	468,1
2004	382,6	2020	473,8
2005	388,3		

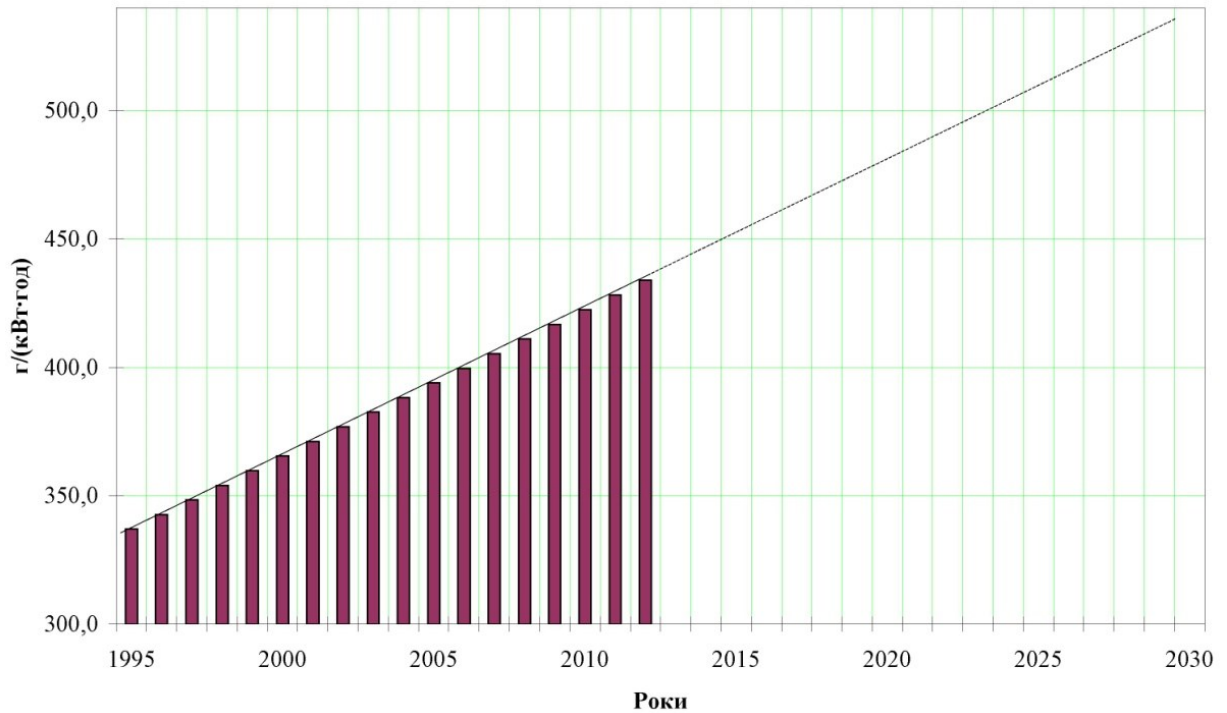


Рис. 2.4.1.4. Розрахункові значення питомих витрат умовного палива на відпущену електричну енергію

Наведена інформація та викладений вище підхід самі по собі ще не дозволяють однозначно визначити кінцевий доцільний термін служби паротурбінних установок в умовах одночасної дії ряду факторів в Україні. По-перше, існує стійка тенденція до збільшення значень питомих витрат умовного палива на відпуск електроенергії та росту вартості енергетичного вугільного палива. По-друге, спостерігається безперервне зростання тарифів на електроенергію, що відпускається, що призводить до зниження частки паливної складової в її вартості. По-третє, це відбувається при безперервних державних дотаціях на етапі добичі вугільного палива.

Тема 4. Граничне значення питомої витрати умовного палива на відпуск електричної енергії [24]

На формування граничної величини питомої витрати умовного палива на відпущену електричну енергію впливають такі основні чинники:

- ефективність процесів перетворення та використання енергії на всіх етапах роботи ТЕС;

- сталість фактичних експлуатаційних режимів роботи обладнання та їх наближення до відповідних показників в номінальному режимі роботи;

- відповідність фактичних теплофізичних характеристик вугільного палива їх проектним значенням;

- експлуатаційна надійність елементів енергетичних систем.

В зв'язку зі значною кількістю факторів, що впливають на питому витрату палива ТЕС, та їх широкою секторальною різноманітністю, доцільним буде застосування економічних підходів до розв'язання поставленої задачі. Таким чином, в основу способу визначення граничного значення питомої витрати умовного палива на відпуск електричної енергії покладений економічний чинник. Приймається, що граничним значенням питомої витрати умовного палива на відпущену електричну енергію, після якого подальша експлуатація енергетичного об'єкта перестає бути доцільною, є величина, при якій значення собівартості відпущеної електроенергії та її відпускна ціна стають рівними.

Річні витрати на виробництво електроенергії складаються з витрат на паливо (V_{Π}), амортизаційних відрахувань (V_A), та інших експлуатаційних витрат (V_E), які визначаються вартістю поточного ремонту, заробітною платою персоналу та вартістю витратних матеріалів [25]:

$$V = V_{\Pi} + V_A + V_E,$$

Собівартість відпущеної енергії (c_E):

$$c_E = \frac{V}{N_E^0} = \frac{V_{\Pi} + V_A + V_E}{N_E^0} = \frac{V_{\Pi}}{N_E^0} + \frac{V_A}{N_E^0} + \frac{V_E}{N_E^0} = c_E^{\Pi} + c_E^A + c_E^E.$$

де N_E^0 – кількість виробленої електричної енергії, кВт·год.

Частка собівартості відпущеної енергії, яка обумовлена вартістю палива (c_E^{Π}), визначається з урахуванням величини питомої витрати умовного палива на відпущену електроенергію (e_E). Як було зазначено вище, існуючі державні дотації на енергетичне паливо обумовлюють штучне заниження його вартості. У розрахунках приймається, що мінімальна вартість енергетичного палива не повинна бути менша за його собівартість C_{CB} :

$$c_E^{\Pi} = \frac{B_{\Pi}}{N_E^0} = e_E C_{CB} k.$$

Частка собівартості відпущеної енергії, яка обумовлена амортизаційними відрахуваннями (c_E^A):

$$c_E^A = p_A \cdot k,$$

де p_A – коефіцієнт амортизації, який обумовлюється величиною паркового ресурсу турбіни; в розрахунках значення паркового ресурсу приймається рівним 200,0 тис. год., $p_A=4,2\%$;

k – питомі капіталовкладення, тис. грн./кВт; в розрахунках приймається $k = 16,0$ (визначені за запитом у виробників обладнання).

Річні експлуатаційні витрати (B_E) на персонал, поточні ремонти та інші загальностанційні витрати визначаються виразом:

$$B_E = n \cdot W \cdot O_{cp} + B_{П.Р} + B_{ІН.},$$

де n – штатний коефіцієнт, чол./МВт;

W – потужність електростанції, МВт;

O_{cp} – середньорічна заробітна платня з нарахуваннями, одного робітника, тис. грн./(чол. рік);

$B_{П.Р}$ – витрати на поточний ремонт, зазвичай приймаються рівними 20% від амортизаційних відрахувань;

$B_{ІН.}$ – витрати на інші потреби станції, приблизно складають 20...30% від витрат на амортизацію, поточний ремонт та заробітну платню.

При визначенні величини експлуатаційних витрат слід відмітити функціональні зміни в роботі ТЕС. Перш за все, це зростаюче використання потужностей ТЕС в змінній частині графіка покриття навантажень, що викликано збільшенням виробництва на атомних електростанціях, та на гідроелектростанціях, які працюють в базовому режимі. З ростом енергоспоживання доля ТЕС у виконанні вказаної задачі буде постійно зростати. Експлуатація обладнання ТЕС на непроектному паливі, в маневрових режимах, які не передбачені проектом, призводить до швидкого зносу обладнання та зниження техніко-економічних показників, додатковим витратам вугілля, мазуту та природного газу.

Обсяги річних експлуатаційних витрат, в тому числі витрат на подовження ресурсу, постійно зростають та при такій тенденції скоро стануть зіставними з щорічно необхідними інвестиціями в технічне переоснащення енергетики. Середня динаміка зміни експлуатаційних

витрат (B_E), представлена як відсоток від собівартості виробленої електричної енергії, наведена на Рис. 2.4.2.1.

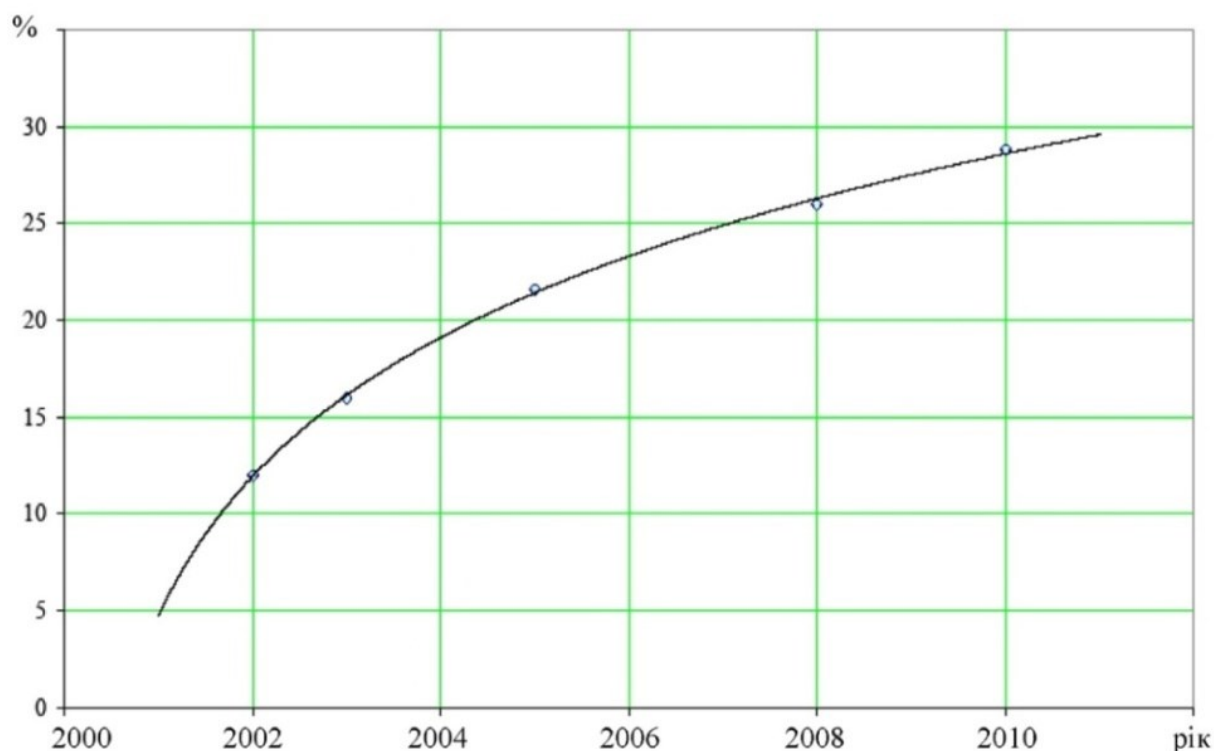


Рис. 2.4.2.1. Зміна експлуатаційних витрат відносно собівартості виробленої електроенергії

Розрахункові питомі експлуатаційні витрати визначаються з урахуванням фактичної динаміки експлуатаційних затрат за період з 2002 по 2010 рр. Дані апроксимовані логарифмічною залежністю виду:

$$\left(\frac{c_E^E}{c_E}\right) 100 = 10,36 \ln(T - 2000) + 4,75,$$

де T – i -й розрахунковий період, рік;

$\left(\frac{c_E^E}{c_E}\right) 100$ – відсоткове відносне значення експлуатаційних витрат від собівартості виробленої електроенергії.

Таким чином величини c_e та c_e^e визначаються з системи рівнянь:

$$\begin{cases} \left(\frac{c_E^E}{c_E}\right) 100 = 10,36 \ln(T - 2000) + 4,75 \\ c_E = c_E^П + c_E^A + c_E^E \end{cases}$$

Динаміка зміни відпускної ціни електричної енергії (C_E) (з урахуванням оподаткування) (Табл.) та її собівартості (c_E) (обчисленої запропонованим вище методом) показані на Рис. в графічному вигляді.

Статистичні дані (C_E) апроксимовані лінійною залежністю. Результати розрахунків величин ($c_E^П$), (c_E^A), (c_E^E) за період з 2009 по 2018 рр. подаються також у табличному вигляді.

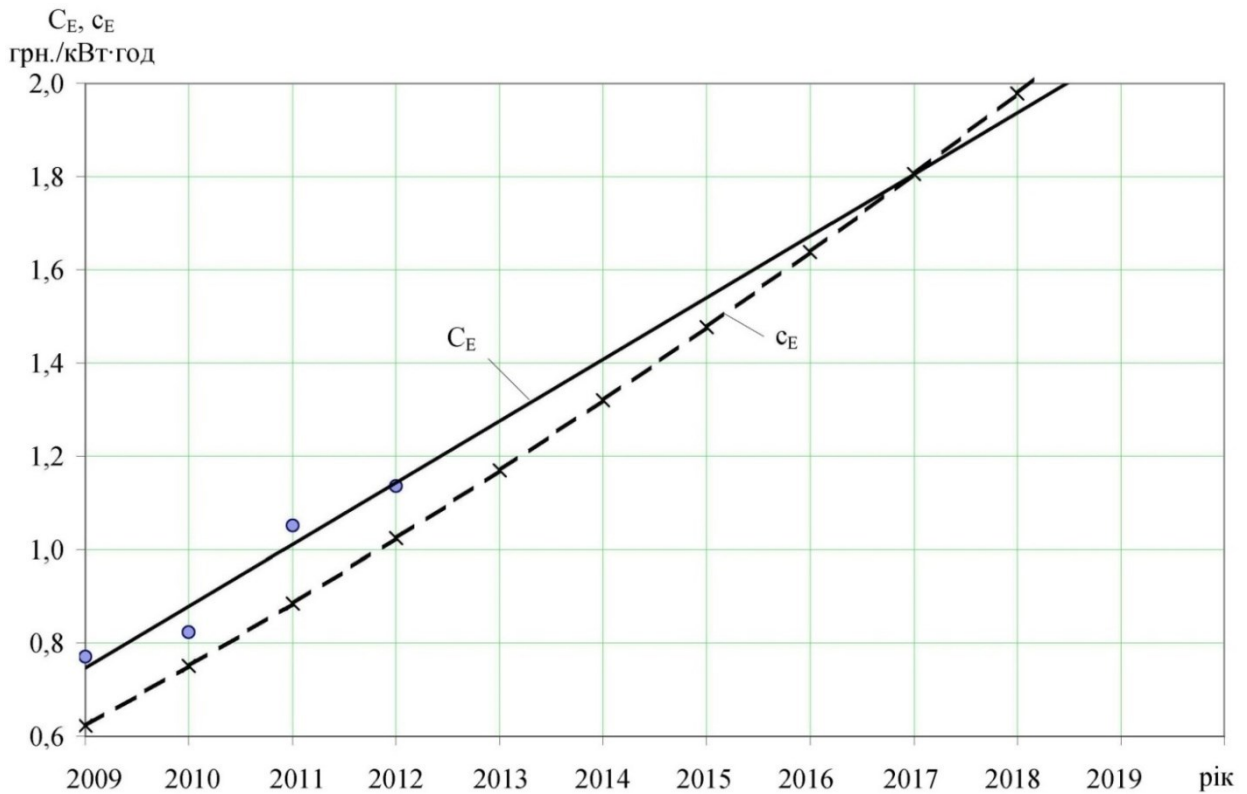


Рис. 2.4.2.2. Зміна собівартості (c_E) та ціни (C_E) на електричну енергію, вироблену ТЕС

Табл. 2.4.2.1.

Результати обчислення собівартості електричної енергії (c_E)

Розрахунковий період, рік	грн./кВт·год			
	$c_E^П$	c_E^A	c_E^E	c_E
2009	0,37	0,08	0,17	0,62
2010	0,46	0,08	0,21	0,75
2011	0,54	0,08	0,26	0,89
2012	0,63	0,08	0,31	1,02
2013	0,72	0,08	0,37	1,17
2014	0,82	0,08	0,42	1,32
2015	0,91	0,08	0,48	1,48
2016	1,01	0,08	0,55	1,64
2017	1,11	0,08	0,62	1,81
2018	1,21	0,08	0,69	1,98
2019	1,32	0,08	0,76	2,16
2020	1,42	0,08	0,84	2,34

Як можна бачити на Рис. , графіки величин (C_E) та (c_E) перетинаються в значенні $\sim 1,81$ грн./($\text{кВт}\cdot\text{год}$), яке досягається в 2017 році.

Розрахункове значення величини e_E за 2017 р. становить $e_E = 456,7 \pm 45,7$ г у.п./($\text{кВт}\cdot\text{год}$), при цьому максимальній границі довірчого інтервалу відповідає значення $e_E^{max} = 502,4$ г у.п./($\text{кВт}\cdot\text{год}$).

Варто зауважити, що зазвичай строки проектування та виготовлення нових потужностей ТЕС надто довгі і реально складають не менше 3 - 4 років [6], що додатково об'єктивно «відсуває» (збільшує) фактичну величину питомих витрат умовного палива на час виведення старого обладнання (за такий строк ще на $\sim 17,1$ г у.п./ $\text{кВт}\cdot\text{год}$ поза граничне економічно доцільне значення). Однак оскільки в цьому аналізі використовуються економічно виправдані підходи, з консервативних міркувань цей чинник не приймається до уваги.

Таким чином, на основі одержаних результатів та з урахуванням найгіршого значення питомої витрати умовного палива на відпуск електроенергії (відповідно до довірчого інтервалу) на прогнозний момент досягнення рівності ціни та собівартості електричної енергії в Україні (2017 р.), граничне значення питомої витрати умовного палива на відпуск електричної енергії, при якому подальша експлуатація електрогенеруючого обладнання ТЕС перестає бути доцільною, дорівнює:

$$e_E^{limit} = e_E^{max} = 502,4 \text{ г у. п./}(\text{кВт} \cdot \text{год}).$$

Запитання для самоконтролю

1. Проаналізуйте стан атомної енергогенерації у світі.
2. Проаналізуйте особливості експлуатації турбоагрегатів та підходи до продовження їх терміну експлуатації.
3. Які етапи продовження строку служби енергетичного устаткування ви знаєте і чим характеризуються ці етапи?
4. Опишіть принципи ціноутворення на енергетичну енергію та засади формування тарифної політики.
5. Що таке граничне значення питомої витрати умовного палива на відпуск електричної енергії?

Лекція 6

Тема 1. Гідроенергетика. Гідротурбіни. Гідроакмуляційні електростанції. Малі ГЕС

Енергія води, як і енергія вітру, використовується людьми здавна як джерело механічної енергії, а починаючи з ХХ ст. і як джерело електроенергії. При звичайній гідроелектричній схемі вода накопичується в резервуарі, що часто створюється перегородженням річки дамбою. Вода з резервуару подається на турбіни, з'єднані з електричним генератором. У насосних електростанціях вода, що проходить через турбіни, подається туди по циклу знову. У припливних електростанціях використовується енергія води, що піднімається й опускається в результаті припливів.

На початку ХХІ ст. гідроенергетика постачає шосту частину світової електроенергії, майже 4500 ТВт-год у 2020 році, що більше, ніж усі інші відновлювані джерела разом узяті, а також більше, ніж атомна енергетика, причому в деяких країнах частка електрики, виробленої на гідроелектростанціях, значно вища. Зокрема, гідроенергетика відіграє провідну роль у таких країнах, як Бразилія, Норвегія та Китай.

В Україні, на Дніпрі, побудовано каскад з 6 гідроелектростанцій. Слід зазначити, що в останні роки будівництво гідроелектростанцій у світі значно скорочено внаслідок відсутності сприятливих умов.

Гідроенергетика забезпечує близько 20 % світового виробітку електроенергії. Більше електричної енергії виробляється тільки підприємствами теплоенергетики, які працюють на використанні викопного органічного палива. Згідно зі звітом міжнародної асоціації гідроенергетики ІНА на кінець 2014 року встановлена потужність ГЕС становила у світі 1036 ГВт, з них гідроакмулювальних електростанцій – 142,1 ГВт (13,7 %). У рейтингу виробників електричної енергії з гідроенергії Китай займає перше місце в світі – 279,4 ГВт (27 %), дещо відстають від лідера Бразилія – 89,3 ГВт (8,6 %), США – 79,3 ГВт (7,7 %), Канада – 77,8 ГВт (7,5 %), Росія – 49,1 ГВт (4,7 %). На кінець 2015 року загальна встановлена потужність гідроелектростанцій у світі становила 1211 ГВт, з них 145 ГВт припадає на гідроакмулювальні електростанції. Встановлена потужність гідроелектростанцій Китаю нині становить 320 ГВт. Гідроенергетика забезпечує Китаю 17 % виробництва електричної

енергії. В таких країнах, як Бразилія, Канада, Нова Зеландія, Норвегія (28,72 ГВт), Австрія, Венесуела (15,4 ГВт) гідроенергетика забезпечує більше половини виробництва всієї електроенергії. Водночас Норвегія та Парагвай (8,81 ГВт) задовольняють майже 100 % своїх потреб в електричній енергії за рахунок гідроресурсів, при цьому близько 90 % електроенергії Парагвай експортує в Бразилію та Аргентину (власне виробництво – 9,08 ГВт). В Європі гідроенергетичний потенціал великих річок значною мірою використаний. Установлена потужність ГЕС у Франції становить 18,38 ГВт, у Швеції – 16,32 ГВт, в Італії – 14,33 ГВт.

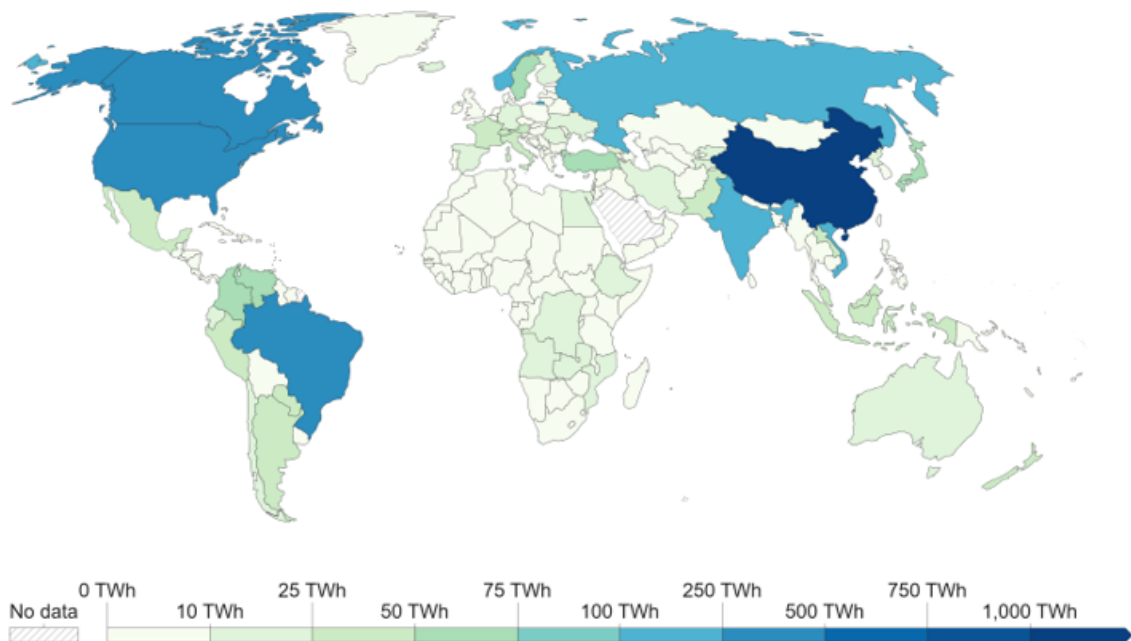
Попри велику увагу до дешевої гідроенергії, невикористаний технічно досяжний і економічно доцільний потенціал гідроенергії становить у світі близько 2200 ГВт. Певні перспективи зростання встановленої потужності припадає на малі ГЕС, які відрізняються величиною напору води. ГЕС високого напору будуються у гірській місцевості, для виробітку певної кількості електроенергії їм необхідний менший потік, вони коштують дешевше. ГЕС малого напору є типовими для рівнини, їм не потрібен водогінний канал, проте, наявність відповідного напору та швидкості потоку води – необхідні умови для виробництва електроенергії. Згідно зі спільним звітом International Center on Small Hydro Power та UNIDO за 2013 рік, загальна встановлена потужність малих гідроелектростанцій у світі становить близько 75 ГВт, а технічний потенціал малих ГЕС становить приблизно 173 ГВт. Близько 65 ГВт встановленої потужності малих ГЕС припадає на Китай, малі ГЕС Китаю виробляють 27 % всієї гідроенергії, всього ж Китай має близько 45 000 ГЕС.

Встановлена потужність ГЕС та ГАЕС в об'єднаній енергетичній системі України становить 5360 МВт, у тому числі, Дністровських ГЕС – 700 МВт та ГАЕС – 650 МВт, додатково потужність малих ГЕС – 100 МВт. У балансі потужності енергосистеми України частка гідроелектростанцій не перевищує 9,1 %, оптимальна ж частка в гідроенергетичних потужностях становить 15 %, це зумовлює дефіцит як маневрових, так і регулюючих потужностей. Для створення сприятливих умов для інтеграції об'єднаної енергетичної системи України з європейською енергосистемою та збільшення експорту електроенергії прийнято такі напрямки розвитку гідроенергетики України: завершення будівництва Дністровської, Канівської та Ташлицької ГАЕС (сьогодні

встановлена потужність Ташлицької ГАЕС становить 300 МВт у генераторному режимі); продовження реконструкції ГЕС Дніпровського каскаду та Дністровської ГЕС; спорудження ГЕС на річках Тисі і Дністрі та їх притоках; відбудова існуючих та спорудження нових ГЕС на малих річках і водотоках. На території України нараховується 63 тисячі малих річок та водотоків загальною довжиною ~ 135 тисяч кілометрів. У 1950-х роках в Україні працювало більше 950 малих ГЕС загальною потужністю 30 МВт. На даний час експлуатується всього 60.

Hydropower generation, 2022

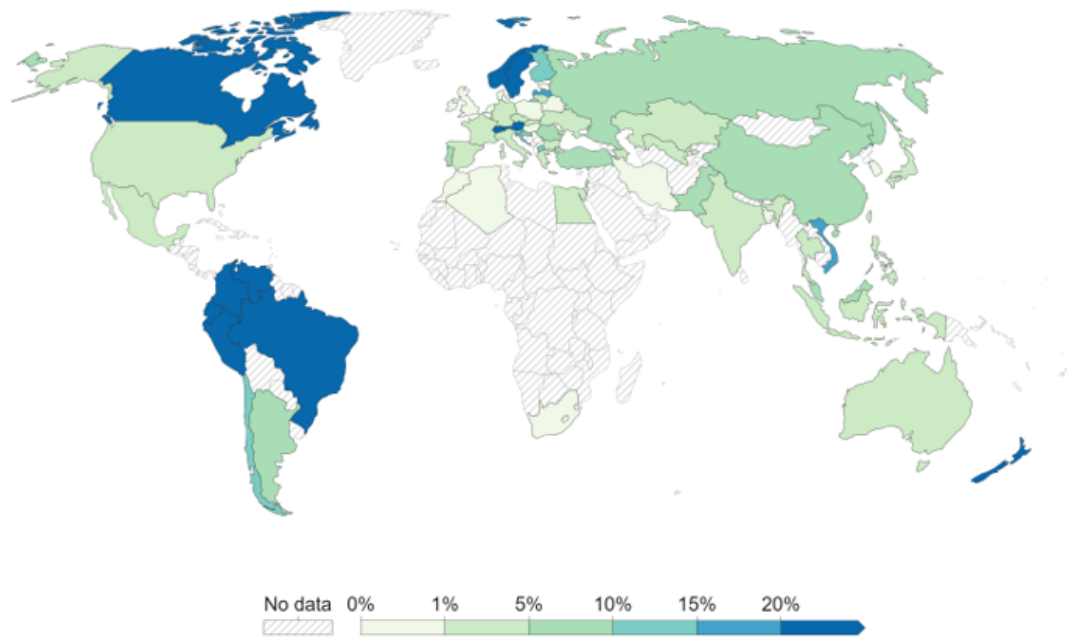
Annual hydropower generation is measured in terawatt-hours (TWh).



Data source: Ember's Yearly Electricity Data; Ember's European Electricity Review; Energy Institute Statistical Review of World Energy OurWorldInData.org/renewable-energy | CC BY

Рис. 2.5.1. Виробництво електричної енергії ГЕС станом на 2022 рік [14]

Share of primary energy from hydroelectric power, 2022



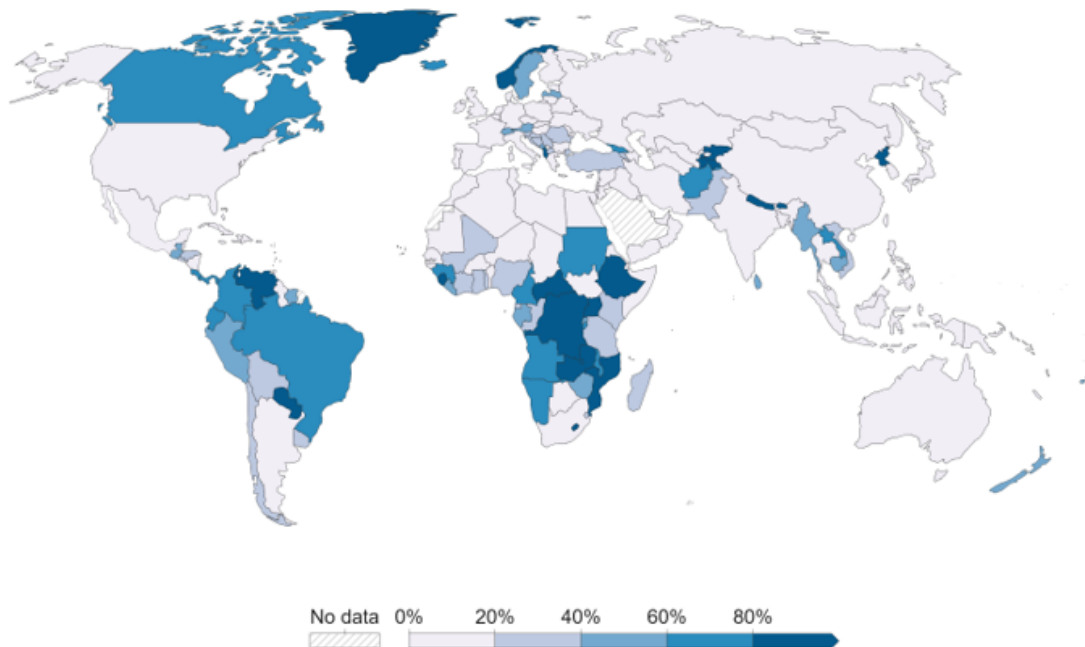
Data source: Energy Institute Statistical Review of World Energy (2023)

OurWorldInData.org/energy | CC BY

Note: Primary energy is calculated using the 'substitution method', which accounts for the energy production inefficiencies of fossil fuels.

Рис. 2.5.2. Відсоток внеску ГЕС в загальний первинний енергобаланс генерації країн світу [14]

Share of electricity production from hydropower, 2022



Data source: Ember's Yearly Electricity Data; Ember's European Electricity Review; Energy Institute Statistical Review of World Energy

OurWorldInData.org/energy | CC BY

Рис. 2.5.3. Відсоток внеску ГЕС в загальний енергобаланс генерації електричної енергії країн світу [14]

Гідротурбіна – це лопатева машина (турбіна), що безперервно перетворює енергію руху води на механічну енергію обертання вала. Основне застосування гідротурбіни знайшли на гідроелектростанціях [26].

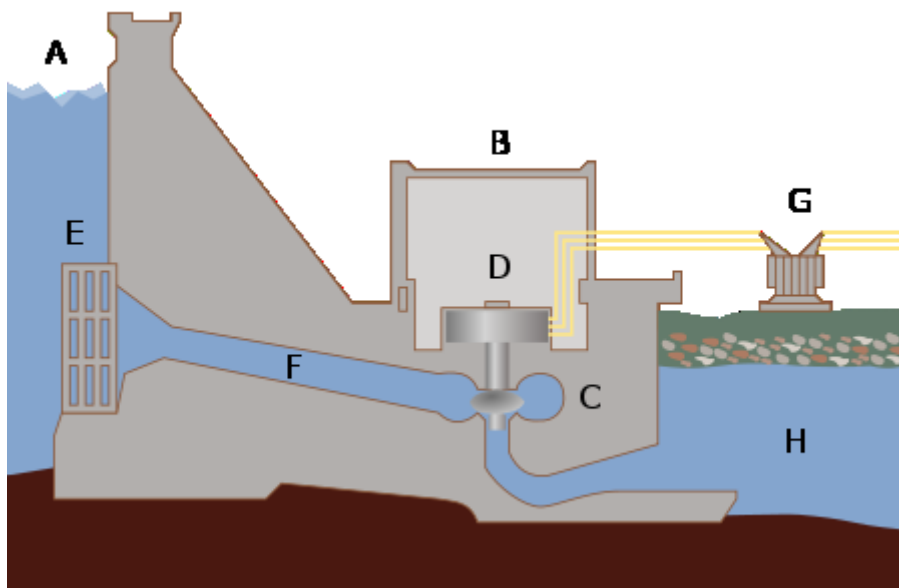


Рис. 2.5.4. Дамба гідроелектростанції А – водосховище, В – електростанція, С – турбіна, D – генератор, E – водозабірна труба, F – напірний трубопровід, G – міжміські лінії електропередач, Н – річка

За принципом дії гідротурбіни поділяють на:

- активні турбіни (вільноструменеві) - гідравлічні турбіни, в яких використовується кінетична енергія потоку;
- реактивні турбіни (напірноструменеві) - гідравлічні турбіни, в яких використовується кінетична і потенціальна енергія потоку.

За розташуванням вала робочого колеса гідротурбіни поділяються на вертикальні, горизонтальні і похилі.

До найпоширеніших активних гідротурбін належать ковшеві турбіни (колесо Пелтона), робоче колесо яких являє собою диск, по обводу якого розміщено лопаті у вигляді подвійних ковшів. Напряним апаратом (одним або кількома соплами) струмінь води під атмосферним тиском з великою швидкістю підводиться до ковшів і з малою швидкістю під тим самим тиском сходить з колеса. Витрату води, а отже, і потужність турбіни регулюють голкою, що її переміщує спеціальний привод.

Потужність ковшевих гідротурбін може досягати 250 МВт, діаметр робочого колеса буває в межах від 0,35 до 5,2 м; робочий напір (різниця

між рівнями води перед входом у гідравлічну силову установку і за нею) 40...250 (невеликі турбіни) і 300...1700 м (великі турбіни).

Реактивні гідротурбіни за напрямом руху води в робочому колесі (відносно його осі обертання) поділяють на осьові (поворотно-лопатеві або турбіни Каплана, пропелерні) і неосьові (радіально-осьові або турбіни Френсіса, діагональні).

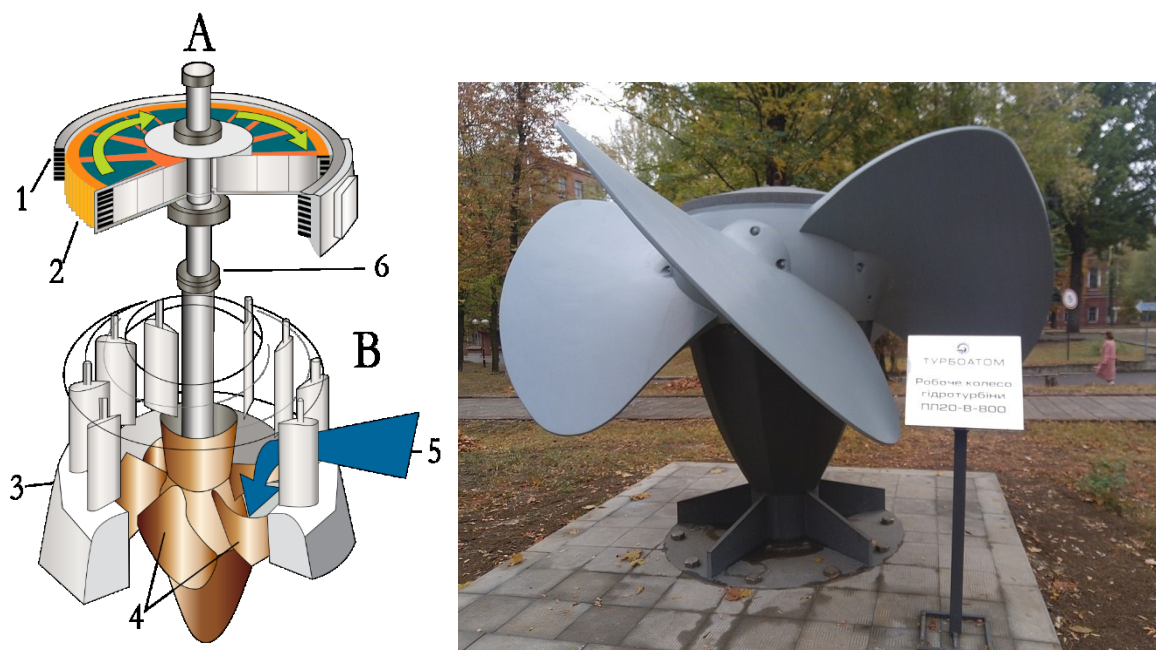


Рис. 2.5.5. Зліва – направо: поворотно-лопатєва гідротурбіна В (гідротурбіна Каплана) з гідрогенератором А у розрізі: 1 – Статор; 2 – Ротор; 3 – Напрямний апарат; 4 – Лопаті робочого колеса турбіни; 5 – Потік води; 6 – Вал робочого колеса та генератора; фото виведеної з експлуатації гідротурбіни виробництва АТ «Турбоатом» (зараз АТ «Українські енергетичні машини»)

Основними елементами проточної частини реактивної гідротурбіни є: турбінна (спіральна) камера, що забезпечує рівномірне надходження води по всьому контуру напрямного апарата; напрямний апарат з профільованими лопатками, що регулює витрату води (вона виходить з апарата під тиском, вищим за атмосферний); робоче колесо (з поворотними або нерухомими лопатями), вал якого з'єднано з валом гідрогенератора; дифузрна відсмоктувальна труба, що зменшує швидкість води і тим самим дає змогу використовувати значну частину кінетичної енергії водяного потоку.

Потужність поворотно-лопатєвих гідротурбін сягає до 250 МВт, діаметр робочого колеса 1,0...10,5 м, робочий напір 2...70 м; діагональних гідротурбін – відповідно до 350 МВт, 2,5...7,65 м, 40...120 м; радіально-осьових гідротурбін – до 800 МВт, 0,35...8,5 м,

2...200 (невеликі турбіни), 40...600 м (великі турбіни). Коефіцієнт корисної дії (внутрішній) найдосконаліших гідротурбін становить 0,94...0,95.

МГЕС України – гідроелектростанції в Україні із потужністю до 10 МВт Згідно з сучасною міжнародною класифікацією за нормативом ООН, до малих гідроелектростанцій (МГЕС) відносять гідроелектростанції потужністю від 1 до 30 МВт, до міні-ГЕС – від 100 до 1000 кВт, до мікро-ГЕС – не більше 100 кВт [27].

За використанням водних ресурсів і концентрації напорів, як стверджується в «Екологічній енциклопедії», ГЕС поділяють на руслові, пригреблеві, дериваційні, гідро-акумуляуючі та припливні. За потужністю розрізняють потужні, середні і малі.

Руслові ГЕС – це зазвичай низьконапірні станції, де напір води створюється безпосередньо за рахунок побудованої греблі, яка повністю перегороджує річку і піднімає рівень води на потрібну величину. Будівля ГЕС входить до складу греблі і безпосередньо приймає напір води. Інколи це єдина споруда, що здатна пропускати воду, оскільки в греблі не передбачені інші спеціальні водоспускні отвори чи шлюзи. Такі гідро-об'єкти будують на повноводних рівнинних річках та гірських річках, у місцях, де є вузьке русло з високими берегами.

Пригреблеві ГЕС – високонапірна станція, в яких будівля ГЕС розміщена за греблею, в її нижній частині. Вода до турбін станції подається через спеціальні напірні лотки чи тунелі, а не безпосередньо як в руслових. Висота греблі в цьому випадку значно вища, ніж у руслових ГЕС, інколи це може бути і дві греблі. Обмежувальним чинником висоти греблі і водночас потужності таких ГЕС є площа затоплення і підтоплення навколишніх земель.

Дериваційні ГЕС – станції, напір води для яких створюється за рахунок напірної чи безнапірної деривації. Під деривацією у гідротехніці розуміють сукупність гідротехнічних споруд, що відводять воду з річки, водосховища або іншої водойми і підводять її до відповідних гідротехнічних споруд. Розрізняють такі типи дериваційних споруд – безнапірні (канал, тунель, лоток) і напірні (трубопровід, напірний тунель). Напірний тип застосовується в тому разі, якщо є істотні (більше кількох метрів) сезонні або тимчасові коливання рівня води в місці її забору. Воду трубою, каналом чи лотком відводять від русла на певну відстань до споруди ГЕС, яка розміщена нижче за течією. Такі станції доцільно

будувати у тих місцях, де великий похил річки. У випадку напірної деривації водовід прокладається під великим похилом, або ж будується гребля, яка створює водосховище – змішана деривація, бо використовує два способи створення необхідної концентрації води.

Гідроакumuлюючі ГЕС – здатні акумулювати вироблену ними надлишкову електроенергію в системі та генерувати її в періоди інтенсивнішого споживання.

Станом на кінець I півріччя 2018 року в Україні діють 138 МГЕС загальною потужністю 96 МВт. За I півріччя 2018 року було введено в експлуатацію 2 об'єкти малої гідроенергетики загальною потужністю 1 МВт. За 6 місяців 2018 року об'єктами малої гідроенергетики, яким видано «зелений» тариф, вироблено близько 139,1 млн кВт·год [27].

Тема 2. Сонячні електростанції. Концентричні сонячні електростанції та ОЦР. Класифікація та перспективи розвитку

Сонячна енергетика України – відносно нова галузь електроенергетики України, яка стрімко розвивається. Станом кінець 2020 року встановлено СЕС загальною номінальною потужністю 6320 МВт без урахування близько 407,9 МВт потужностей, які перебувають на окупованій Росією території, які генерують 1,265 млрд кВт·год електроенергії. Частка СЕС на перший квартал 2021 року загальній генерації України складає близько 6 %.

В Україні річне надходження сонячного випромінювання перебуває на одному рівні з країнами, які активно використовують сьогодні сонячні колектори (Швеція, Німеччина, США тощо).

Уся територія України придатна для розвитку систем теплопостачання з використанням сонячної енергії. Найперспективнішими регіонами країни для розвитку сонячної енергетики є Кримський півострів та степова Україна. Для електрогенерації використовуються методи фотовольтаїки та геліотермальне перетворення. З 2008 року в Україні діє «Зелений тариф».

У СРСР перша промислова сонячна електростанція СЕС-5 була побудована в Криму 1985 р. поблизу м. Щолкіного. Вона мала потужність 5 МВт, що становило 24,5 % потужності всіх сонячних електростанцій

світу. За 10 років роботи вона дала 2 млн кВт·год. електроенергії. У середині 90-х років її закрили.

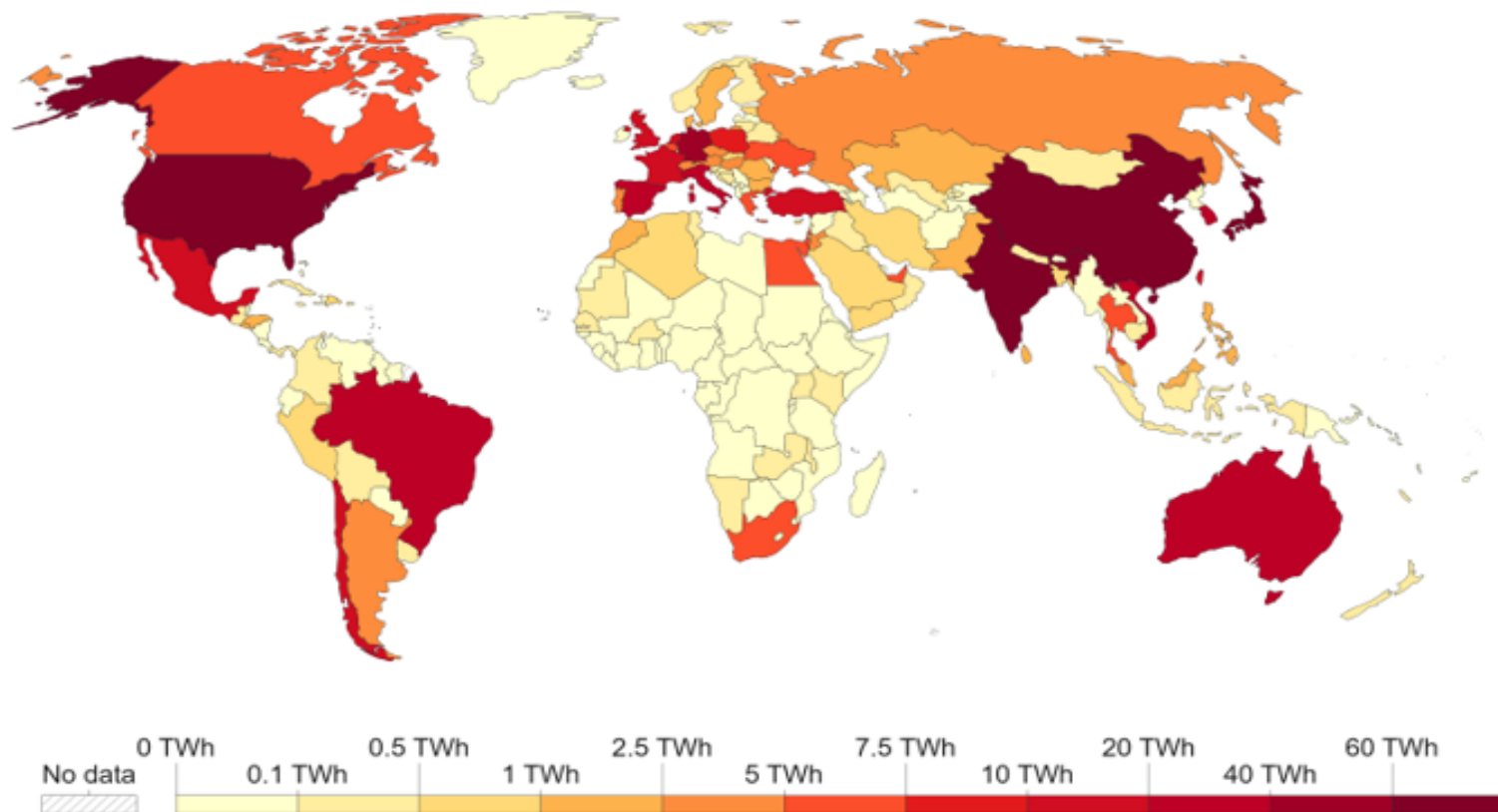
Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), від 29 грудня 2023 р. № 2653 "Про встановлення "зелених" тарифів на електричну енергію, вироблену генеруючими установками приватних домогосподарств", визначено рівні зелених тарифів. Цікавою є ретроспектива зміни вартості «Зеленого тарифу». Нижче наводиться приклад зміни тарифу на електричну енергію, вироблену з енергії сонячного випромінювання генеруючими установками приватних домогосподарств, встановлена потужність яких не перевищує 30 кВт та які введені в експлуатацію:

- з 01 квітня 2013 року по 31 грудня 2014 року – 1445,21 коп/кВт·год (без ПДВ);
- з 01 січня 2015 року по 30 червня 2015 року – 1299,82 коп/кВт·год (без ПДВ);
- з 01 липня 2015 року по 31 грудня 2015 року – 807,24 коп/кВт·год (без ПДВ);
- з 01 січня 2016 року по 31 грудня 2016 року – 766,01 коп/кВт·год (без ПДВ);
- з 01 січня 2017 року по 31 грудня 2019 року – 729,12 коп/кВт·год (без ПДВ);
- з 01 січня 2020 року по 31 грудня 2023 року – 655,34 коп/кВт·год (без ПДВ);
- з 01 січня 2024 року по 31 грудня 2024 року – 590,24 коп/кВт·год (без ПДВ).

Solar power generation, 2022

Electricity generation from solar, measured in terawatt-hours (TWh) per year.

Our World
in Data

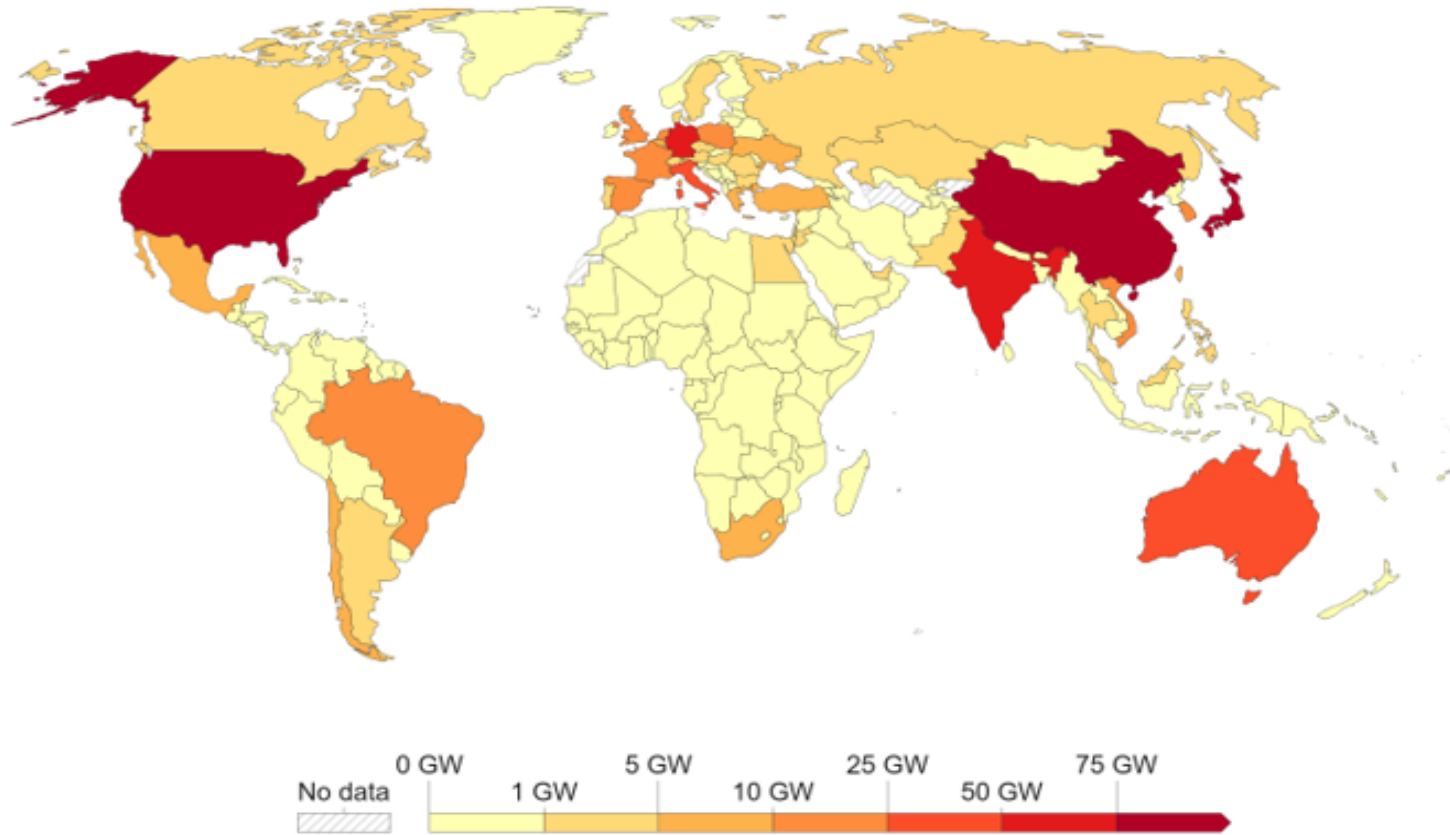


Data source: Ember's Yearly Electricity Data; Ember's European Electricity Review; Energy Institute Statistical Review of World Energy
OurWorldInData.org/renewable-energy/ | CC BY

Рис. 2.6.1. Річний рівень сонячної генерації електричної енергії по країнам світу (2022 рік) [14]

Installed solar energy capacity, 2022

Cumulative installed solar capacity, measured in gigawatts (GW).

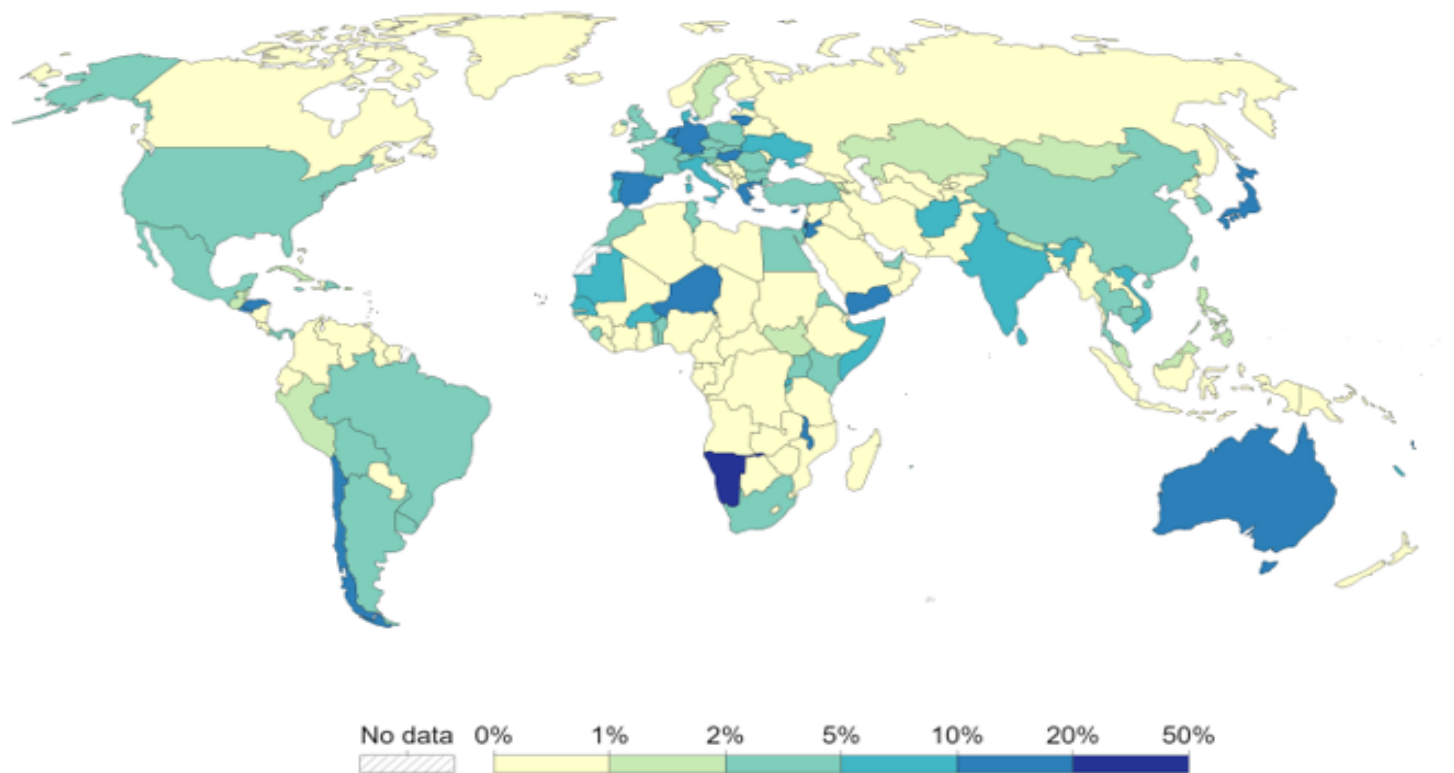


Data source: International Renewable Energy Agency (IRENA)

OurWorldInData.org/renewable-energy | CC BY

Рис. 2.6.2. Нові потужності сонячної генерації електричної енергії по країнам світу (2022 рік) [14]

Share of electricity production from solar, 2022



Data source: Ember's Yearly Electricity Data; Ember's European Electricity Review; Energy Institute Statistical Review of World Energy
OurWorldInData.org/energy | CC BY

Рис. 2.6.3. Відсоток сонячної генерації електричної енергії по країнам світу в загальному балансі (2022 рік) [14]

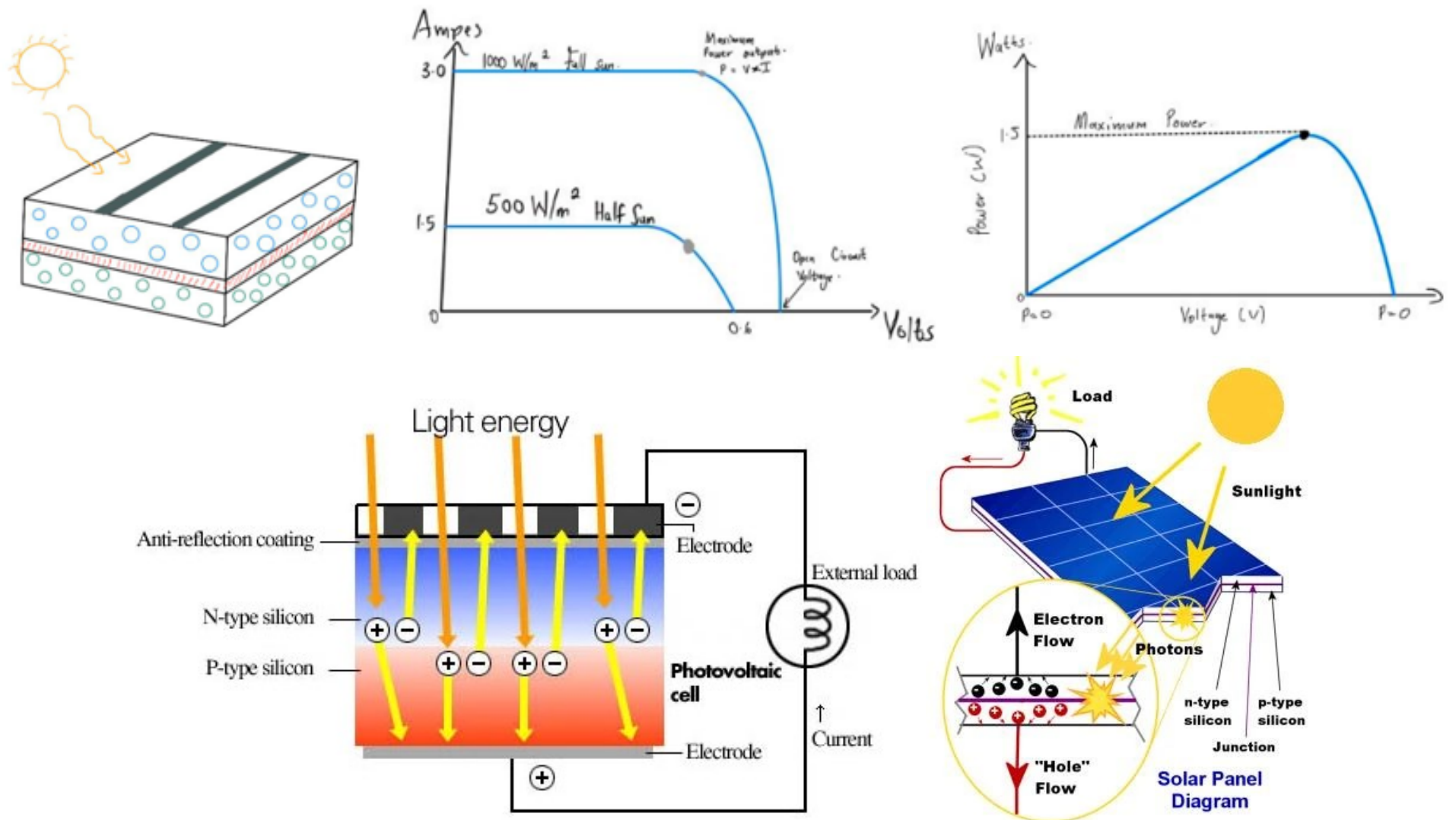


Рис. 2.6.4. Деякі пояснення щодо явища фотоелектричного ефекту та застосування фотовольтаїчних систем

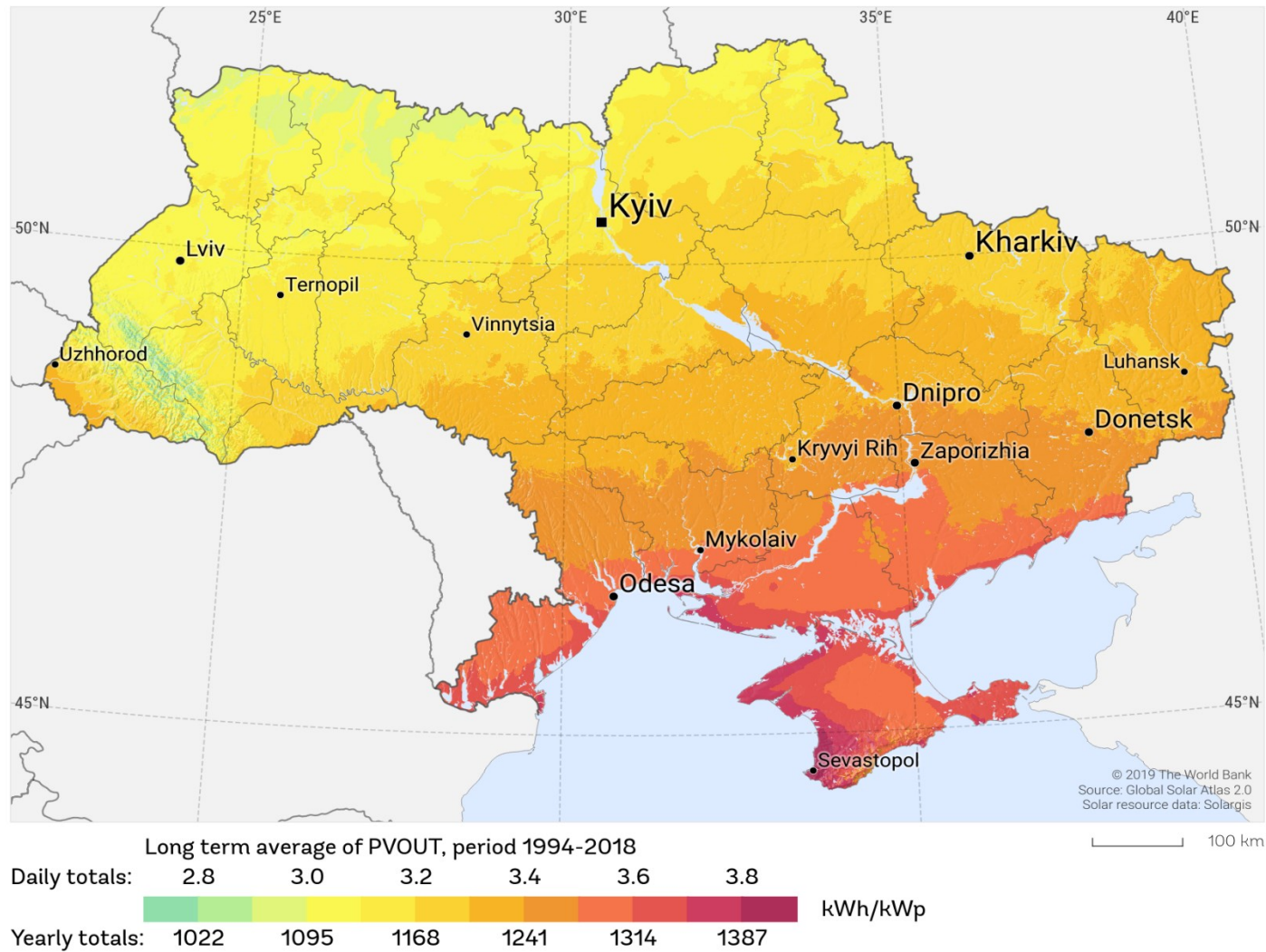
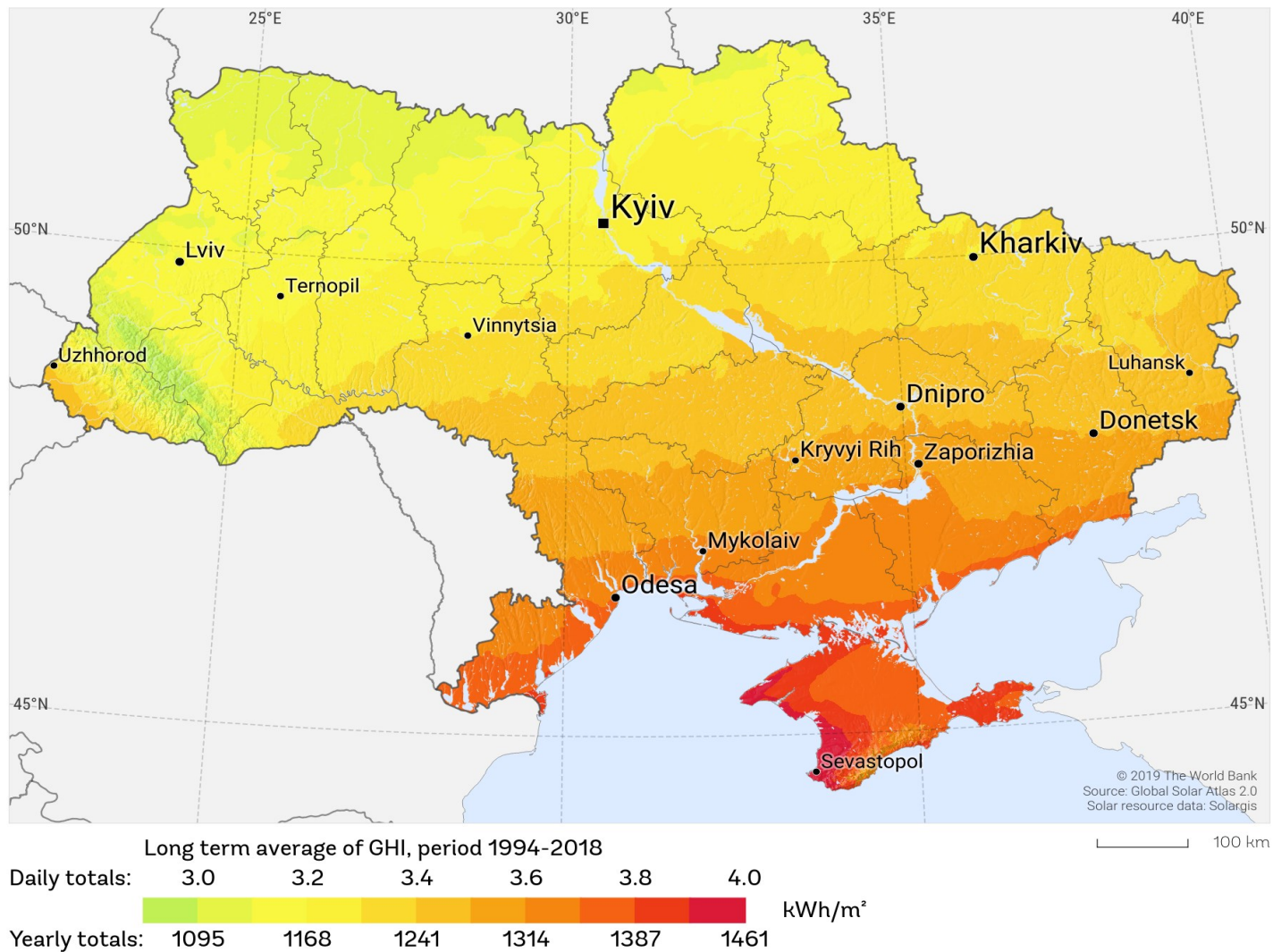


Рис. 2.6.5. Потенціал нового будівництва сонячних електростанцій по регіонах України [28]



This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit <http://globalsolaratlas.info>.

Рис. 2.6.6. Рівні сонячної теплової радіації за регіонами України [28]

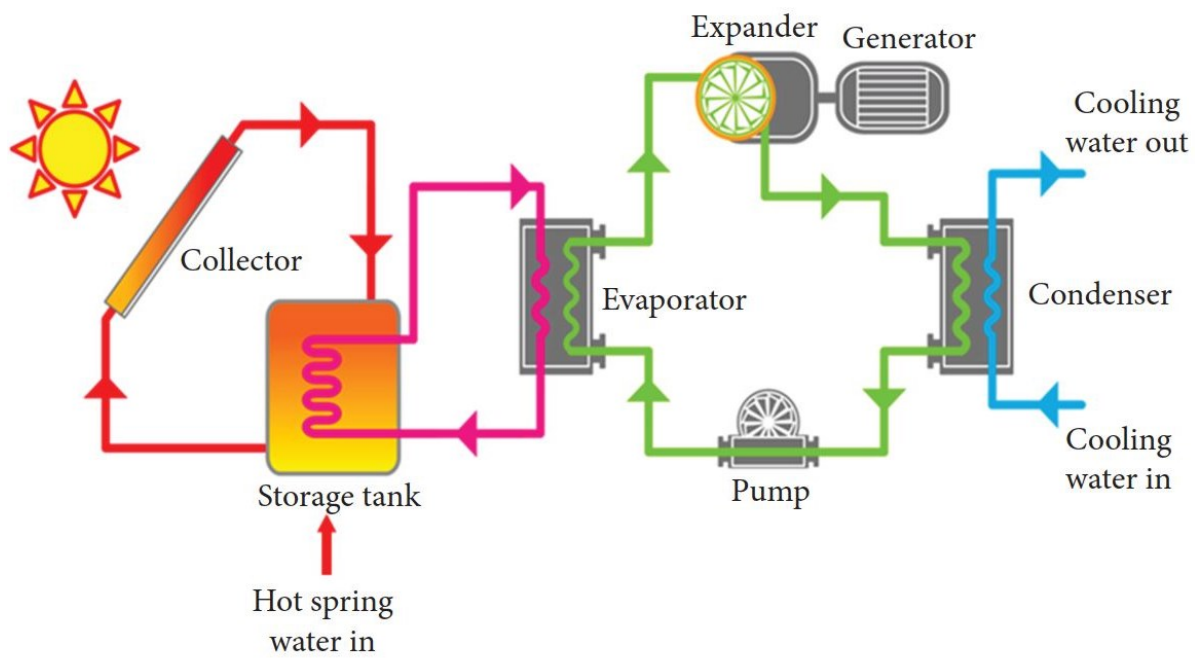


Рис. 2.6.5. Схема гібридної сонячної електростанції з використанням ОЦР [29]



Рис. 2.6.6. Загальний вигляд концентраторів

Тема 3. Вітрові електростанції. Турбіни вітрових електростанцій

Вітроенергетика – галузь альтернативної енергетики, яка спеціалізується на перетворенні кінетичної енергії вітру в електричну енергію.

Джерело вітроенергетики – сонце, так як воно є відповідальним за утворення вітру. Атмосфера землі вбирає сонячну радіацію нерівномірно через неоднорідності її поверхні та різний кут падіння світла в різних широтах в різну пору року. Повітря розширюється та підіймається догори, утворюючи потоки. Там де повітря нагрівається більше ці потоки підіймаються вище та зосереджуються у зонах низького тиску, а холодніше повітря підіймається нижче, створюючи зони високого тиску. Різниця атмосферного тиску змушує повітря пересуватися від зони високого тиску до зони низького тиску з пропорційною швидкістю. Цей рух повітря і є тим, що ми називаємо вітром.

Щоб найкраще використати вітряну енергію, важливо досконало розуміти добові та сезонні зміни вітру, зміну швидкості вітру в залежності від висоти над поверхнею землі, кількість поривів вітру за короткі відрізки часу, а також статистичні дані хоча б за останні 20 років. Енергія вітру використовується людством віддавна. Одним з найперших винаходів використання вітру було вітрило десь у п'ятому тисячолітті до н.е. У першому сторіччі до нашої ери давньогрецький вчений Герон Александрійський винайшов вітряк, що керував органом.

Вітряні млини для переробки зерна винайдені ще у середньовіччі. Вважається, що перші вітряки були збудовані в Сістані, десь між сучасним Іраном та Афганістаном, між дев'ятим та сьомим сторіччями до н.е. Вони мали вертикальну вісь, від шести до дванадцяти крил з полотна або очерету та використовувались як млини та помпи для води.

В останні роки енергія вітру все більше використовується для одержання електроенергії. Створюються вітряки великої потужності і встановлюються на місцевості, де дмуть часті й сильні вітри. Кількість і якість таких двигунів зростає щорічно, налагоджене серійне виробництво.

Згідно звіту Світової вітроенергетичної асоціації потужність енергії вітру у світі сягнула 336 327 МВт на кінець червня 2014 р., з них 17 613 МВт були додані у першій половині 2014 р. Таке зростання було

суттєвим у першій половині 2013 р. та у 2012 р., коли були додані відповідно 13,9 ГВт та 16,4 ГВт. Загальна встановлена потужність енергії вітру на середину 2014 р. складає близько 4% світової потреби в електроенергії. Світова потужність енергії вітру зросла на 5,5% протягом шести місяців (після 5% у такий же період 2013 р. та 7,3 % у 2012 р.) та на 13,5 % в розрахунку на рік (середина 2014 р. у порівнянні з серединою 2013 р.). Для порівняння річні темпи зростання у 2013 р. були нижчими на 12,8 %.

Причини позитивного розвитку світових ринків вітроенергетики, безумовно, включають економічні переваги енергії вітру та її зростаючу конкурентоспроможність по відношенню до інших джерел електроенергії, а також гостру необхідність реалізації технологій без викидів з метою пом'якшення наслідків зміни клімату та забруднення повітря [30].

П'ять традиційних країн вітроенергетики – Китай, США, Німеччина, Іспанія та Індія – разом представляють 72% світової потужності вітроенергетики. Що стосується нових доданих потужностей, частка Великої п'ятірки збільшилася з 57% до 62%.

Китайський ринок продемонстрував дуже високу ефективність та додав 7,1 ГВт, що значно більше, ніж у попередні роки. Китай досяг загальної потужності вітроенергетики у 98 ГВт у червні 2014 р. і перетнув на сьогодні позначку у 100 ГВт. Німеччина також показала хороші результати, додавши 1,8 ГВт за першу половину року. Цей новий рекорд без сумніву відображає очікування змін у законодавстві з вітроенергетики, що може призвести до сповільнення німецького ринку у найближчі роки.

Бразилія вперше увійшла до групи лідерів, ставши третім за розміром ринком нових вітротурбін з новими потужностями у 1,3 ГВт, що складає 7% обсягів продажу нових вітротурбін. При цьому Бразилія змогла розширити своє безперечне лідерство в Латинській Америці. Індія зберегла свої позиції другого номеру в Азії та п'ятого у світі з показником у 1,1 ГВт нових потужностей вітроенергетики. Ринок США після свого розвалу у 2013 р. продемонстрував потужні ознаки відновлення, маючи розмір ринку 835 МВт, трохи випереджаючи Канаду (723 МВт), Австралію (699 МВт) та Великобританію, яка наполовину зменшила розмір свого ринку та встановила у першій половині 2014 р. 649 МВт.

Ринок Іспанії нічого не додав до загального зростання у 2014 р., оскільки на ньому відбувається фактичний застій, встановлено лише 0,1 МВт нових потужностей у першій половині 2014 р. У 2013 р. чотири країни встановили більше 1 ГВт кожна у першій половині 2014 р.: Китай (7,1 ГВт нових доданих потужностей), Німеччина (1,8 ГВт), Бразилія (1,3 ГВт) та Індія (1,1 ГВт).

Перша десятка вітроенергетичних країн демонструє однакову картину у першій половині 2014 р., хоча й з трохи підвищеною ефективністю. П'ять країн працювали краще ніж у 2013 р.: Китай, США, Німеччина, Франція та Канада. У п'яти країнах відбувся спад ринку: Іспанія, Великобританія, Італія, Данія та, у меншій мірі, Індія. В Іспанії та Італії практично повне затишшя, там було встановлено лише відповідно 0,1 МВт та 30 МВт нових потужностей. Польща тепер входить до переліку перших 15 країн за встановленими потужностями, тоді як Японія вибула з цього переліку.

Великобританія та Німеччина в найближчий час планують стати лідерами розвитку вітроенергетики, розміщуючи вітроелектростанції у морі.

Особливості застосування вітроелектричних станцій (ВЕС) [30]:

1. Паралельна робота з мережею. У цьому випадку електрична енергія, яку виробляє ВЕС, має відповідати вимогам якості електричної енергії у мережі. Мережа, у свою чергу, повинна мати можливість прийняти потужність від ВЕС (пропускна здатність ЛЕП, наявність відповідних лічильників електроенергії тощо) та вчасно реагувати на зміну її кількості.

2. Автономна робота ВЕС. Для такої роботи ВЕС необхідне встановлення акумуляторних батарей, які накопичуватимуть електричну енергію, що виробляється вітроагрегатом за сприятливих погодних умов. Наявність акумуляторів значно збільшує загальну вартість системи. Тому для прийняття остаточного рішення необхідно проводити техніко-економічні розрахунки. Встановлення автономної ВЕС можливо в поєднанні з фотоелектричним модулем.

3. Пряме перетворення електричної енергії в теплову. Електрична енергія, що виробляється ВЕС, перетворюється в теплову шляхом нагрівання об'єму води електричними ТЕНами. Тобто акумулятором

тепла є вода. Таку схему можна використовувати для попереднього нагрівання води в системі гарячого водопостачання.

Основним недоліком вітроенергетики є несталість та нерегульованість вітрового потоку. Важливим є також питання економічної ефективності ВЕС.

Вітрогенератор (вітрова турбіна) – пристрій для перетворення кінетичної енергії вітру на електричну, що складається з вітрової турбіни, електрогенератора та допоміжного обладнання. Виробництво вітрогенераторів належить до складних та наукомістких виробництв.

За областю використання вітрогенератори умовно можуть бути поділені як для промислового, приватного та спеціального призначення.

Промислові вітрогенератори встановлюються державними органами або енергетичними компаніями. Потужність сучасних промислових вітрогенераторів досягає 8 МВт[5]. Як правило, такі генератори об'єднують у мережу. Основна відмінність вітроелектростанцій від теплових електростанцій – повна відсутність сировини та відходів. Створення таких електростанцій економічно доцільне в районах з високим середньорічним значенням швидкості вітру або у віддалених від промислових електромереж районах.

Вітрогенератори приватного призначення мають відносно невелику потужність (звичайно до декількох кіловат) та використовуються разом з стаціонарною електромережею як джерела додаткової енергії, або як складові (разом з сонячними панелями, акумуляторними батареями, інверторами) в системах автономного електрозабезпечення. Такі генератори є популярним об'єктом аматорського конструювання.

Вітрогенератори спеціального призначення використовуються для автономного електрозабезпечення окремих технологічних об'єктів: туристичних стоянок, вітрильних гоночних яхт тощо. Такі генератори мають малу потужність (звичайно до десятків ват) і часто використовуються без інверторів – як джерела постійного струму для підзарядки акумуляторних батарей (в тому числі – батарей мобільних пристроїв через USB-адаптери).

За конструкцією вітрової турбіни вітрогенератори поділяються на апарати з горизонтальною та вертикальною віссю (яка не обов'язково повинна бути вертикальною).

Апарати з горизонтальною віссю

Принцип дії. Вітер обертає ротор. Добута у вітротурбіні електроенергія передається на контролер заряду. Інвертор перетворює напругу на контактах акумулятора на придатну до використання 220 Вт 50 Гц

Апарати з горизонтальною віссю вимагають додаткового пристрою орієнтації та високої щогли, але характеризуються високим значенням коефіцієнту використання енергії вітру (КІВ, КІЕВ) та відносно малими динамічними навантаженнями. Завдяки своїм перевагам отримали широке використання. Високе значення КІВ досягається за рахунок оптимізації профілів лопатей турбіни, що дозволяє отримати на лопатях значну підйомну силу, яка сприяє збільшенню крутного моменту.

До апаратів з горизонтальною віссю також належать так звані вітрильні турбіни, в яких лопаті турбіни є подібними до вітрил. Такі турбіни характеризуються значно меншим КІВ, але можуть працювати в умовах слабких вітрів, що досягається значною площею встановлених вітрил. Підйомна сила на лопатях таких турбін є незначною.

Апарати з вертикальною віссю

Апарати з вертикальною віссю не вимагають пристроїв орієнтації відносно напрямку вітру. Довгий час суттєвим недоліком таких турбін у порівнянні з турбінами з горизонтальною віссю, крутний момент яких залишається незмінним протягом одного обороту, було те, що лопаті вертикальних турбін при обертанні створюють періодичні імпульси, що призводить до додаткових навантажень на елементи їх конструкції. В подальшому цей недолік був усунутий шляхом гвинтового повороту лопаток турбіни (Турбіна Горлова тощо).

Вертикальновісьові турбіни зустрічаються досить рідко і використовуються, як правило, у домашніх системах через порівняно низький рівень шуму при роботі. Проте існують проекти застосування таких генераторів у шельфових електростанціях.

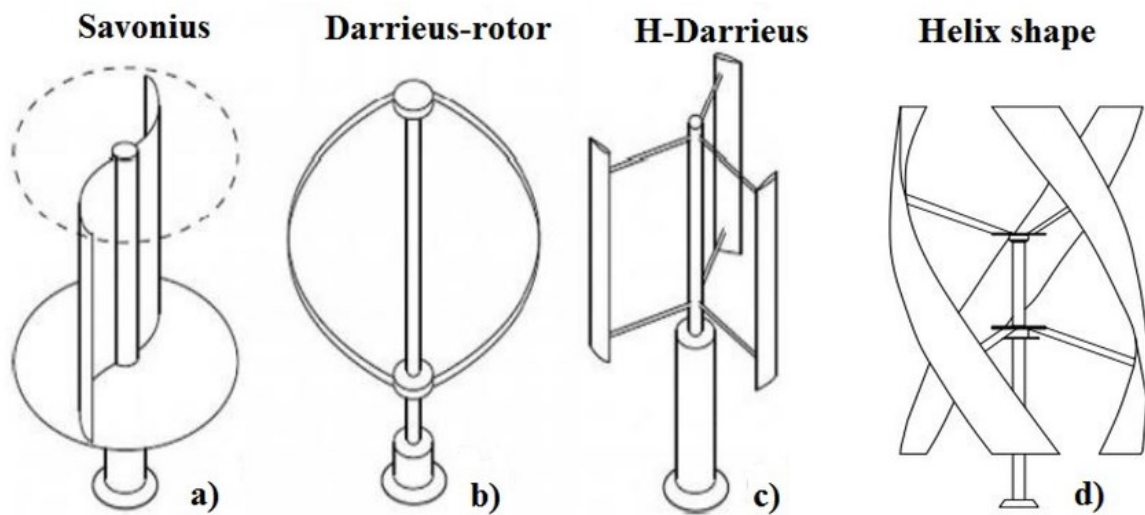


Рис. 2.7.1. Різні типи вертикальних вітрових турбін: а – турбіна Савоніуса; б – турбіна Даріуса з овальним ротором; с – турбіна з Н-подібним ротором; d – турбіна з еліптичним ротором [31]

На рис. 2.7.3, 2.7.4, 2.7.5 показані загальносвітлові показники впровадження вітрової енергогенерації: введені в експлуатацію потужності, відсоток виробництва тощо.

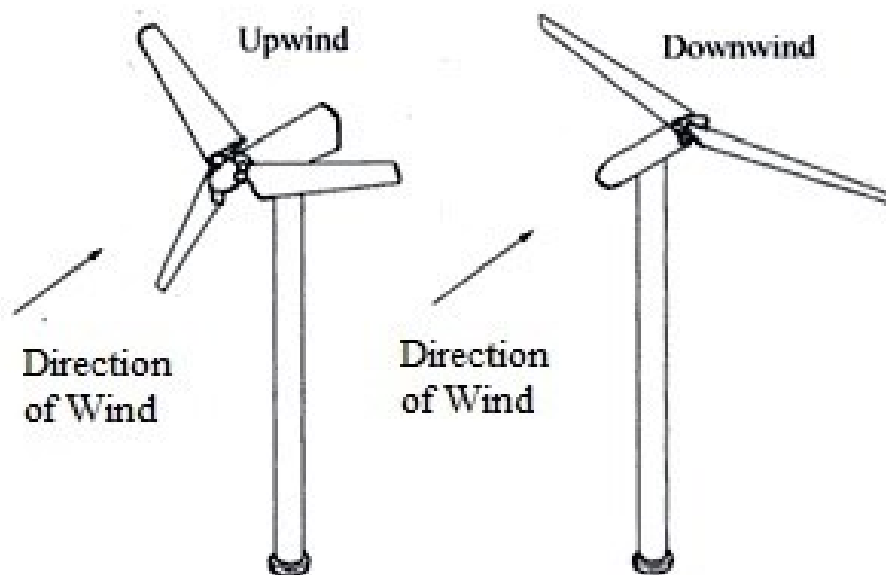


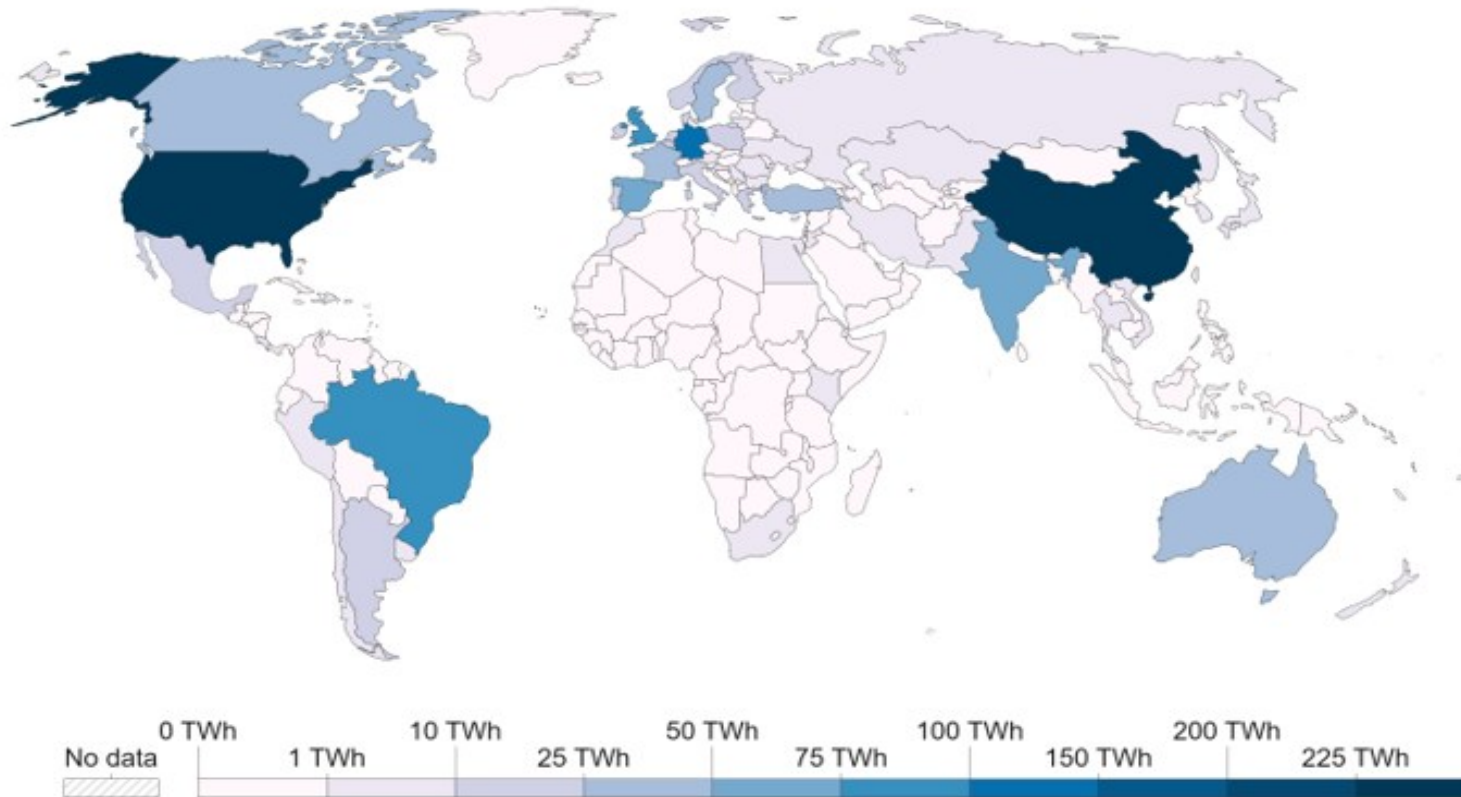
Рис. 2.7.2. Різні типи горизонтальних вітрових турбін

Перспектива застосування вітрової генерації в основному базується на кліматичних умовах регіону.

Wind power generation, 2022

Our World
in Data

Annual electricity generation from wind is measured in terawatt-hours (TWh) per year. This includes both onshore and offshore wind sources.



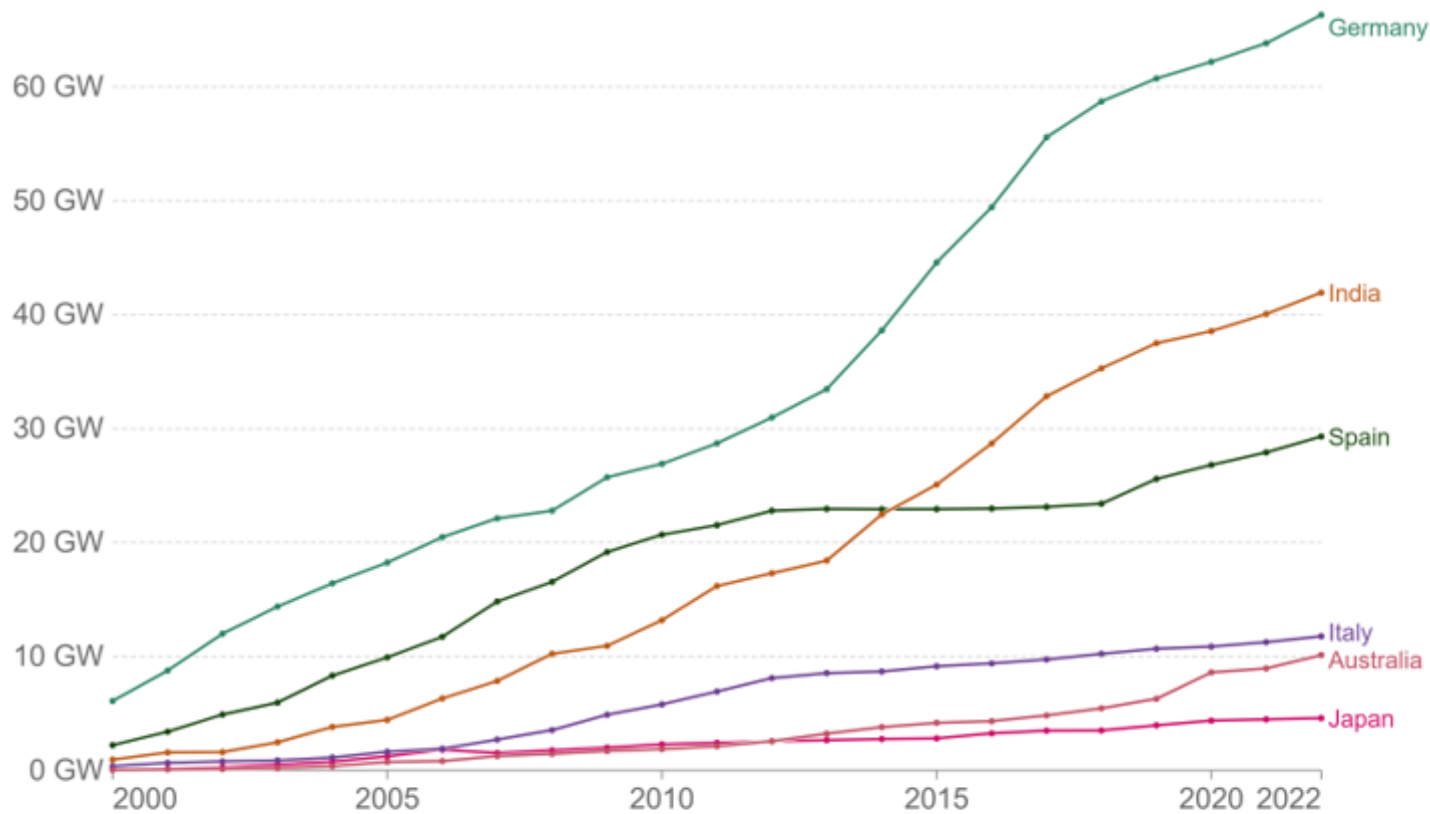
Data source: Ember's Yearly Electricity Data; Ember's European Electricity Review; Energy Institute Statistical Review of World Energy
OurWorldInData.org/renewable-energy | CC BY

Рис. 5.7.3. Встановлена станом на 2022 рік потужність вітрової генерації в країнах світу [14]

Installed wind energy capacity

Our World
in Data

Cumulative installed wind energy capacity including both onshore and offshore wind sources, measured in gigawatts (GW).



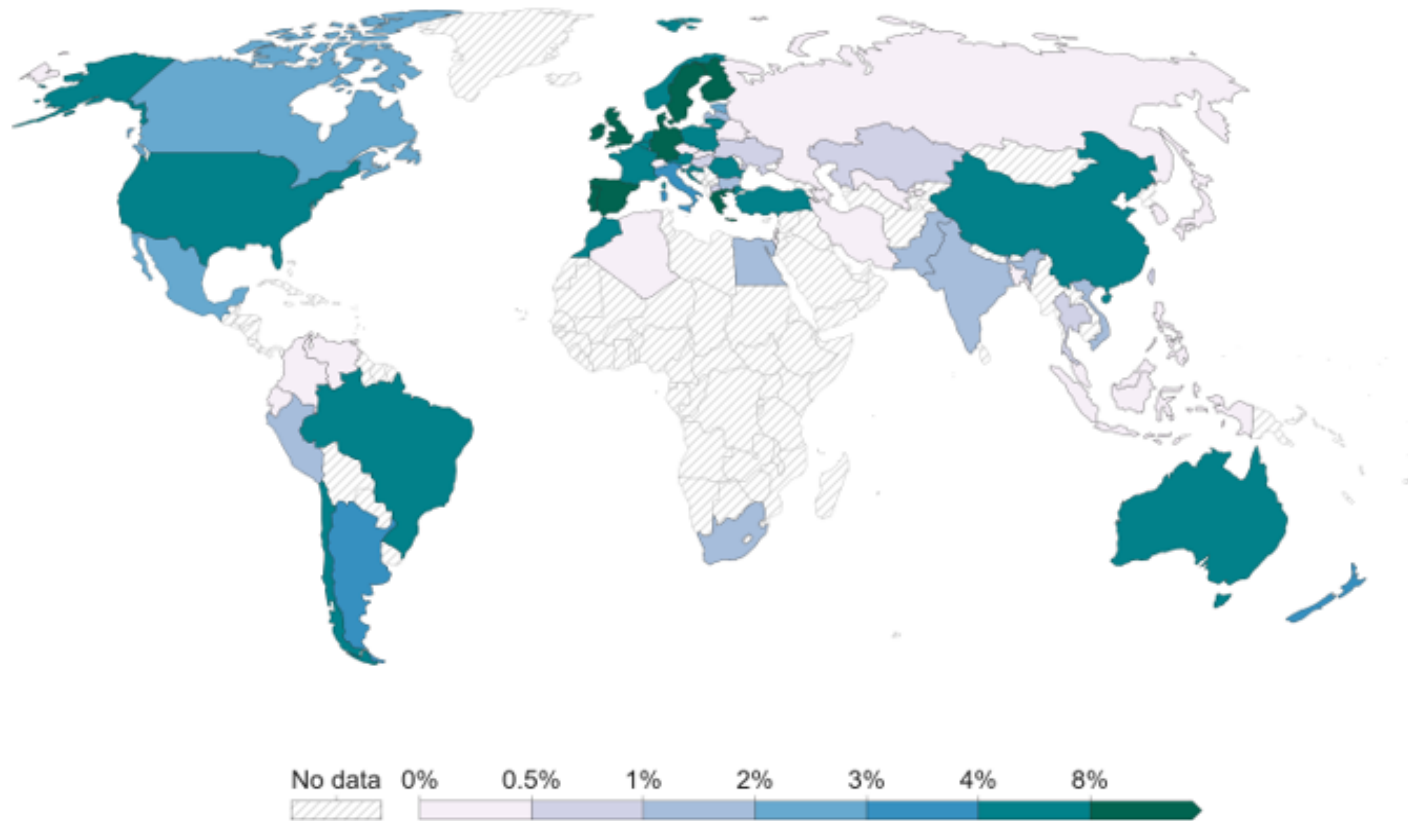
Data source: International Renewable Energy Agency (IRENA)

OurWorldInData.org/renewable-energy | CC BY

Рис. 5.7.4. Ретроспектива введення в експлуатацію станом потужнішої вітрової генерації в деяких країнах світу [14]

Share of primary energy from wind, 2022

Our World
in Data



Data source: Energy Institute Statistical Review of World Energy (2023)

OurWorldInData.org/energy | CC BY

Note: Primary energy is calculated using the 'substitution method', which accounts for the energy production inefficiencies of fossil fuels.

Рис. 5.7.3. Відсоток вітрової енергогенерації в загальному балансі первинної енергії станом на 2022 рік в країнах світу [14]

Запитання для самоконтролю

1. Поясніть основи гідроенергетики та який вплив вона має на енергетичний баланс в Україні.
2. Що таке гідротурбіна та які існують типи?
3. Наведіть класифікацію гідроелектростанцій?
4. Оцініть перспективи розвитку сонячної енергетики в Україні. Які системи сонячної енергогенерації ви знаєте?
5. Опишіть особливості вітрових електростанцій та перспективи їх розвитку в Україні.

Розділ 3. ПАРОВІ ТУРБИНИ ТА ЇХ РОЛЬ В ПАРОСИЛОВИХ ЦИКЛАХ

Лекція 7

Тема 1. Паросилові цикли. Цикл Ренкіна

Цикл Ранкіна (Ренкіна) або теоретичний паросиловий цикл – ідеалізований термодинамічний цикл перетворення теплової енергії в роботу (або навпаки) з використанням водяної пари. Цей цикл служить теоретичною основою для наближеного розрахунку реальних термодинамічних циклів, що здійснюються в паросилових установках.

Робоча рідина (вода) 1 за допомогою живильного насоса подається через патрубок 2 у котловий агрегат, де перетворюється у пару 3. Пара високого тиску і температури подається у соплові апарати турбіни, де відбувається перетворення потенційної енергії пари в кінетичну енергію потоку пари (швидкість потоку – надзвукова). Кінетична енергія надзвукового потоку перетворюється на лопатках турбіни в кінетичну енергію обертання колеса турбіни та у роботу, що витрачається на вироблення електричної енергії. Після турбіни пара 4 спрямовується у конденсатор. Це звичайний теплообмінник, усередині труб якого проходить охолоджуюча вода, ззовні – водяна пара, що конденсується. Цей конденсат (вода) надходить у живильний насос, де відбувається збільшення тиску до номінальної (проектної) величини і цикл замикається [32].

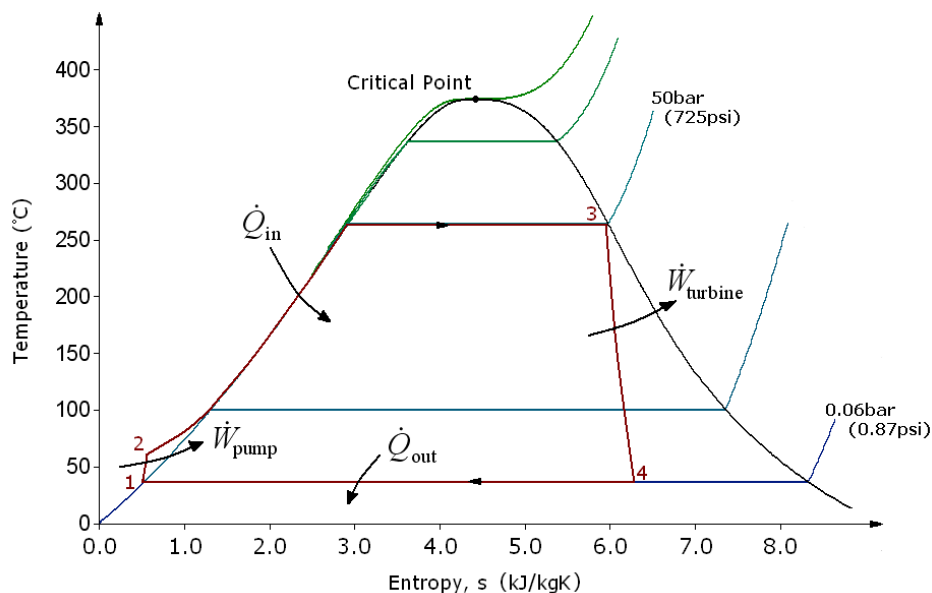


Рис. 3.1.1. Теоретичний процес циклу Ренкіна в Ts-діаграмі

Тема 2. Вплив початкових та кінцевих параметрів робочого тіла на енергетичні показники установки. Систематизація коефіцієнтів корисної дії паросилових установок

Вплив початкових та кінцевих параметрів робочого тіла на енергетичні показники установки достатньо досліджений і як правило систематизується за принципом:

Відносний внутрішній ККД (η_{oi}) турбіни змінюється в залежності від ряду параметрів, серед яких термодинамічні: тиск, ступінь перегріву та геометричні: кут нахилу соплового апарату. Вимоги щодо відносного внутрішнього ККД турбіни, що працюватиме в умовах заміни РОУ, висуваються значно нижчі. Це в першу чергу пов'язано з відхиленням процесу розширення пари в турбіні з приростом ентропії до значень параметрів стану пари, які б відповідали необхідним значенням тиску і сухості пари споживача.

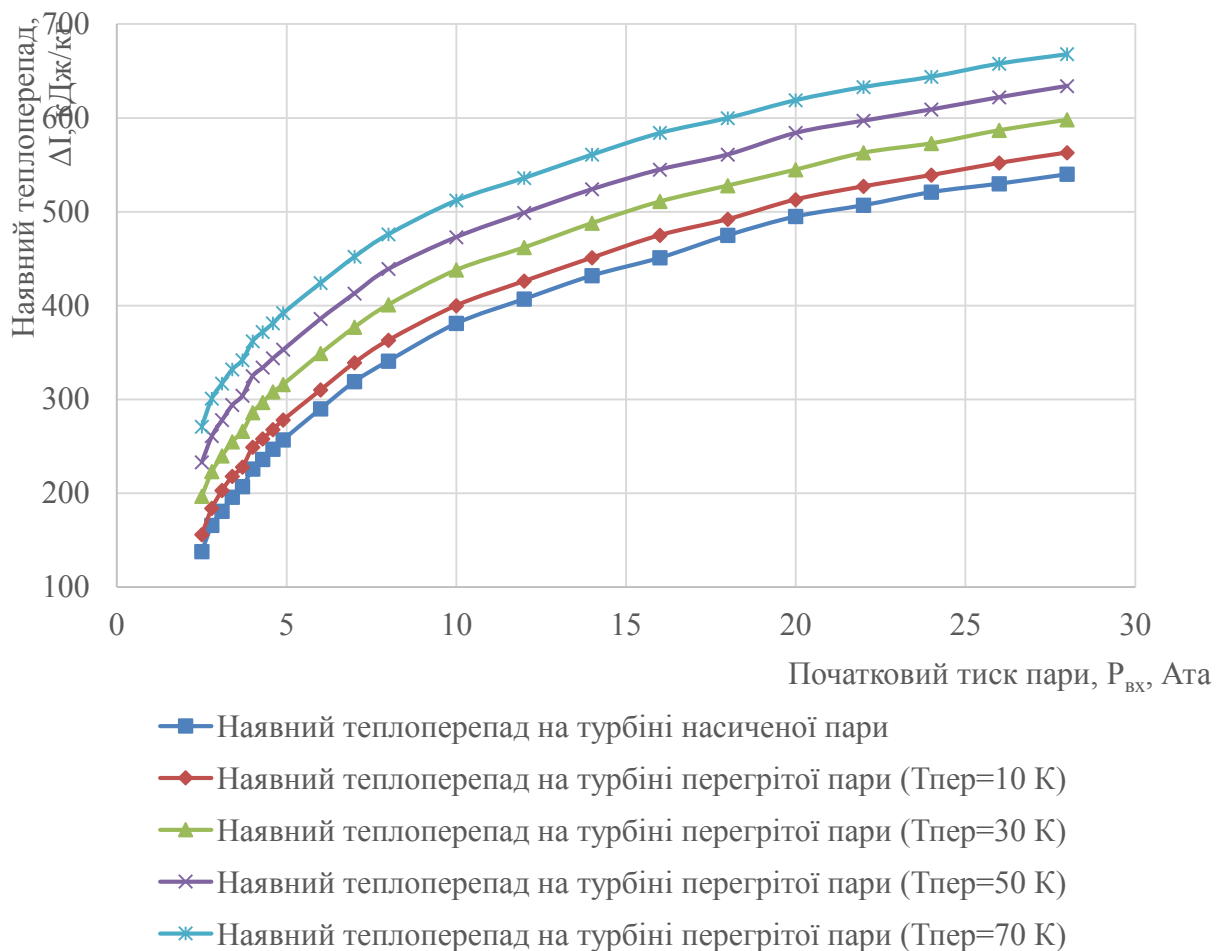


Рис. 3.2.1. Залежність наявних теплоперепадів на ідеальній турбіні від початкового тиску та ступеню перегріву пари в діапазонах, характерних для систем паропостачання, P_{вих}=1,1 Ата

Ефективність виробництва електроенергії на ТЕС традиційно оцінюється за наступними показниками теплової економічності [33].

Для виключно конденсаційної установки – це абсолютний електричний коефіцієнт корисної дії (ККД) турбоустановки (брутто):

$$\eta_E = \frac{N_E}{Q_0},$$

де N_E – виробництво електроенергії турбоустановкою;

Q_0 – витрата теплоти на турбоустановку.

ККД турбоустановки нетто:

$$\eta_{E}^{HT} = \frac{(N_E - N_{C.H.})}{Q_0},$$

де додатково вираховується витрата електроенергії на власні потреби станції $N_{C.H.}$ (основне споживання – на живильні та інші насоси, тягодуттєве та інше обладнання, а також втрати).

Питома витрата пари:

$$d_0 = \frac{G_0}{N_E}$$

де G_0 – витрата пари на турбоустановку.

Питома витрата теплоти:

$$q_E = \frac{Q_0}{N_E}$$

Витрата теплоти на турбоустановку без зовнішніх споживачів теплоти може бути розрахована за формулою:

$$Q_0 = W_i + Q_K,$$

де W_i – внутрішня кількість теплової енергії при витраті пари на турбіну G_0 ;

Q_K – кількість теплової енергії, що втрачається в конденсаторах.

Виробництво електроенергії з корисним використанням відпрацьованої теплоти істотно підвищує КПД по виробництву електроенергії на ТЕЦ в порівнянні з КЕС і обумовлює економію палива.

Для турбоустановки з відборами на потреби теплофікації

$$Q_0 = W_i + Q_K + Q_T,$$

де Q_T – кількість теплової енергії, що витрачається на потреби теплофікації.

Для такої турбоустановки звичайно розраховуються наступні показники теплової економічності:

ККД по виробництву електроенергії:

$$\eta_E = \frac{N_E}{(Q_0 - Q_T)};$$

ККД по відпуску теплової енергії:

$$\eta_T = \frac{Q_T^0}{Q_T},$$

де Q_T^0 – кількість теплової енергії, що відпускається зовнішнім споживачам.

Повний ККД (оцінює загальну теплову ефективність):

$$\eta_{E.T} = \frac{(N_E + Q_T^0)}{Q_0}.$$

Питоме виробництво електричної енергії на тепловому споживанні:

$$e = \frac{N_E^T}{Q_T},$$

де N_E^T – виробництво електроенергії за рахунок пари, яка не проходить в конденсатор, а виводяться з турбіни для виробництва теплової енергії Q_T .

Комплексна ефективність схеми виробництва електричної енергії, з урахуванням ефективності систем приготування палива, генерування теплоти, власних потреб енергетичного об'єкту, оцінюється за величиною питомої витрати умовного палива на відпущену електроенергію e_E :

$$e_E = \frac{B_{ПЛ}}{N_E^0},$$

де $B_{ПЛ}$ – витрата умовного палива (з теплотворною спроможністю 7000 ккал/кг = 29,309 МДж/кг) ТЕС за розрахунковий період;

N_E^0 – електрична енергія, відпущена споживачам за розрахунковий період.

Питома витрата палива дорівнює, г/(кВт·год) [33]:

$$b_y = B_y / N_E \approx \frac{B_y \cdot 3600}{B_y \cdot 29,31 \cdot \eta_c} \approx \frac{122,82}{\eta_c} \approx \frac{123}{\eta_c}.$$

Таким чином, питома витрата умовного палива обернено пропорційна ККД електростанції та прямо пропорційна питомій витраті теплової енергії.

Тема 3. Цикл паросилової установки з проміжним перегрівом пари

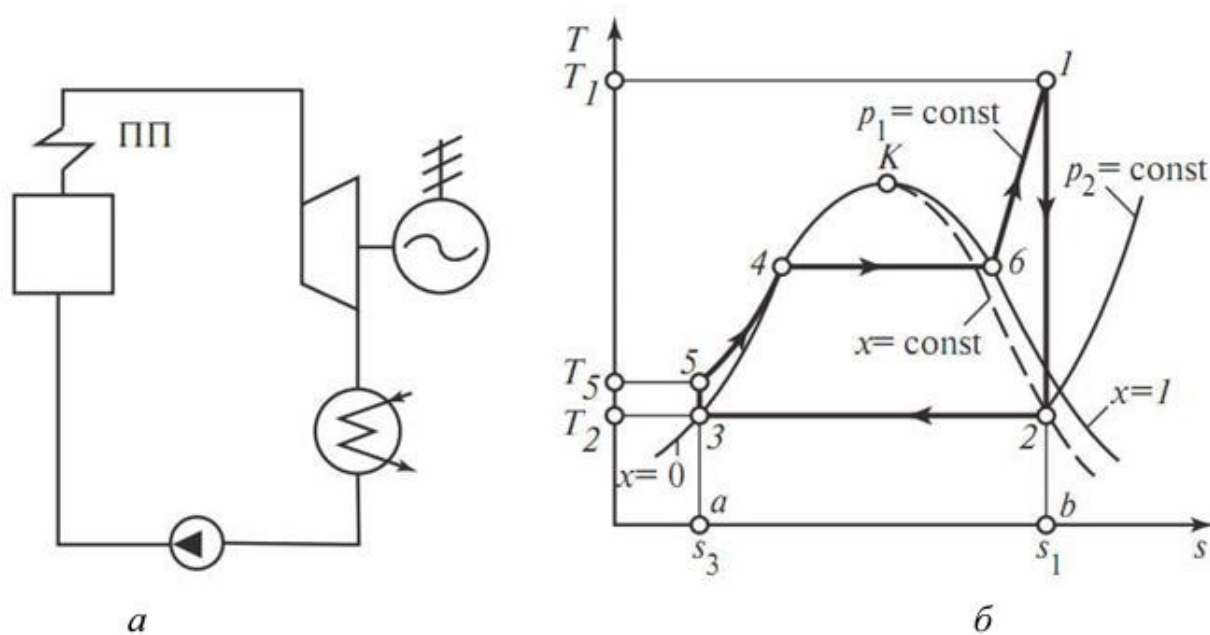


Рис. 3.3.1. Схема ПСУ, яка працює з перегрівом пари (а) та теплова діаграма її циклу (б)

Одним зі шляхів зниження кінцевої вологості пари є застосування проміжного перегріву пари. Схема паросилової установки із проміжним перегрівом пари (або, як іноді кажуть, із вторинним перегрівом) представлена на рис. 3.3.2. На рис. 3.3.2 представлений цикл із вторинним перегрівом у координатах T_s . Пара з перегрівника 1 з температурою T_1 і тиском p_1 надходить у початкову частину турбіни 2 (ступінь високого тиску), де в процесі 1-7 адіабатно розширюється до деякого тиску p_1 . Після цього пара у проміжному перегрівнику 3 нагрівається при постійному тиску p_1 до температури t_8 (процес 7-8). Далі пара надходить у другий ступінь турбіни 4 (ступінь низького тиску), де відбувається адіабатне розширення 8-9 до кінцевого тиску p_2 у конденсаторі 5.

Цей цикл можна уявити таким, що складається із двох окремих циклів – звичайного циклу Ренкіна (основного) 5-4-6-1-2-3-5 і додаткового 2-7-8-9-2. При цьому формально можна вважати, що робота, вироблена на ділянці 7-2 адіабатного розширення в основному циклі, витрачається на адіабатне стиснення робочого тіла на ділянці 2-7 додаткового циклу.

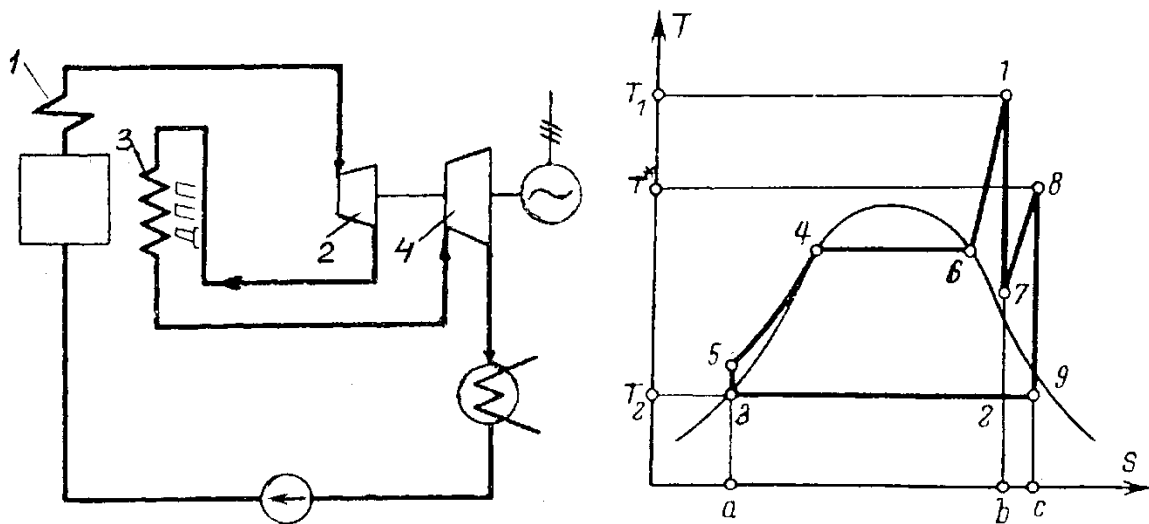


Рис. 3.3.2. Зліва-направо: схема ПСУ із проміжним перегрівом пари; цикл ПСУ с проміжним перегрівом пари в s-T діаграмі

Проміжний перегрів пари, що у свій час увійшов в енергетику головним чином як спосіб боротьби з високою вологістю пари в останніх ступенях турбіни, є засобом підвищення термодинамічного ККД циклу. У сучасних паросилових установках звичайно застосовується не тільки однократний, але й двократний проміжний перегрів пари.

Тема 4. Регенерація в циклі паросилової установки

Регенеративним називається цикл, у якому живильна вода, що надходить у КА, нагрівається парою, що частково відбирається з турбіни при її розширенні. Такий спосіб підігріву живильної води дає можливість збільшити середню температуру підведення тепла в циклі й тим самим підвищити його термодинамічний ККД.

Якщо в паросиловій установці здійснюється цикл Ренкіна без перегріву пари, то у випадку здійснення повної регенерації термодинамічний ККД такого циклу Ренкіна буде дорівнювати термодинамічному ККД циклу Карно. На рис. 3.4.1 зображений в Ts-діаграмі цикл Ренкіна з повною регенерацією у вологій парі.

Термодинамічний ККД циклу Ренкіна з перегрівом пари навіть у випадку граничної регенерації буде менше термодинамічного ККД відповідного циклу Карно; це слідує з s-T діаграми, наведеної на рис. 3.4.1. Однак, при цьому термодинамічний ККД циклу Ренкіна помітно зростає (у порівнянні із циклом без регенерації).

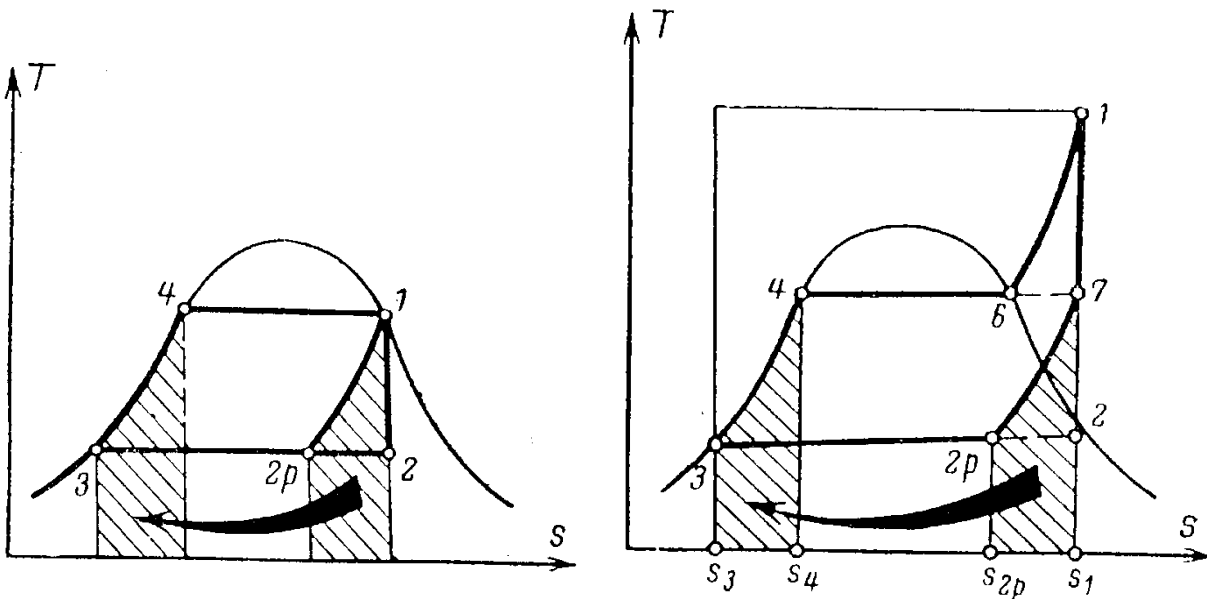


Рис. 3.4.1. Зліва-направо: регенеративний цикл Ренкіна без перегріву пари в Ts-діаграмі; регенеративний цикл Ренкіна з перегрівом пари в Ts-діаграмі

У реальних паросилових циклах регенерація здійснюється за допомогою регенеративних поверхневих або змішувальних теплообмінників, у кожний з яких надходить пара із проміжних ступенів турбіни (так званий регенеративний відбір). Пара конденсується в регенеративних теплообмінниках, нагріваючи живильну воду, що надходить у котел. Конденсат гріючої пари, також надходить у котел або змішується з основним потоком живильної води.

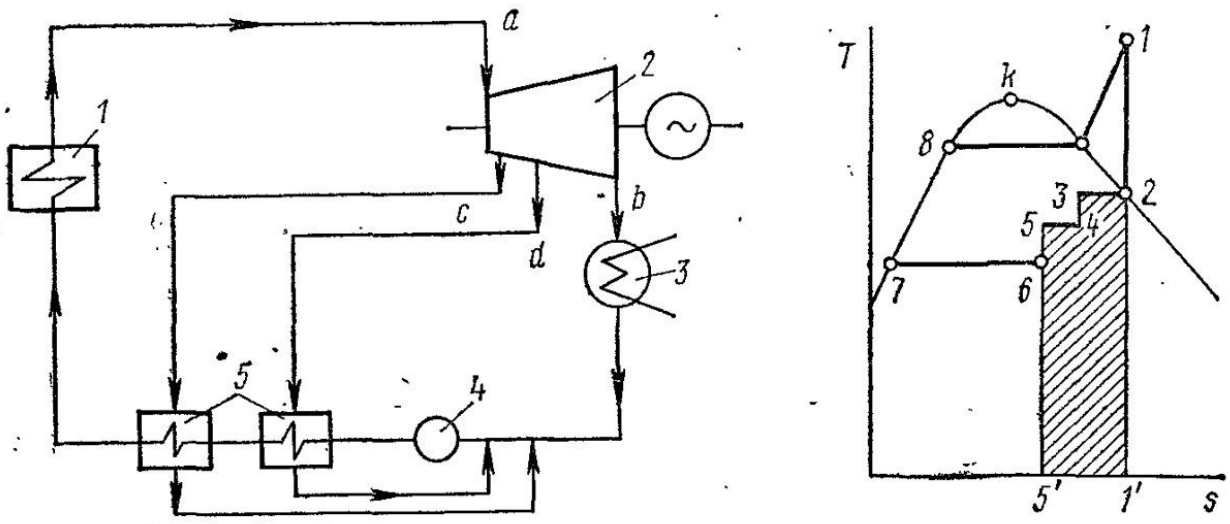


Рис. 3.4.2. Зліва-направо: схема паротурбінної установки з регенеративним циклом: 1 – парогенератор; 2 – турбіна; 3 – конденсатор; 4 – насос; 5 – підігрівачі живильної води; цикл паросилової установки з перегрівом пари і регенерацією в Ts-діаграмі.

Запитання для самоконтролю

1. Опишіть цикл Ренкіна.
2. Коефіцієнт корисної дії енергетичних установок.
3. Опишіть цикли паросилових установок з проміжним перегрівом пари?
4. Що таке регенеративний цикл?
5. Опишіть термодинамічний ККД циклу Ренкіна з перегрівом пари.

Лекція 8

Тема 1. Класифікація парових турбін та сфери застосування

Розрізняють такі основні типи турбін [34]:

- у залежності від числа ступенів – одноступеневі (одна або декілька ступенів швидкості) й багатоступеневі;
- у залежності від числа корпусів – однокорпусні, двокорпусні (ЦВТ і ЦНТ) і багатокорпусні (ЦСВТ, ЦВТ, ЦСТ, ЦНТ), одновальні та багатовальні;
- у залежності від напрямку потоку пари – осьові, або аксіальні, турбіни, в яких пара рухається вздовж осі турбіни, і радіальні турбіни, де пара рухається перпендикулярно осі турбіни;
- за принципом дії пари – активні турбіни (в яких потенціальна енергія пари перетворюється в кінетичну тільки в нерухомих направляючих решітках, а в робочих решітках кінетична енергія пари перетворюється в механічну роботу) і реактивні турбіни (в яких розширення пари відбувається і в направляючих, і в робочих решітках кожного ступеня приблизно в однаковій степені);
- у залежності від характеру теплового процесу – конденсаційні парові турбіни, в яких вся витрата свіжої пари, за винятком відборів на регенерацію, протікаючи через проточну частину і розширюючись в ній до тиску, меншого атмосферного, надходить в конденсатор, де теплота відпрацьованої пари віддається охолоджуючій воді і корисно не використовується, і турбіни з протитиском, в яких відпрацьована пара направляється до теплових споживачів, що використовують теплоту для опалювальних або виробничих цілей; конденсаційні турбіни з регульованим відбором пари, в яких

частина пари відбирається із проміжного ступеня і відводиться до теплового споживача при автоматично підтримуваному постійному тиску, а решта кількості пари продовжує працювати в наступних ступенях і направляється в конденсатор, і, нарешті, турбіни з регульованим відбором пари і протитиском, в яких частина пари відбирається при постійному тиску із проміжного ступеня, а інша частина проходить через наступні ступені й відводиться до теплового споживача при більш низькому тиску;

- за параметрами свіжої пари – турбіни середнього тиску (3,43 МПа, 435°C), турбіни підвищеного тиску (8,8 МПа, 535°C), турбіни високого тиску (12,75 МПа, 565°C) і турбіни надкритичних параметрів (23,55 МПа, 560°C);

- за використанням у промисловості – турбіни стаціонарного типу з постійним числом обертів ротора (для роботи на електричних станціях) і змінним числом обертів ротора (для приводу насосів, компресорів), а також турбіни нестационарного типу із змінним числом обертів ротора (судові й транспортні).

Тема 2. Шляхи удосконалення конструкцій парових турбін у світі

Вплив ефективності парової турбіни і котла на к.к.д. електростанції різний. Якщо шляхом удосконалення турбіни вдається збільшити її потужність на 1% при тій же витраті теплоти, то це буде еквівалентно збільшенню к.к.д. ТЕС також на 1%. Якщо ж на 1% зекономити витрату палива у котлі на виробіток тієї ж кількості теплоти, то к.к.д. ТЕС зростає тільки на 0,4%, оскільки к.к.д. перетворення теплоти в корисну роботу знаходиться на рівні 40%. Тому удосконалення саме турбіни є найбільш дієвим шляхом підвищення економічності ТЕС в цілому: він завжди дає позитивний результат поза залежністю від параметрів пари, теплової схеми, умов експлуатації і т.п. Підвищення економічності паротурбінних установок тісно пов'язане з підвищенням к.к.д. енергетичного обладнання, в тому числі самої парової турбіни, на основних режимах роботи за рахунок удосконалення проточних частин ЦВТ, ЦСТ, ЦНТ, зменшення втрат на змінних режимах і т.п.

Одним із найсуттєвіших способів підвищення питомої потужності й економічності парової турбіни є *підвищення параметрів паросилового циклу*. Ефективність цього заходу можна проілюструвати на прикладі

енергоблоку потужністю 510 МВт німецької ТЕС «Стаудінгер-5», що працює на кам'яному вугіллі. К.к.д. енергоблоку досягнув 43% при параметрах пари по котлу 26,2 МПа і 545°C. Температура проміжного перегріву пари і охолоджуючої води складає, відповідно, 565 і 18°C. Збільшення параметрів пари до 27 МПа і 580°C при температурі проміжного перегріву пари 600°C і вакуумі в конденсаторі 3,5 кПа дозволить, за оцінками експертів, отримати к.к.д. енергоблоку 45%. Економія палива при цьому досягає 20%. У даний час практично всі провідні турбінобудівельні фірми світу створюють парові турбіни супернадкритичних параметрів (СНКП). Історія освоєння СНКП нараховує вже майже 40 років. Вона почалась зі створення в США енергоблоку «Едістоун-1» потужністю 325 МВт на параметри пари 35,9 МПа, 648°C/565°C/565°C. Експлуатація турбоагрегатів на СНКП, побудованих в 50–60-ті роки ХХ століття, внесла серйозний науково-технічний вклад в розвиток світової теплоенергетики. Деякі агрегати вже виробили свій ресурс і виведені з експлуатації, але інші продовжують працювати. Наприклад, енергоблок «Едістоун-1» з дещо пониженими відносно проектних значеннями початкових параметрів (33,62 МПа, 609°C) експлуатується і в даний час, хоча термін служби його перевищує вже 40 років.

У СРСР турбіна СКР-100 на супернадкритичні параметри пари 29,4 МПа і 650°C була спроектована і виготовлена у ВАТ «Турбоатом» (тоді ХТГЗ) в 1961 році й успішно експлуатувалась впродовж багатьох років в якості передвключеної на Каширській ДРЕС.

Першим енергоблоком СНКП нового покоління по праву повинен вважатися енергоблок «Кавагое-1» (Японія) на параметри пари 30,5 МПа і 566°C, промислова експлуатація якого почалась з 30 червня 1989 року.

У квітні 1993 року прийнятий в експлуатацію енергоблок «Хекінен-3» (Японія) потужністю 700 МВт на параметри пари 25 МПа, 538°C/593°C. При розробці парової турбіни блоку були використані всі останні досягнення в області матеріалів, аеродинаміки і технології, а також досліджень систем охолодження на енергоблоці Вакамацу.

У даний час світова теплоенергетика вже зробила реальні кроки з масового переходу до виготовлення турбоустановок на супернадкритичні параметри пари (СНКП): 30 МПа, 600°C, а потім 35 МПа і 650°C.

Важливими розробками в області турбінобудування, пов'язаними з удосконаленням проточних частин парових турбін, є: оптимізація

згорів проточної частини, меридіональне профілювання ступенів парової турбіни, застосування модернізованих конструкцій лабіринтових і кінцевих ущільнень, організація оптимальної схеми вологовидалення останніх ступенів парових турбін, перехід до нового типу облопачування із суцільнофрезерованими бандажами. Покращення роботи кінцевих ущільнень сучасних парових турбін забезпечує надійну, економічну і маневрену роботу турбоагрегату. Аеродинамічна досконалість турбіни досягається за рахунок застосування лопаток складної конфігурації, в тому числі й так званих «шаблевидних» лопаток, шляхом розробки проточної частини підвищеної пропускної здатності, використанням облопачування зі збільшенням економічності, аеродинамічним удосконаленням вихлопного патрубку циліндра низького тиску парової турбіни, застосуванням суміщених циліндрів високого і середнього тиску.

Шаблевидні соплові лопатки. Традиційно соплові лопатки виконують прямими і встановлюють їх радіально, що спрощує технологію виготовлення діафрагм. Шаблевидними лопатками називаються зігнуті лопатки, які нагадують за зовнішнім виглядом шаблю (в закордонній літературі використовуються терміни «бананова» і «тривимірна»). У ПТУ шаблевидні лопатки використовують поки тільки в соплових решітках.

Шаблевидні соплові лопатки вперше запропоновані у 1962 році в СРСР на кафедрі парових і газових турбін МЕІ професором М.Є. Дейчем і сьогодні академіком РАН Г.А. Філіповим. Вони були вперше використані в потужних турбінах фірмою «Siemens» в середині 80-х років минулого століття. Зараз їх використовують всі провідні світові виробники турбін, крім виробників країн СНГ.

За різними оцінками підвищення економічності ступеня при використанні шаблевидних лопаток складає 1,5–2,5%. Найбільш ефективним їх застосування є для останніх ступенів ЦНТ потужних парових турбін, оскільки потужність цих ступенів складає приблизно 10 МВт для турбін ТЕС, сумарна кількість таких ступенів у турбіні 6–8. Якщо всі ступені ЦНТ виконати з шаблевидними сопловими лопатками, то к.к.д. ЦНТ зросте на 1,5–2,5%, що з врахуванням частки виробітку потужності в ЦНТ дасть вигреш в економічності всієї турбіни в 0,5–0,8%. Вигреш при використанні шаблевидних лопаток досягається за рахунок

зменшення частки пари, що протікає через кореневу і периферійну зони ступеня.

Меридіональне профілювання. Перші ступені парових турбін, особливо на надкритичні параметри пари, мають дуже малу висоту соплових і робочих лопаток. Для підвищення к.к.д. таких решіток ще в 60-ті роки ХХ століття в МЕІ запропоновано так зване меридіональне профілювання соплових каналів, за якого верхній (меридіональний) обвід каналу виконується не циліндричним або конічним, а звужуючим.

Меридіональне профілювання вперше було досліджено в МЕІ, і різні типи решіток випробувані в експериментальній турбіні. Для малих висот решіток (менше 25 мм) меридіональне профілювання дає відносне підвищення к.к.д. ступеня більше 2%, а для висоти 10 мм відносне підвищення к.к.д. складає близько 3%. Промислове застосування меридіонального профілювання здійснено в 90-х роках фірмами «Toshiba» і «General Electric». Для реалізації меридіонального профілювання вимагається технологія виготовлення соплових решіток з фігурним (нециліндричним і неконічним) периферійним обводом.

Збільшення кільцевої площі виходу пари із турбіни. Цей захід призводить до зменшення втрат з вихідною швидкістю, пропорційних квадрату площі виходу. Максимальну площу виходу в 11,3 м² мала до недавнього часу турбіна ЛМЗ К-1200-240, робоча лопатка останнього ступеню якої має довжину 1,2 м при середньому діаметрі 3 м. Ця титанова лопатка створена більше 20 років тому і довгий час вона була світовим рекордсменом. Декілька років назад фірма «Siemens» створила турбіну з площею виходу 12,5 м² при довжині лопатки 1143 мм.

Характерним прикладом доцільності використання довшої лопатки останнього ступеня і переходу на шаблевидні лопатки може служити модернізація турбіни пилувугільного енергоблоку ТЕС «Enstedvarker» (Данія), яка дозволила збільшити її потужність з 630 до 660 МВт, тобто зменшити питому витрату тепла на 4,6%, що еквівалентно економії 60 тис. т вугілля на рік з відповідним зменшенням шкідливих викидів у навколишнє середовище.

Збільшення довжини робочих лопаток останніх ступенів – один із типових заходів підтримки економічності морально старіючих турбін. На жаль, схожі заходи для наших турбін не реалізовані, хоча є повноцінні розробки, наприклад для турбін потужністю 200 МВт.

Застосування сучасних систем технічної діагностики турбоагрегату включає: вібродіагностику турбоагрегату і живильного турбонасосу, діагностику перемінних режимів експлуатації і прогнозування зміни параметрів у процесі пускових режимів, діагностику техніко-економічних показників у процесі експлуатації, діагностику теплових розширень елементів турбоагрегату, діагностику технічного стану кінцевих ущільнень, діагностику теплового і напружено-деформованого стану високотемпературних елементів парових турбін і прогнозування ресурсних показників енергетичного обладнання.

Тема 3. Огляд сучасних виробників парових турбін

Виробництво турбін є прецезійним індустріальним виробничим процесом. Найбільші світові виробники турбоагрегатів: Bradken, Inc., Mitsubishi Heavy Industries America, Inc., Turboatom (АТ «Українські енергетичні машини»), Bharat Heavy Electricals Limited (BHEL), Siemens Energy, General Electric Co.

Таблиця 3.7.1

Технічні характеристики протитискових турбін Shandong Qingneng Steam Turbine Co., Ltd.

NO.	Model	Capacity (MW)	Inlet		Exhaust Pressure (Mpa)	Speed(r/m in)
			Pressure (MPa)	Temp (°C)		
1	B0.4~B1.6	0.4~1.6	1.2~4	300~470	0.2~1.27	6500
2	B0.8~B1.6	0.8~1.6	3.5~6.5	270~435	1.1~2.5	6500
3	B1.6~B3	1.6~3	2.3~4.9	300~470	0.2~2.5	5600
4	B3~B8	3~8	2.3~4.9	300~470	0.2~2.5	3000
5	B3~B8	3~8	3.5~6.5	390~470	0.5~2.5	3000
6	B3~B8	3~8	4.9~10	435~535	0.5~5	3000
7	B9~B12	9~12	2.3~5	390~470	0.2~2.5	3000
8	B9~B12	9~12	4.9~10	435~535	0.5~5	3000
9	B12~B18	12~18	2.3~5	390~470	0.2~2.5	3000
10	B12~B18	12~18	4.9~10	435~535	0.5~5	3000
11	B20~B30	20~30	2.3~5	390~470	0.2~2.5	3000
12	B20~B30	20~30	4.9~10	435~535	0.5~5	3000
13	B40~B50	40~50	4.9~10	435~535	0.5~5	3000

**Технічні характеристики турбін та конденсаційних турбін з
низькими вхідними характеристиками Shandong Qingneng Steam
Turbine Co., Ltd.**

NO.	Model	Capacity (MW)	Inlet		Exhaust Pressure (Mpa)	Speed (r/min)
			Pressure (MPa)	Temp (°C)		
1	S1~S3	1~3	0.15~2.1	110~350	0.008	3000
2	S3~S4.5	3~4.5	0.15~2.1	110~350	0.009	3000
3	S4.5~S7.5	4.5~7.5	0.5~2.1	150~350	0.0098	3000
4	S8~S10	8~10	0.5~2.1	150~350	0.01	3000
5	S10~S15	10~15	0.5~2.1	150~350	0.0075	3000
6	S15~S20	15~20	0.5~2.1	150~350	0.007	3000
7	S20~S30	20~30	0.5~2.1	150~350	0.006	3000
8	S30~S40	30~40	0.5~2.1	150~350	0.0049	3000
9	D0.3~D1	0.3~1	0.05~2	110~350	0.008	3000
10	D1~D3	1~3	0.05~2	110~350	0.008	3000
11	D3~D4.5	3~4.5	0.05~2	110~350	0.009	3000
12	D4.5~D7.5	4.5~7.5	0.05~2	110~350	0.0098	3000
13	D8~D10	8~10	0.05~2	110~350	0.01	3000

Таблиця 3.7.3

Технічні характеристики конденсаційних турбін з вприском вологої (відпрацьованої) пари Shandong Qingneng Steam Turbine Co., Ltd.

NO.	Model	Capacity (MW)	Inlet		Admission		Exhaust Pressure (Mpa)	Speed (r/min)
			Pressure (MPa)	Temp (°C)	Pressure (MPa)	Temp (°C)		
1	BN1~BN3	1~3	0.5~3.5	200~400	0.15~0.6	130~250	0.008	5600
2	BN3~BN4.5	3~4.5	0.5~3.5	200~440	0.15~1	130~300	0.008	3000
3	BN4.5~BN7.5	4.5~7.5	0.5~3.5	200~440	0.15~1	130~300	0.0098	3000
4	BN8~BN10	8~10	0.5~3.5	200~440	0.15~1	130~300	0.0061	3000
5	BN10~BN15	10~15	0.5~3.5	200~440	0.15~1	130~300	0.0075	3000
6	BN15~BN20	15~20	0.5~3.5	200~440	0.15~1	130~300	0.007	3000
7	BN20~BN30	20~30	0.5~3.5	200~440	0.15~1	130~300	0.006	3000
8	BN30~BN40	30~40	5~10	470~540	1.5~3	200~350	0.0049	3000

Таблиця 3.7.4

Класифікація існуючих парових турбін середньої та великої потужності та приклади вітчизняного маркування

Турбіни теплофікаційні з виробничим і опалювальним регульованим відбором пари (12-80 МВт)	ПТ-40/50-8,8/1,3	ПТ-25/30-8,8/1,0-1	ПТ-30/35-3,4/1,0
	ПТ-29/35-2,9/1,0	ПТ-27/35-3,9/1,7	ПТ-26/29-2,9/1,3
	ПТ-12/13-3,4/1,0-1	ПТ-12-3,4/0,6	
Турбіни теплофікаційні з виробничим регульованим відбором пари (4-55 МВт)	П-25-3,4/0,6	П-6-3,4/1,0	П-6-3,4/0,5-1
	П-6-1,2/0,5	<u>Т-54/66-8,8</u>	<u>Т-63-13/0,25</u>
Турбіни конденсаційні (6-70 МВт)	<u>К-66-8,8</u>	<u>К-25-8,8</u>	<u>К-12-4,2Т</u>
	<u>К-7,5-6,4Т</u>	<u>К-6-3,4Т</u>	<u>К-6-1,6-1</u>

продовження Табл.3.7.4.

Турбіни конденсаційні з понижуючим редуктором (2,6-4,9 МВт)	<u>К-4,9-4,4Р</u>	<u>К-3,7-4,2Р</u>	<u>К-2,5-2,4</u>
Турбіни конденсаційні з повітряним конденсатором (37 МВт)	<u>К-37-3,4</u>		
Турбіни теплофікаційні для парогазових установок (8,5-70 МВт)	<u>Т-60/73-7,8/0,04</u>	<u>Т-50/70-6,8/0,12</u>	<u>Т-50/64-7,5/0,12</u>
	<u>Т-28/35-8,8/0,1</u>	<u>Т-25/34-3,4/0,12</u>	<u>Т-15,5/20,3-5,4/0,2</u>
	<u>Т-14/23-4,5/0,18</u>	<u>Т-10/11-5,2/0,2</u>	<u>Т-26/36-7,5/0,12</u>
	<u>Т-8/10-3,4/0,18</u>		

Закінчення табл. 3.7.4

Турбіни протитискові без регульованого вибору пари (1,43-34 МВт)	<u>P-32-8,8/0,65</u>	<u>P-27-8,8/1,35</u>	<u>P-25-3,4/0,1</u>
	<u>P-12-8,8/3,1-1</u>	<u>P-12-8,8/1,8-1</u>	<u>P-12-3,4/1,0</u>
	<u>P-12-3,4/0,5-1</u>	<u>P-12-3,4/0,1</u>	<u>P-12-2,7/0,2</u>
	<u>P-6-3,4/1,0-1</u>	<u>P-6-3,4/0,5-1</u>	<u>P-6-3,4/0,1</u>
	<u>P-4-3,4/1,5-1</u>	<u>P-4-3,4/0,5-1</u>	<u>P-4-2,1/0,3</u>
	<u>P-2,5-3,4/0,3-1</u>	<u>P-2,5-2,1/0,6</u>	<u>P-2,5-2,1/0,3</u>
	<u>P-1,6-2,8/0,7</u>	<u>P-1,4-3,4/1,3</u>	<u>P-1,4-2,3/0,7</u>
Турбіни протитискові з виробничим регульованим відбором пари (2,5-35 МВт)	<u>ПР-13/15,8-3,4/1,5/0,6</u>	<u>ПР-12/15-8,8/1,5/0,7</u>	<u>ПР-12-3,4/1,0/0,1</u>
	<u>ПР-12-3,4/0,6/0,1</u>	<u>ПР-6-3,4/1,5/0,5-1</u>	<u>ПР-6-3,4/1,0/0,5-1</u>
	<u>ПР-6-3,4/1,0/0,1-1</u>	<u>ПР-6-3,4/0,5/0,1-1</u>	<u>ПР-2,5-1,3/0,6/0,1</u>
Турбіни геотермальні (1,7-24 МВт e/e, 0-20 МВт т/е)	<u>К-25-0,6 Гео</u>	<u>Туман-2</u>	<u>ГТС-700П</u>
	<u>ГТС-700В</u>		
Турбіни приводні конденсаційні (1,5-17 МВт)	<u>К-11-1,0П-1</u>	<u>К-17-1,5П-1</u>	<u>ТП-2-П2,2/0,7*</u>
	<u>ТП-1,5-К2,2</u>	<u>К-12-1,0ПА</u>	<u>К-10-0,5ПА</u>
	<u>К-8-0,65ПА</u>	<u>К-6-3,0П</u>	<u>К-2,6-4,0П</u>
	<u>К-2,3-4,0П</u>		
Турбіни приводні протитискові (0,23-11,2 МВт)	<u>P-11-1,5/0,3Пс</u> (для блока <u>ХТГЗ</u>)	<u>P-11-1,5/0,3П</u> (для блока <u>ЛМЗ</u>)	<u>ТП-1650</u>
	<u>ТП-1250</u>	<u>ТП-1100*</u>	<u>ТП-750</u>
	<u>ТП-630</u>	<u>ТП-600</u>	<u>ТП-320</u>

В останні роки розповсюдження набувають парові турбіни малої потужності, які призначені для заміни РОУ промислових підприємств. Проте такі пристрої конструктивно та ідеологічно повторюють енергетичні парові турбіни середньої і великої потужності і відповідно відрізняються прецензійною геометрією та високими вартостями. Такі турбіни також потребують незначних змін динамічних та параметричних показників для збереження характеристик потужності (таблиця 3.7.5). Крім цього фактичні енергетичні показники при роботі турбін малої потужності в умовах відносно низьких параметрів тиску і температури пари потребують глибокого вивчення.

Характеристики парових турбін малої потужності

Виробник	ТОВ «Електротехнічний альянс»	ПАТ «Калузький турбінний завод»	ПАТ «Пролетарський завод»	ПАТ «Електротехнічна корпорація»	ЗАТ «Мала незалежна енергетика»	ПАТ «Криворізький турбінний завод «Констар»
Найменування	ПТГ- 500-25- 13/3	ТГ 0,5А/0,4Р 13/3,7	ПТГ Р- 0,6-15/3	ПРОМ- 500/1500 -Е-14/3	ПВМ- 250	ПТУ- 250- 14/5
Тип установки	Паротурбо- генератор	Паротурбо- генератор	Паротурбо- генератор	Парова роторна машина	Парова гвинто ва машина	Паротурбо- генератор
Потужність, кВт	500	500	600	500	250	250
Редуктор	Ні	Є	Є	Ні	Ні	Ні
Пусковий пристрій	Ні	Ні	Ні	Ні	Ні	Є
Система масло постачання	Ні	Є	Є	Є	Є	Є
Номінальний тиск пари до турбіни, МПа	1,3	1,3	1,5	1,4	0,9-1,4	1,4
Номінальна темпера- тура пари до турбіни, °С	192	250	350	194	194	250
Тиск пари після турбіни, МПа	0,3	0,37	0,3	0,3	0,1- 0,45	0,5
Температура пари після турбіни, °С	132		230	132		170
Витрата пари, т/год	9	13,2	9	9,1	3,96	10
Маса (з генератором), т	4,64	9,39	10	5,7	2,5	4
Довжина, мм	1765	4235	5110	2810	2850	3330
Ширина, мм	1360	2130	2100	1100	1000	1800
Висота, мм	1465	2270	3110	1205	2000	1235

Запитання для самоконтролю

1. Які основні види турбін ви знаєте?
2. Який найсуттєвіший спосіб підвищення питомої потужності та економічності парової турбіни?
3. Що таке меридіональне профілювання?
4. Опишіть що означає збільшення кільцевої площі виходу пари із турбіни.
5. Наведіть яких сучасних виробників парових турбін ви знаєте?

Розділ 4. ПАРОГАЗОВІ ТА ГАЗОТУРБІННІ УСТАНОВКИ

Лекція 9

Тема 1. Класифікація ГПУ та ПГУ в розрізі бінарних та монарних установок

Теплова схема й цикл парогазової установки залежить від її виду. Парогазові установки є тільки одним з видів більш широкого класу – комбінованих установок з паровими й газовими турбінами. На мал 4.1 наведено класифікацію таких установок, яка прийнята Інститутом технічної теплофізики НАН України [35].

За принципом взаємодії робочих тіл всі комбіновані установки поділяються на дві групи: установки з роздільними контурами робочих тіл (бінарні) й установки зі змішанням робочих тіл, тобто контактні (монарні). Перші з них утворюють групу парогазових установок (ПГУ), а другі – групу газопарових установок (ГПУ). Більшість працюючих і установок, що будуються, відносяться до першої групи. Комбіновані установки з роздільними контурами робочих тіл виконуються або з котлом-утилізатором, в якому пара генерується тільки або в основному за рахунок відхідної теплоти газової турбіни, або з парогенератором (так звана скидна схема), в якому пара генерується також і за рахунок теплоти палива. В установках з парогенератором вихлопні гази турбіни скидаються у топку котла, в якому здійснюється ще і допалювання палива, тому основна частка потужності (до 70–80% загальної потужності) генерується у паровому контурі, а інша частка – в газовому. Парогенератор у ПГУ працює з мінімальним коефіцієнтом надлишку повітря 1,05–1,10, оскільки в процесі згорання палива бере участь і водень, що надходить в топку з вихлопними газами ГТУ. Відносна витрата пари у таких установках значна, а її величина у відношенні до витрати повітря досягає значень 0,7–0,8.

В установках з котлом-утилізатором більша частка потужності виробляється у газовому контурі. Витрата палива у цих установках в основному припадає на газовий контур, в якому коефіцієнт надлишку повітря звичайно 1,5–2,5. Такі ПГУ характеризуються низькою відносною витратою пари, віднесеною до витрат повітря через компресор, її величина найчастіше не перевищує 0,2–0,3.

Комбіновані установки з парогенератором можуть бути виконані за такими схемами:

- парогазові установки з використанням теплоти вихлопних газів газових турбін для підігріву живильної води, що приводить до подальшого витіснення регенерації всередині парової частини циклу (так звані ПГУ з витісненням регенерації);
- парогазові установки з низьконапірним парогенератором (НПГ), в яких паливо підводиться як у камері згорання перед ГТУ, так і в низьконапірному парогенераторі (НПГ), а від газової турбіни гази відводяться у парогенератор, де використовуються для окиснення палива, що подається в топку;
- парогазові установки з високонапірним парогенератором (ВПГ), в якому генерація пари здійснюється в парогенераторі, поєднаному з камерою згорання газотурбінної установки. Необхідна температура газу перед турбіною у цьому випадку забезпечується витратою генерованої пари, а коефіцієнт надлишку повітря за високонапірним парогенератором приймається мінімальним.

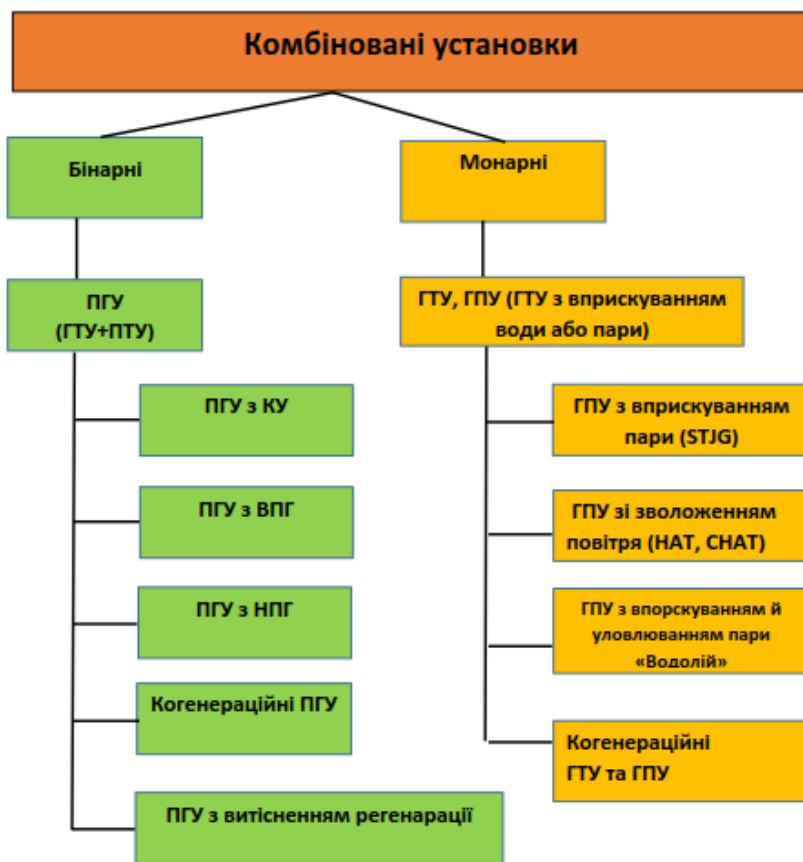


Рис. 4.1.1. Схема класифікації комбінованих установок з паровими й газовими турбінами

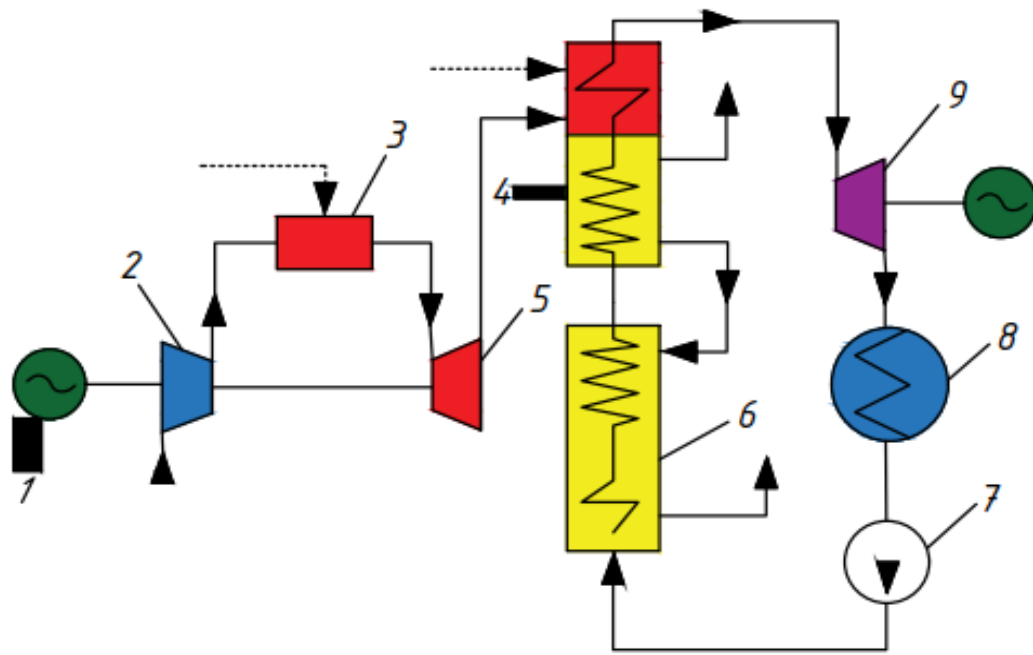


Рис. 4.1.2 Принципова теплова схема парогазової установки з низьконапірним парогенератором (НПГ): 1 – електрогенератор; 2 – компресор; 3 – камера згорання; 4 – низьконапірний парогенератор; 5 – газова турбіна; 6 – газоводяний нагрівач; 7 – насос; 8 – конденсатор; 9 – парова турбіна; --- паливо

До другої групи комбінованих енергоустановок відносяться газопарові установки (ГПУ), в яких з метою зменшення температури газу перед турбіною до прийнятних значень у камеру згорання впорскується водяна пара. У газотурбінних установках простого циклу це досягається за рахунок того, що у камеру згорання подається від компресора повітря більше, ніж це потребується для згорання палива. Коефіцієнт надлишку повітря знаходиться на рівні 1,5–2,5, тому для стиснення надлишкового повітря, тобто повітря, що не бере участі у горінні, витрачається значна частка роботи турбіни. Цю роботу можна зменшити, якщо зменшити коефіцієнт надлишку повітря, що може бути досягнуто за рахунок введення в цикл додаткового робочого тіла, яке потребує малих витрат енергії на його стиснення. Цій вимові відповідає пароводяне робоче тіло, яке стискається в рідкій фазі й характеризується відносно малою роботою стиснення. Введення пароводяного робочого тіла у газовий потік є засобом підвищення питомої роботи установки. При цьому відносні витрати середовища, що вводиться, можуть досягати 50–60% у

відношенні до витрат повітря. Відповідно до цього збільшується й потужність ГТУ. Збільшується також і к.к.д. установки.

Газопарові установки у свою чергу поділяються на установки з упорскуванням пари (STIG) та установки з введенням у газовий тракт води й пароводяної суміші (НАТ і СНАТ). У першому випадку пара, що генерується у котлі-утилізаторі, вводиться у тракт високого тиску після компресора (у камеру згорання). У другому випадку вода або пароводяна суміш випаровується у самому тракті високого тиску як до, так і після камери згорання. В обох типах ГПУ передбачається хімічне очищення води, що надходить. В обох випадках пара води разом з вихідними продуктами згорання викидається в атмосферу, що призводить до втрати теплоти випаровування цієї води й самої води. В установках типу «Водолій» даний недолік усунуто введенням контактного конденсатора, в якому конденсується водяна пара, що міститься в відпрацьованих газах, і вода знову повертається у цикл установки.

Як парогазові, так і газопарові установки можуть працювати в когенераційних схемах, тобто виробляти за необхідності і електроенергію, і теплоту.

Використання теплоти вихлопних газів газових турбін для підігріву живильної води призводить до витіснення регенерації всередині парової частини циклу. Якщо при тій же витраті палива парогазової установки відключити регенеративний підігрів живильної води паром відбору й замінити його підігрівом відхідними газами газової турбіни, то загальне вироблення енергії у такій установці зростає на величину потужності турбіни, що витрачається на регенеративні відбори. Може застосовуватися і комбінована регенерація – парова й газова регенерації одночасно [35].

Тема 2. Парогазові установки з низьконапірним парогенератором (НПГ)

У парогазових установках з НПГ (рис. 4.2.1) паливо спалюється як у камері згорання (КС) ГТУ, так і в НПГ. Від газової турбіни гази відводяться в парогенератор, де використовуються для окиснення палива, яке подається в топку. Оскільки за парогенератором передбачений газоводяний підігрівач (ГВП), то втрати теплоти з відхідними газами відносно невеликі. Парогенератор (НПГ) виконується газощільним,

- відсутня необхідність в значних переробках в ГТУ, що використовуються для газового контуру, що дозволяє застосовувати вже відпрацьовані ГТУ, які випускає промисловість;

- можливе використання двох видів палива: високоякісного рідкого або газоподібного в газовому контурі й низькоякісного рідкого або твердого палива в паровому контурі. Частка низькоякісного палива значна і досягає 70–75%.

В умовах все зростаючого дефіциту високоякісного палива ця перевага ПГУ з НПП набуває особливого значення. Дві ПГУ такого типу потужністю по 250 МВт встановлені на Молдавській ГРЕС.

Енергоблоки працюють у змінній частині графіка електричних навантажень із зупинкою газотурбінних агрегатів ГГ-35-770 і розвантаженням парових турбін К-210-130 до 40% повної потужності на ніч. Середньоексплуатаційне зниження питомих витрат палива порівняно з ПСУ становить 3–5%. Зберігається перспектива використання ПГУ з НПП для модернізації існуючих електростанцій [35].

Тема 3. Парогазові установки з високонапірним парогенератором (ВПГ)

На відміну від парогазових установок з НПП генерація пари в ПГУ з ВПГ (рис. 4.3.1) здійснюється у парогенераторі, суміщеному з камерою згорання ГТУ. Необхідна температура газу перед турбіною у цьому разі, як уже зазначалося, забезпечується витратою пари, що генерується, а коефіцієнт надлишку повітря за ВПГ приймається мінімальним. Для утилізації теплоти відхідних з турбіни газів встановлюється газоводяний підігрівач живильної води, який у ПГУ частково витісняє парову регенерацію. Працює установка у такий спосіб. Повітря, стиснуте у компресорі (К), подається у камеру згорання ВПГ, де спалюється газове або рідке паливо. Частина теплоти продуктів згорання палива витрачається у парогенераторі на пароутворення й перегрів пари так, що температура газів на вході у газову турбіну (ГТ) знижується до заданої величини. Теплота вихлопних газів використовується для підігріву живильної води парової частини установки у газоводяному підігрівачу (ГВП). Електрична енергія виробляється у двох генераторах, які приводяться в дію паровою й газовою турбінами, причому частина потужності газової турбіни витрачається на привід компресора.

Особливістю цієї схеми є підвищений тиск продуктів згорання у парогенераторі, що приводить до більш інтенсивного теплообміну, ніж у звичайних парових котлах, та дозволяє значно зменшити металоемність поверхонь нагріву.

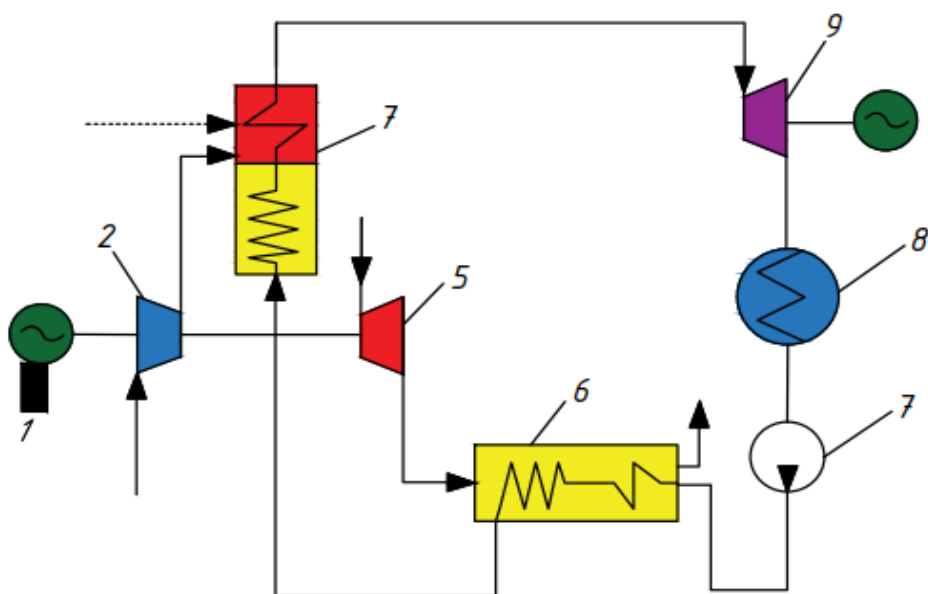


Рис. 4.3.1. Теплова схема парогазової установки з високонапірним парогенератором (ВПГ): 1 – електрогенератор; 2 – компресор; 3 – камера згорання; 4 – високонапірний парогенератор; 5 – газова турбіна; 6 – газководяний нагрівач; 7 – насос; 8 – конденсатор; 9 – парова турбіна; ---- паливо

Переваги ПГУ з ВПГ:

- більш високі економічні показники у порівнянні з ПГУ скидного типу;
- у них досяжні більш високі к.к.д. й питома потужність газового контуру;
- вони забезпечують істотне зниження питомих капітальних витрат, обумовлених скороченням розмірів парогенератора.

Навіть при низькій проектній температурі газів перед газовою турбіною (770°C) й однакових у ПГУ та ПСУ парових турбінах в умовах експлуатації ПГУ-200 на Невинномиській ПТУ-ДРЕС з ВПГ паропродуктивністю 450 т/год порівняно з ПСУ отримано зменшення: по витраті палива на 6–8%, по металоемності ВПГ – у 2,5 рази, за питомими

капзатратами – на 8%. Внаслідок знижених металоємності й обсягів пароводяного тракту високонапірні парогенератори в 10–20 разів швидше реагують на зміну навантаження, ніж парові котли. Проміжок часу від розпалювання ВПГ до отримання робочих параметрів пари у 4,5 рази менше, ніж у ПСУ. Стійке мінімальне навантаження ВПГ не перевищує 10% повної. Для ПГУ з ВПГ зберігається перспектива використання в установках з внутрішньоцикловою газифікацією палива [35].

Запитання для самоконтролю

1. За якими схемами можуть бути виконані комбіновані установки з парогенераторами?
2. Як поділяються газопарові установки?
3. Що таке низьконапірні парогенератори та які їх переваги?
4. Що таке високонапірні парогенератори та які їх переваги?
5. Наведіть принципові теплові схеми з низьконапірними та високонапірними парогенераторами?

Лекція 10

Тема 1. Парогазові установки з котлом-утилізатором

Іншим видом установок з роздільними потоками газу й пари є парогазові установки з котлом-утилізатором (рис. 4.4.1). Генерація пари в установках з котлом-утилізатором (КУ) забезпечується за рахунок теплоти відхідних газів турбіни у котлах-утилізаторах. Такі установки відрізняються відносно низькими витратами пари, оскільки кількість теплоти для генерації пари обмежена потужністю ГТУ, яка застосовується. У турбінах з низькими початковими параметрами робочого тіла температура відхідних газів також порівняно невисока (400–430°C), що приводить до низьких параметрів пари, що генерується. Все це обумовлює порівняно невисоку частку парового контуру в корисній потужності ПГУ з котлом-утилізатором (30–40%) і к.к.д. ПГУ не більше 45–50%. З метою підвищення цієї частки та деякого збільшення к.к.д. ПГУ застосовують котли-утилізатори з допалюванням палива у потоці відхідних газів турбіни.

При використанні в ПГУ з котлами-утилізатором ГТУ з високими початковими параметрами газу та, відповідно, високою температурою

відхідних газів ($550\text{--}630^{\circ}\text{C}$) зростає частка виробленої в паровому контурі енергії та істотно збільшується максимальний к.к.д. комбінованої установки (до 58 і навіть 60%).

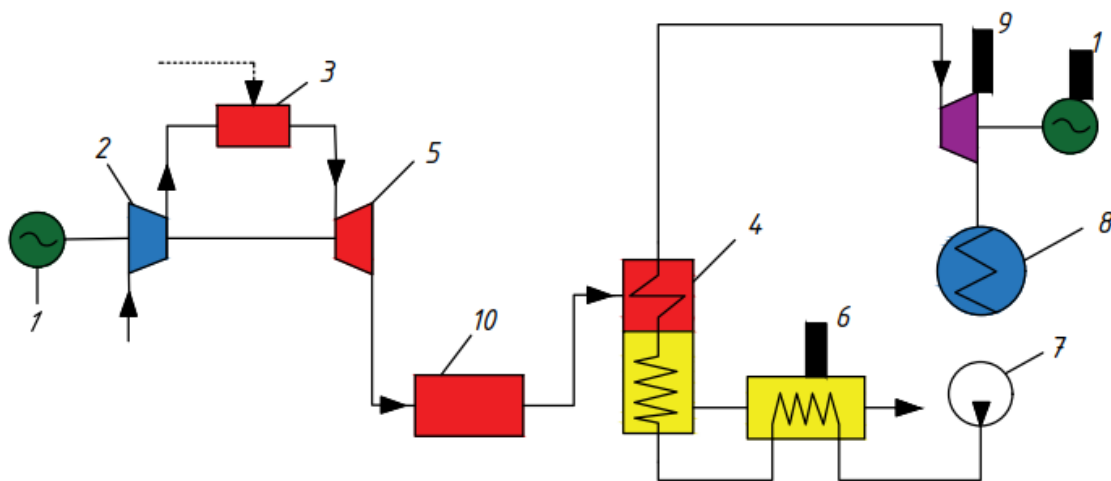


Рис. 4.4.1. Принципова теплова схема парогазової установки з котлом-утилізатором з допалюванням палива: 1 – електрогенератор; 2 – компресор; 3 – камера згорання; 4 – котел-утилізатор; 5 – газова турбіна; 6 – резервуар живильної води; 7 – живильний насос; 8 – конденсатор; 9 – парова турбіна; 10 – камера допалювання палива; – паливо

Таким чином, при сучасних параметрах пари ПГУ з котлом-утилізатором володіє наступними перевагами:

- внаслідок високої термічної ефективності на номінальному режимі вже при температурі газу $870\text{--}920^{\circ}\text{C}$ к.к.д. ПГУ знаходиться на рівні сучасних ПТУ, працюючих на надкритичних параметрах пари. У міру зростання температури газів після газової турбіни к.к.д. ПГУ з КУ буде підвищуватися аж до 58–60%;

- деяка нейтралізація зниження ефективності ПГУ при зменшенні навантаження може бути досягнута за рахунок допалювання палива перед КУ. Особливо сприятливу зміну к.к.д. мають установки, які використовують в газовому контурі кілька ГТУ, що працюють на одну парову турбіну. Зменшення потужності в цьому випадку досягається послідовним відключенням ГТУ;

- висока маневреність установки забезпечується великою часткою потужності газового контуру (60–70%), а також температурними параметрами пари та спрощеною тепловою схемою парового контуру. Пуск установки на повну потужність зазвичай не перевищує 60 хв;

- низька питома вартість та висока надійність роботи; капітальні вкладення у створення ПГУ на 20–25% нижчі, ніж при створенні маневрених ГТУ;

- широка автоматизація управління установкою, яка включає пуск, напругу і зупинку;

- блочне постачання устаткування ПГУ у вигляді блоків ГТУ, парової турбіни, котла-утилізатора, конденсатора.

Зазначені властивості ПГУ обумовлюють їх застосування у змінній частині графіка навантажень енергосистеми.

Принциповою відмінністю схеми ПГУ з пасивним котлом-утилізатором (тобто з КУ без допалення палива) від інших розглянутих вище схем є відсутність підведення теплоти палива безпосередньо до води і водяної пари. Теплота підводиться до котла-утилізатора тільки за рахунок теплоти відпрацьованих газів газової турбіни. Підвищення початкової температури газів перед газовою турбіною понад 1000–1200°C дозволяє отримувати в установці з котлом-утилізатором високі параметри пари і забезпечувати максимально можливий к.к.д. За останні роки у світовому газотурбобудуванні змінилося кілька поколінь газових турбін. Початкова температура газу зросла з 800–850 до 1200–1300°C і більше. Було подолано температурний кордон (близько 1100°C), вище якого найбільш ефективним типом ПГУ стає не ПГУ з ВПГ або НПГ, а ПГУ з котлом-утилізатором. Прикладами ПГУ з котлом-утилізатором можуть служити ПГУ-35 з КУ на компресорній станції «Грязовець» (1996 р.), ПГУ-450Т з КУ па Північно-Західній ТЕЦ (Санкт-Петербург) і ТЕЦ-27 ВАТ «Мосенерго».

ПГУ з котлом-утилізатором можуть залучатися для модернізації і технічного переозброєння існуючих електростанцій, що працюють на природному газі, з енергоблоками від 150 до 800 МВт, а також ТЕЦ. Модернізація дозволить підвищити технічний рівень існуючих ТЕС до сучасного при збереженні й використанні існуючої інфраструктури. У разі застосування газових турбін з початковою температурою газів понад 1100°C у складі ПГУ з котлом-утилізатором можливе отримання к.к.д. на рівні 52% і вище. При подальшому вдосконаленні цього ж класу газових турбін можливе підвищення к.к.д. ПГУ з КУ до 58%, а при використанні ГТУ з початковою температурою газів 1500°C і паровим охолодженням лопаток – до 60%. Такі установки вже створені провідними виробниками енергетичних ГТУ:

«GE Power Systems», «Mitsubishi Heavy Industries», «Siemens», «Westinghouse» і «Alstom Energy».

Котли-утилізатори для ПГУ можуть мати декілька рівнів тиску пари. У цьому напрямку досягнута економічно доцільна межа – триконтурна схема з промперегрівом пари. Для роботи в базовій частині графіка електричних навантажень та при використанні дорогого палива застосовуються ПГУ з КУ на три рівні тиску пари з промперегрівом; при цьому ПГУ виконуються у вигляді дубль-блоку потужністю 300–450 МВт.

Для роботи у змінній частині графіку з частими пусками і зупинками і при використанні дешевого палива ПГУ з КУ має більш просту схему утилізаційного контуру – два значення тиску пари без промперегріву. Рівень потужності енергоблоків коливається від 350 МВт і вище при поліблочній комплектації (до 4 ГТУ і більше в одній установці). Цикл одного тиску через підвищену температуру відхідних газів (150–170°C) поки що знаходить застосування в ПГУ потужністю 100–150 МВт на промислових ТЕЦ і, як правило, при комбінованому виробітку теплоти (пари) і електроенергії.

Газопарові установки контактного типу (монарні) Підвищення питомої потужності енергоустановки при заданих параметрах робочого тіла можливе введенням додаткового робочого тіла (водяної пари або пароводяної суміші) в проточну частину газової турбіни, де воно безпосередньо контактує з продуктами згорання палива – основного робочого тіла ГТУ. Звідси назва таких ГТУ – контактні газопарові турбоустановки (КГПТУ). Зростання питомої роботи у них тим більше, чим менше робота, витрачена на стискання робочого тіла. Введення пароводяного робочого тіла доцільне в тракт високого тиску, за якого витрати роботи на стиск мінімальні. Випарна камера може бути розташована як перед камерою згорання, так і за нею. Як правило, в тракт високого тиску вводиться пара (ПГУ-STIG з впорскуванням пари), для генерації якої передбачений котел-утилізатор, який працює на відхідній теплоті газової турбіни (рис. 4.4.2). Введення води або пари збільшує витрати робочого тіла через турбіну, а відповідно, і її роботу. Оскільки вимоги до чистоти середовища, яке вводиться, досить високі, в схемі передбачене хімічне очищення води, що надходить.

Максимальні значення к.к.д. контактної установки визначаються введеними обмеженнями на роботу котла-утилізатора. При прийнятому

надходить до КУ, а також через охолоджувач – в КК. Пара, що подається в камеру згорання ГТД, складається з двох частин: більшої частини (близько 90%) – так званого енергетичного впорскування пари, яка подається безпосередньо в камеру згорання і «відповідає» за збільшення потужності турбіни, та меншої частини (порядку 10%) – так званого екологічного впорскування пари, що подається в паливні форсунки з метою зменшення шкідливих викидів у продуктах згорання за рахунок зниження температури горіння.

У 1995 році в ДП НВКГ «Зоря» – «Машпроект» була пущена в дію випробувальна повнорозмірна контактна газопаротурбінна установка «Водолій-25» потужністю 25 МВт.

Установка складається з доробленого серійного ГТД ДС90, утилізаційного парогенератора КУП-3100, контактного конденсатора КК-90, системи охолодження води, що подається в контактний конденсатор. Досягнутий рівень к.к.д. в умовах експериментального стенду 41–42%, викиди NOx становлять 50 мг/м³, СО – не більше 50 мг/м³. Газопарові установки типу «Водолій» найбільш перспективні для застосування в маловодних регіонах або в місцях, де є складнощі у підготовці великої кількості котлової води, оскільки дозволяють не лише повертати котлову воду в цикл, але і отримувати надлишок дистильованої води за рахунок конденсації вологи, що утворюється при згоранні природного газу (при температурі охолоджуючої води менше 30°C). При високих температурах зовнішнього повітря установки дозволяють додатково підвищити потужність електростанції за рахунок упорскування води на вході в двигун. Ці установки мають великі потенційні можливості щодо вдосконалення теплової схеми і освоєння нових, все більш високих рівнів параметрів термодинамічного циклу. Опрацювання показує, що в перспективних установках «Водолій» можна отримати електричний к.к.д. порядку 55–57%. Потужність вихідного ГТД можна збільшити на 30–60% і отримати економію палива до 20–25%.

Завдяки істотному підвищенню потужності ГТУ при введенні пари або води контактні газопаротурбінні установки (КГПТУ) можна використовувати як засіб для поліпшення маневрених властивостей енергоустановки, яке забезпечується насамперед за рахунок підвищення прийнятності і поліпшення запуску. Практично всі властивості та характеристики КГПТУ були підтвержені в процесі експлуатації першої

промислової установки «Водолій-16», запущеної в дію в 2004 році на компресорній станції «Ставищенська» (м. Богуслав Київської області).

Одним із шляхів модернізації діючих паротурбінних енергоблоків є використання для цих цілей газопарових установок з упорскуванням пари в камеру згорання ГТУ (ПГУSTIG). КППТУ такого виду найбільш пристосовані до практичної реалізації. Особливістю ГПУ-STIG в порівнянні з вихідною ГТУ є те, що збільшення потужності досягається за рахунок одночасної дії декількох факторів: збільшення витрат робочого тіла, підвищення тиску додаткового робочого тіла, виключення використання стисненого повітря для охолодження лопаток, використання термодинамічно більш сприятливих властивостей робочого тіла, яке додається.

Додатковий вигащ можна отримати, якщо спрацювати частину потенціалу перегрітої пари високого тиску в протитисковій паровій турбіні – приводі компресора з подальшим поверненням його в цикл ГТУ або застосувати вторинний підігрів робочого тіла ГПУ в другій (проміжній) камері згорання.

У теплофікаційному варіанті ГПУ-STIG вироблена в котлі-утилізаторі пара може бути використана для потреб теплофікації. При цьому її розподіл між камерою згорання ГТУ і виробництвом визначається графіком навантажень і може певною мірою змінюватись. Крім того, для теплофікації може бути також використана частина теплоти відхідних газів котла-утилізатора.

Перевагами ГПУ-STIG в порівнянні з традиційними ГТУ є: суттєве зниження емісії NOx при введенні пари в камеру згорання, особливо при високих температурах в ній; високий електричний к.л.д. (51–55% порівняно з 38–43% у ГТУ); зниження капітальних витрат на 20–25%; зменшення собівартості електроенергії на 25–30%; спрощення складу обладнання, зниження масогабаритних показників; скорочення терміну введення в експлуатацію. Основний недолік ГПУ-STIG – втрату з відхідними газами робочого тіла (води) – можна усунути введенням у схему установки контактного конденсатора (КК), тобто шляхом використання технології «Водолій». За наявності теплового споживача низькопотенційну теплоту конденсації водяної пари у КК можна спрямувати в теплову мережу за допомогою теплонасосної установки (ТНУ). При цьому собівартість вироблення теплоти виявляється в 1,6–1,7 раза нижчою, ніж при комбінованому виробленні його турбінами ТЕЦ.

Середньорічна економія палива такими установками в порівнянні з ГТУ (при однакових електричних і теплових потужностях) складе 26–31%.

За кордоном ГПУ-STIG середньої потужності працюють протягом багатьох років. Вони створені на базі машин серії LM фірми «General Electric». Співробітниками ІВТ РАН (Росія) проведено оптимізацію параметрів циклу ГПУ-STIG, а сумісно з АТ «Рибінські мотори» пророблено ескізні проекти машин потужністю 180 і 300 МВт, що працюють по циклу STIG, на базі авіадвигуна РД-36-51 конструкції РКБМ. Установка ГПУ-180 потужністю 180 МВт з к.к.д. 47,5% розрахована на ступінь стиснення 15 і температуру робочого тіла за камерою згорання 1600 К. Перспективний варіант ГПУ300 при ступені стиснення 54 і температурі робочого тіла за камерою згорання 1900 К за тих же витрат повітря на вході в компресор має потужність 300 МВт і к.к.д. 54%. Ці машини призначені для заміни типових конденсаційних блоків 200 і 300 МВт на електростанціях РАТ «ЄЕС Росії» із суттєвим зростанням економічності вироблення електроенергії. В останні роки інтенсивні розробки ГПУ-STIG потужністю 100 МВт ведуться ММПП «Салют» на базі авіадвигунів АЛ-21 і АЛ-21-СТ20 (наземний варіант), що поставляються для газоперекачуючих станцій. Рівень температур за камерою згорання порядку 1420°C, к.к.д. – до 50% [35].

Тема 2. Парогазові установки на твердому паливі

Парогазові установки первісно розраховані на роботу на газоподібному паливі через наявність в їх складі газової турбіни. У той же час через істотні переваги ГПУ перед іншими видами енергетичних установок виникла потреба використання парогазових технологій в енергоустановках, працюючих на твердому паливі. Це вкрай важливо для умов України при обмежених запасах нафти і газу та великих запасах вугілля. Для застосування твердого палива розробляються нові для енергетики екологічно чисті й ефективні технології, включаючи парогазові, з газифікацією і прямим спалюванням твердого палива під тиском в киплячому або циркулюючому шарі. Концепція газифікації твердого палива передбачає раціональне включення процесів газифікації та очищення газів в енергетичний цикл, за якого надлишковий тиск у системі газифікації та очищення газів, а також повітря для процесу газифікації забезпечуються від повітряних компресорів комбінованої

ПГУ, пара для процесу газифікації надходить з відборів парових турбін установки, фізичне тепло та надлишковий тиск отриманого газу максимально використовуються в енергетичному циклі для отримання корисної потужності. Таким чином, парогазова й газогенеруюча установки є єдиним комплексом. Газифікація твердого палива вирішує завдання переведення твердих горючих копалин в зручне для стискування «чисте паливо» – горючі гази, а також в необхідну хімічну сировину – водень і суміш з оксидом вуглецю. Відмінною особливістю технології газифікації є можливість запобігати створенню в продуктах згорання палива шкідливих викидів (оксидів сірки та азоту). Наслідком цієї особливості стала можливість отримання в газогенеруючих установках додаткових продуктів, таких як чиста сірка чи сірчана кислота, мінеральні добрива або будматеріали, каталізatori для очищення стічних вод, концентрати рідкісних металів і т.д.

У США, Німеччині, Англії, Японії, Нідерландах, Росії та інших країнах розроблено програми з екологічно чистого використання палива на підставі симбіозу парогазової та газогенеруючих установках – так звані ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією (ВЦГ). У рамках цих програм побудовані демонстраційні ПГУ з ВЦГ, засновані на різних процесах газифікації («Тексако», «Шелл», «Пренфло», «Брітіш Гес-Лургі», високотемпературний «Вінклер» тощо) із застосуванням, як правило, парокисневого дуття. Потужність бруто ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією становить 107–335 МВт, к.к.д. 30–45%, паливо – вугілля з розмірами фракцій від 0,1 до 6–40 мм, початкова температура газу перед турбіною 820–1280°C, температура процесу газифікації 800–1600°C, хімічний к.к.д. процесу 60–82%, шкідливі викиди в атмосферу: SO – 40–540 мг/м³, NO_x – 80–225 мг/м³, зола – 2–16 мг/м³. Демонстраційні ПГУ з ВЦГ реалізовані як за схемою ПГУ з ВПГ, для яких характерні мінімальні надлишки повітря у вихідних газах, що визначаються умовами згорання палива без механічного недоспалювання, так і за схемою ПГУ з КУ, що відрізняється граничними надлишками повітря у вихідних газах, обумовленими допустимою початковою температурою газу перед турбіною.

Впровадження технологій ПГУ з ВЦГ в 2004 р. склало приблизно 41 ГВт. За даними «General Electric», у світі розглядається близько 500 проектів ПГУ з ВЦГ, призначених для роботи на різних видах палива, у тому числі на вугіллі, важкій нафті, біомасі та інших видах твердого й

рідкого палива. На сьогоднішній день склад діючих ПГУ з ВЦГ та тих, що будуються, показав, що окреслена область їх комерційного застосування обмежується ТЕС, які входять до складу колишніх нафтохімічних і хімічних заводів і обслуговуються в основному їх потреби, в першу чергу утилізуючи важкі залишки глибокої переробки нафти, з виробленням технологічної пари, газу (H₂) і електроенергії.

Високі стосовно пиловугільних паросилових установок капіталовкладення в ПГУ з ВЦГ обумовлені введенням у ці установки не властивого енергетиці технологічного обладнання з «підготовки палива» – газогенеруючої установки, що забезпечує переробку твердого палива у генераторний газ. При існуючому рівні цін на тверде паливо капітальні затрати чинять негативний вплив на економічні показники ПГУ з ВЦГ, який переважає позитивний вплив зниження експлуатаційних витрат і підвищення економічності енергоблоку, що і стримує впровадження подібних установок. У даний час за кордоном експлуатуються, будуються і проектується більше 70 ПГУ з ВЦГ з використанням, як правило, парокисневого дуття.

У ПГУ реалізується і другий напрямок екологічно чистого використання твердого палива – установки з котлами киплячого шару під тиском (ПГУ з КШТ). Ці установки найбільш привабливі при реконструкції ТЕС потужністю менше 300 МВт. При такій технології підвищується їх к.к.д., розширюється діапазон використовуваних видів палива, збільшується потужність до 25% при збереженні існуючих паротурбінної частини, будівельних конструкцій та інфраструктури.

Ведення процесу спалювання твердого палива в киплячому шарі під тиском при низьких за топковими мірками температурах (800–900°C у порівнянні з 1500–1800°C при факельних технологіях) дає можливість не лише очистити продукти згорання палива від твердих частинок, зв'язати сірку з вапняком або доломітом з подальшим виведенням з шару у вигляді CaS або CaSO₄ разом із золою, запобігти утворенню термічних оксидів азоту, а й використовувати очищені гази як робоче тіло в газовій турбіні. Підвищений тиск процесів як спалювання палива, так і його газифікації дозволяє значно скоротити габарити технологічного обладнання, що забезпечує поставку обладнання повністю заводської готовності й не виключає модульне нарощування потужностей енергетичних установок.

У рамках державної науково-технічної програми в Росії були розроблені принципові схеми реконструкції пиловугільних ТЕЦ по

парогазовій технології. Рентабельність такої реконструкції забезпечується в результаті збереження (або збільшення) електричної та теплової потужності ТЕЦ, які реконструюються, можливості роботи ТЕЦ на різних видах палива, включаючи місцеве, поетапної реконструкції, що проводиться без зупинки ТЕЦ з максимальним використанням встановленого обладнання, зниження екологічної напруженості в районі розташування ТЕЦ шляхом скорочення валових викидів забруднюючих речовин у навколишнє середовище (по оксидам азоту в 4–4,5 рази, по оксидах сірки у 3–10 і по золі у 15–26 разів), зниження питомих капіталовкладень.

Таким чином, можна створювати ПГУ на твердому паливі за двома технологіями: прямого спалювання твердого палива в киплячому шарі під тиском і внутрішньоциклової газифікації [35].

Тема 3. Сучасний стан та перспективи розвитку комбінованих енергоустановок

У найближчі десятиліття технічний процес в енергетиці буде нерозривно пов'язаний з парогазовими технологіями. Світове щорічне введення парогазових установок в дію в період 1997–2006 рр. досягло 25 ГВт (35%), що майже вдвічі перевищує їх введення в минулі десятиріччя. Існує велике різноманіття таких комбінованих енергоустановок. Умовно їх можна об'єднати за категоріями: за потужністю базової ГТУ – від кількох МВт до 260–270 МВт (GT26, 701G); за складом обладнання – від моноблоків (1ГТУ+1ПТУ) до поліблоків (4ГТУ+1ПТУ); за схемою утилізаційного контуру – від схеми з одним значенням тиску до трьох значень з промперегрівом і т.д. Крім цього, комбіновані установки відрізняються по тепловій схемі й областям переважного використання кожної зі схем. У 2004 році вироблялося понад 100 різних моделей комбінованих енергоустановок електричною потужністю від 1,7 до 972 МВт, в тому числі з потужністю парової турбіни від 0,6 до 314 МВт, з к.к.д. від 28,3 до 60% з кількістю модульних енергоблоків у складі комбінованої установки від двох до шести. В Україні комбіновані енергоустановки розробляються фірмами: ДП НВКГ «Зоря» – «Машпроект» – електричною потужністю 16–325 МВт з к.к.д. 41,8–51,5%, в тому числі КГПТУ-16К електричною потужністю 16 МВт з к.к.д. 43%; ВАТ «Мотор–Січ» – електричною потужністю установок 1,7–12,63 МВт з к.к.д. 28,31–47,11%. ВАТ «Турбоатом» розробило шість

моделей ПГУ: від ПГУ-100 до ПГУ-400 електричною потужністю від 105 до 406 МВт з к.к.д. від 45,2 до 53,2%. Комбіновані установки спроектовані й російськими фірмами: ВАТ «ЛМЗ»: електрична потужність установок 230–540 МВт, к.к.д. 51,1–55,4%; ВАТ «Оргенергобуд» випускає установку ПГУ-25 «Прогрес» потужністю 25 МВт з к.к.д. 12%; ФГУП ММПІ «Салют» розробило установки ГТЕ-60С і ГТЕ-120С потужністю 60 і 120 МВт з к.к.д. 52%; ВАТ «НВО «Сатурн» випускає ПГУ-170 і ПГУ-325 електричною потужністю 170 і 325 МВт з к.к.д. 52,5 і 51,5% відповідно.

За кордоном комбіновані установки виробляють фірми: «Alstom Power» – потужністю 168–720 МВт з к.к.д. 42–52,9%; «Ebara Corporation» – потужністю 66,9 МВт; «GE Energy» – потужністю 283–480 МВт з к.к.д. 44–60%; «MAN Turbo» – потужністю 28,74–69,84 МВт; «Mitsubishi Heavy Industries Ltd» – потужністю 167,4–972,1 МВт з к.к.д. 51,4–58,2%; «Mitsui Engineering & Shipbuilding» – потужністю 8,5–13,25 МВт з к.к.д. 40,6–41,7%; «Pratt & Whitney Power Systems» – потужністю 32,91–74,185 МВт з к.к.д. 49,7–51,3%; «Rolls-Royce» – потужністю 38,7–132 МВт; «Siemens», «Demag Delaval Industrial Turbomachinery» – потужністю 36,1–124,5 МВт з к.к.д. 50,0–54,3%; «Siemens», «Westinghouse» – потужністю 47,7–765,2 МВт з к.к.д. 47,7–58,3%; «Solar Turbines» – потужністю 28,7–71,1 МВт з к.к.д. 44–44,2%. Турбоелектрогенератори випускаються як на 50 Гц, так і на 60 Гц. Таким чином, парогазові та газопарові установки стають одним з основних напрямків світової енергетики [35].

Запитання для самоконтролю

1. Що таке котел-утилізатор?
2. Які переваги ПГУ з котлом-утилізатором?
3. Що таке газопарові установки контактного типу (монарні)?
4. Який принцип дії парогазових установок на твердому паливі?
5. Опишіть сучасний стан та перспективи розвитку комбінованих енергоустановок?

Розділ 5. ЕНЕРГОГЕНЕРУЮЧІ ПРОЦЕСИ

Лекція 11

Тема 1. Паросиловий цикл ТЕС

Теплова електрична станція (ТЕС) являє собою енергетичну установку, що служить для перетворення теплоти, що виділяється при спалюванні органічного палива (вугілля, нафти, газу і ін.), в електричну енергію. Принципова теплова схема (ПТС) електростанції включає основне (парогенератор, турбіна, генератор) і допоміжне теплоенергетичне обладнання, за допомогою якого здійснюється перетворення тепла в електричну енергію [4]. Типова структурна схема ТЕС наведена на рис. 5.1.1.

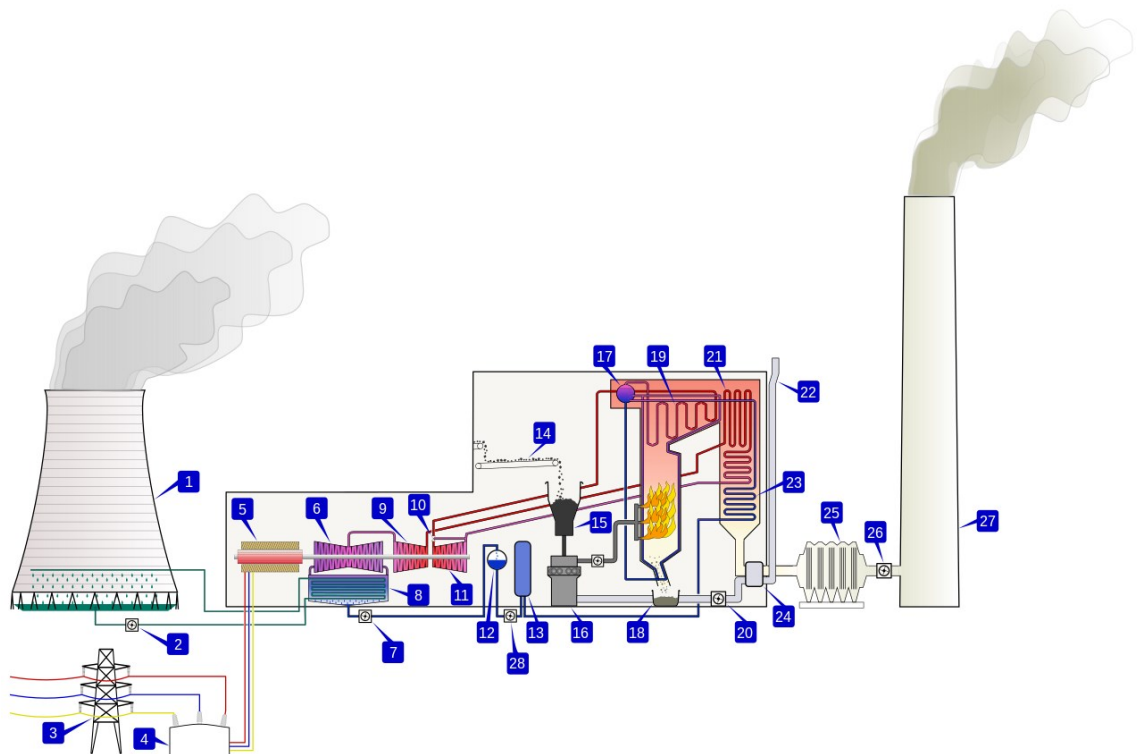


Рис. 5.1.1. Типова схема теплової електричної станції на вугіллі (1. Охолоджувач пари. 2. Водний насос. 3. Високовольтна лінія. 4. Підвільний трансформатор. 5. Електричний генератор (3-фази). 6. Турбіна низького тиску. 7. Водяний насос. 8. Збірник конденсату. 9. Турбіна середнього тиску. 10. Клапан контролю пари. 11. Турбіна пари високого тиску. 12. Водяний дозатор. 13. Водяний нагрівач. 14. Конвеєр для вугілля. 15. Бункер для вугілля. 16. Вугільний пульверизатор. 17. Паровий котел. 18. Бункер для золи. 19. Головний контур теплообмінника. 20. Насос гарячого повітря. 21. Вторинний контур теплообмінника. 22. Вхідна труба для повітря. 23. Первинний контур теплообмінника. 24. Повітряний теплообмінник. 25. Фільтрувальна установка. 26. Витяжний вентилятор. 27. Димова труба) [36]

В основне обладнання входять парогенератор і турбоагрегат, паропроводи свіжої пари і проміжного перегріву. Парогенератори бувають з природною циркуляцією (барабанні) і прямоточні. Перші застосовуються тільки при докритичних тисках пара, другі - як при докритичних, так і при надкритичних. Турбоагрегат складається з турбіни, розділеної, як правило, на кілька циліндрів (останні можуть мати два і більше потоків пара), і електрогенератора, пов'язаного з нею через вал. Проміжний перегрів пари вводиться для підвищення теплової економічності енергоблоку і, крім того, для підвищення надійності та економічності роботи частини низького тиску турбіни, так як при цьому зменшується вологість пара, що проходить через останні ступені ЦНТ. Регенеративна установка турбоагрегату слугує для підігріву конденсату і живильної води паром відборів турбіни. Цей підігрів значно підвищує теплову економічність енергоблоку завдяки тому, що тепло конденсації пари регенеративних відборів не губиться в конденсаторі, а передається конденсату і живильній воді, що повертається в цикл. Установка складається з поверхневих підігрівачів низького і високого тиску, охолоджувачів ежекторів, сальникових підігрівачів, трубопроводів відборів, трубопроводів конденсату пари, що гріє, зливних насосів [4].

Підігрівачі поділяються на поверхневі і змішуючі. У підігрівачів поверхневого типу конденсат або живильна вода прокачується по сталевих або латунних трубках, розташованих в загальному циліндричному корпусі, а гріюча пара омиває трубки ззовні, конденсуючись при цьому на поверхні трубок. У підігрівачах змішувального типу живильна вода або конденсат безпосередньо стикаються з гріючою парою. Причому пара конденсується при температурі насичення, яка відповідає тиску в підігрівачі, і, віддаючи воді тепло, нагріває її практично до температури насичення. Тому з точки зору теплової економічності змішувальні підігрівачі забезпечують найбільший ефект від регенерації. Недолік їх полягає в тому, що для кожного такого підігрівача необхідна установка перекачувального насоса, щоб підігріта вода могла надходити в наступні елементи схеми з підвищеними тисками. Застосовуються змішують підігрівачі в основному в якості підігрівачів низького тиску. На вітчизняних теплових електростанціях ПНД служать для підігріву води, що надходить в деаератор, а ПВД - для підігріву води після живильних насосів. І ті й інші підігрівачі - найчастіше поверхневого типу. У теплових схемах станцій змішувальними підігрівниками є

деаератори. Підігрів конденсату, дренажів та додаткової води з низькою температурою перед деаератором необхідний для того, щоб середня температура води, що надходить в колонку деаератора, була на 10...15 °С нижче температури насичення, яка відповідає робочому тиску деаератора. При цій умові забезпечується максимальне видалення газів з води. Підігрівачі низького тиску з водяною боку знаходяться під порівняно низьким тиском, створюваним конденсатними насосами і рівним 0,69...2,45 МПа. Тиск живильної води або конденсату повинен перевищувати тиск пари, що гріє, щоб уникнути пароутворення і гідравлічних ударів в трубних системах. Підігрівачі високого тиску з водяного боку знаходяться під тиском води живильних пристроїв, в умовах вітчизняних ТЕС тиск води становить від 5,9 до 39,3 МПа, температура – від 150 до 270 °С. З метою підвищення теплової економічності процесу передачі тепла від пари відборів до живильної води та конденсату, ПВТ і верхні (по пару) ПНТ складаються з трьох частин: охолоджувача пари (ОП), власне підігрівача (ВП) і охолоджувача дренажу (ОД). В ОП здійснюється охолодження перегрітого добірного пара і додатковий нагрів води після власне підігрівача, так що температура її доводиться до величини, на 2 ... 3 °С нижче температури насичення. При відсутності ОП цей недогрів становить ~ 5 °С. У ВП гріюча пара конденсується, а температура його на виході дорівнює температурі насичення при даному тиску. В охолоджувачі дренажу за рахунок передачі тепла живильній воді відбувається зниження температури конденсату пари, що гріє на 13 ... 15 °С, завдяки чому зменшується витіснення нижчих відборів і відповідно збільшується ефект від регенерації [4].

Охолоджувачі пари і охолоджувачі дренажу можуть виконуватися як виносними, так і вбудованими в корпус підігрівача. В тракт низького тиску регенеративного підігріву поряд з ПНТ включаються допоміжні підігрівачі: охолоджувачі ежекторів, сальникові охолоджувачі, сальникові підігрівачі (СП). Всі вони є рекуперативними теплообмінними апаратами, в яких основному конденсату передається тепло конденсації відпрацьованої пари пароструминних ежекторів і пара, що відсмоктується з кінцевих і проміжних камер кінцевих ущільнень турбіни. Через допоміжні підігрівачі пропускається тільки частина основного конденсату, щоб уникнути їх підвищеного гідравлічного опору. Для видалення з конденсату пари, що гріє (дренажу) з поверхневих

підігрівачів використовується каскадна схема зливу, при якій дренаж послідовно зливається з кожного підігрівача в сусідній, який має менший тиск. З ПВД злив, як правило, здійснюється в деаератор. З ПНТ дренаж зливається послідовно в другій (по ходу основного конденсату) підігрівач П2, забирається звідти зливним насосом (ЗН) і подається в лінію основного конденсату за П2. З П1 і допоміжних підігрівачів дренаж зливається в конденсатор, де він деаерується і разом з основним турбінним конденсатом може пропускатися через конденсатоочищення для звільнення від продуктів корозії. Протікання пари через лабіринтові ущільнення турбіни з різних відсіків ущільнень відводяться зазвичай в один з ПВТ, в деаератор, в один з ПНТ і в сальниковий підігрівач (СП). Деаераційна установка призначена для видалення з живильної води розчинених у ній агресивних газів (кисню і вуглекислого газу), що викликають корозію обладнання. Деаерація здійснюється при нагріванні води до температури кипіння, відповідає тиску парогазової середовища над поверхнею води. Деаераційна установка складається з деаераційної колонки змішувального типу, розташованої над баками-акумуляторами живильної води, системи трубопроводів води, що гріє пара, зрівняльних трубопроводів (по пару і воді) і ін. Включення деаератора в теплову схему здійснюється двома способами: в якості самостійної ступені регенеративного підігріву води, як показано на схемі (рисунок 1), або у вигляді включеного деаератора. В останньому випадку деаератор приєднують через дросельний регулюючий клапан до регенеративного відбору, який живить паром наступний за деаератором по ходу води ПВТ. При самостійному відборі на деаератор передбачається можливість переведення його при знижених навантаженнях турбіни на живлення з відбору з більш високим тиском. Незалежно від схеми включення, тиск в деаераторі зазвичай підтримується постійним при будь-якому навантаженні турбіни (рівним 0,588 або 0,686 МПа) шляхом регулювання підведення пари до деаераційної колонки. Живильна установка включає в себе живильні турбо- і електронасоси, трубопроводи живильної води і допоміжне обладнання: бустерні насоси, системи маслопостачання, охолодження підшипників і двигунів, ущільнення сальників. Установка служить для живлення парогенератора живильною водою. При потужності турбоагрегату 150 ... 200 МВт може застосовуватися як електропривод, так і турбопривід живильного насоса. При менших потужностях застосовується, як правило, електропривод, при великих -

турбопривід, який може виконуватися практично на будь-які потужності і просто вирішує проблеми швидкохідності і регулювання обертів. Привід турбіни доцільно живити паром з відбору головної турбіни після проміжного перегріву. Турбопривід може бути конденсаційним (в цьому випадку вихлоп здійснюється в власний конденсатор приводу з тиском 0,004 ... 0,007 МПа) і протитисковим, при якому пар з турбопривода направляється в один з підігрівачів низького тиску. Вибір типу турбопривода визначається, в основному, паливом: при дорогому паливі вигідніше застосувати конденсаційний турбопривід, при дешевому - протитисковий. Крім того, при конденсаційній приводній турбіні можна обійтися без пуско-резервного живильного насоса з електроприводом, який необхідний в разі протитисковому приводу під час пуску блоку. Бустерний насос має електропривод і створює підпір на вході води в живильний насос. Система основного конденсату включає в себе конденсатні насоси, блочну знесолювальну установку, конденсатопроводи, лінії рециркуляції конденсату. Конденсатні насоси (КН) служать для видалення основного конденсату турбіни з конденсатора і перекачування його через підігрівачі низького тиску в деаератор. Для приготування додаткової води з метою введення її в цикл в більшості випадків застосовується хімічне знесолення з подачею додаткової води в конденсатор турбіни [4].

Тема 2. Паросиловий цикл АЕС

Базовою відмінністю паросилового циклу АЕС є нижчі параметри вхідної пари і відповідно застосування конденсаційних турбін в циклі. В першу чергу це пов'язано зі збільшенням генерації електричної енергії в загальному балансі вироблення енергії АЕС.

Якщо описати базові відмінності між ТЕС та АЕС, варто сказати, що теплові та атомні електростанції використовують різні технології для виробництва електроенергії, і основна відмінність між ними полягає в джерелі тепла, яке використовується для генерації пари та подальшого приведення турбін в рух.

Джерело тепла:

1. Паросилові цикли: В паросилових електростанціях тепло виробляється згорянням палива, такого як вугілля, природний газ або нафта. Це тепло використовується для нагрівання води, яка переходить у пар і рухає турбіни, що генерують електроенергію.

2. Атомні електростанції: Атомні електростанції використовують ядерну енергію. Процес, відомий як ядерний розпад, відбувається у реакторі, в якому атоми розщеплюються, вивільнюючи велику кількість тепла. Це тепло також використовується для нагрівання води і генерації пару, але відмінність полягає в джерелі тепла.

Безпека та вплив на навколишнє середовище:

1. Паросилові цикли: Використання палива в паросилових електростанціях може призводити до викидів вуглекислого газу та інших забруднюючих речовин, що сприяє глобальному потеплінню та іншим середовищевим проблемам.

2. Атомні електростанції: Атомні електростанції можуть бути менш шкідливими для атмосфери, оскільки вони не викидають великих обсягів парникових газів. Однак вони стикаються з проблемами ядерного відходу та можливого ядерного аварійного ризику, що може мати серйозні наслідки для оточуючого середовища та людського здоров'я.

Тож атомна електростанція працює на основі використання ядерної енергії для виробництва електроенергії. Основною метою є контрольоване розщеплення атомів, що вивільнює величезну кількість тепла, яке потім використовується для генерації пари та приведення турбін в рух.

Нижче подано загальну схему роботи атомної електростанції:

1. Реактор: у реакторі відбувається ядерне розщеплення атомів палива, яке може бути у формі ядерного палива, наприклад, урану або плутонію. Процес контролюється, щоб уникнути необережного високого розщеплення, що може призвести до аварій.

2. Теплообмінник: тепло, вироблене в реакторі через ядерне розщеплення, передається теплоносію (зазвичай воді чи легкому водню) в теплообміннику. Теплоносій нагрівається, а вода перетворюється на пар.

3. Парогенератор: парогенератор перетворює нагрітий теплоносій (пару або газ) у пар. Вироблений пар виходить з парогенератора і направляється до турбін.

4. Турбіна: пара, що виходить з парогенератора, в процесі розширення приводить турбіну в рух.

5. Генератор: обертання турбіни викликає рух генератора, який генерує електричний струм. Цей струм потім передається через трансформатори в електричну мережу для транспорту та далі розподілу.

6. Охолодження: охолодження використовується для відводу тепла від реактора, теплообмінника та інших систем. Це може бути виконано за допомогою води, повітря чи інших охолоджуючих рідин.

Тема 3. Теплофікаційний цикл ТЕЦ

Основною відмінністю є те, що теплофікаційний цикл орієнтований на виробництво теплової енергії, яке використовується для опалення промислових, громадських або житлових приміщень. Електроенергія також генерується, але головна мета - це нагрівати теплоносії (наприклад, воду або пару), яка потім використовується для опалення. Тож основна мета теплофікаційного циклу - це використання тепла для опалення, а електроенергія є лише супутнім продуктом (практично навпаки до паросилового циклу). Відповідно і ефективність у виробництві теплової енергії може бути вищою ніж для циклів ТЕС, а ефективність в перетворенні тепла на електроенергію може бути нижчою порівняно з паросиловим циклом.

Запитання для самоконтролю

1. Поясніть паросиловий цикл ТЕС?
2. Які бувають охолоджувачі пари та дренажу?
3. Що включає в себе система основного конденсату?
4. Поясніть паросиловий цикл АЕС?
5. Поясніть теплофікаційний цикл ТЕЦ?

Лекція 12

Тема 1. Цикли газотурбінної установки

Матеріал, викладений в цьому розділі опирається на [3].

ГТУ – тепловий двигун, робоче тіло в якому залишається газоподібним у всіх точках циклу. ГТУ складається з турбіни, компресора та камери згоряння.

Повітря забирається з атмосфери компресором, стиснене повітря подається до камери спалювання, куди також подається паливо. В камері спалювання повітря розділяється на два потоки: один потік, в кількості необхідній для спалювання палива, поступає в жарову трубу, другий

обтікає жарову трубу ззовні та підмішується до продуктів спалювання для зниження температури.

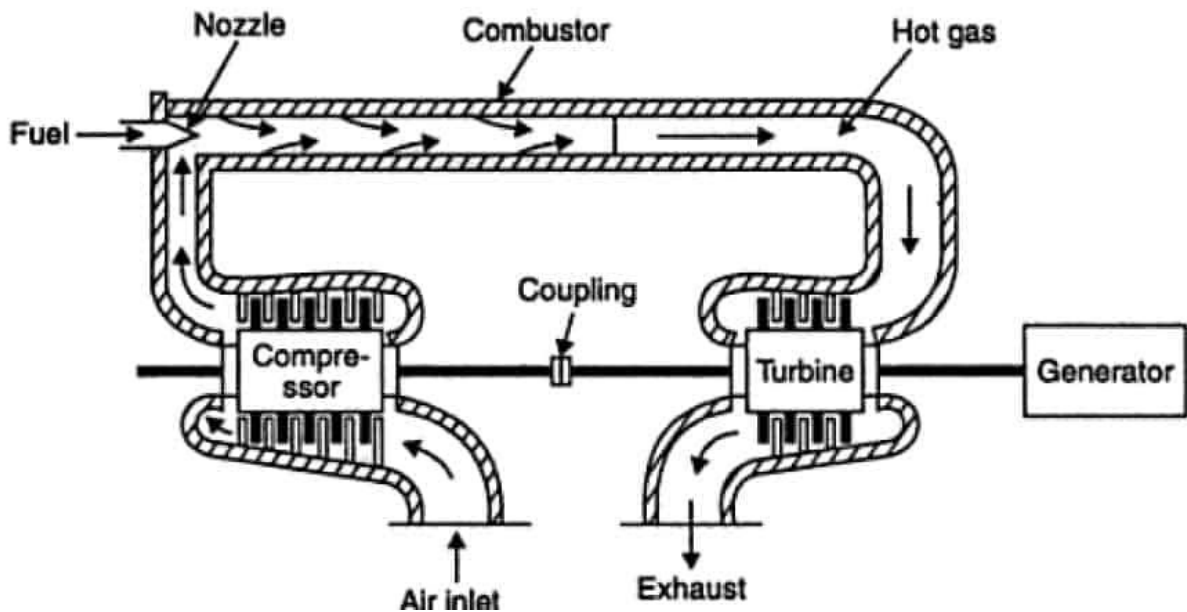


Рис. 5.4.1. Основні компоненти ГТУ: компресор, камера спалювання, газова турбіна

Схемні рішення різновидів ГТУ наведені в розділі 4 конспекту лекцій. Термодинамічні процеси та цикли доступні в різноманітній літературі, зокрема [3].

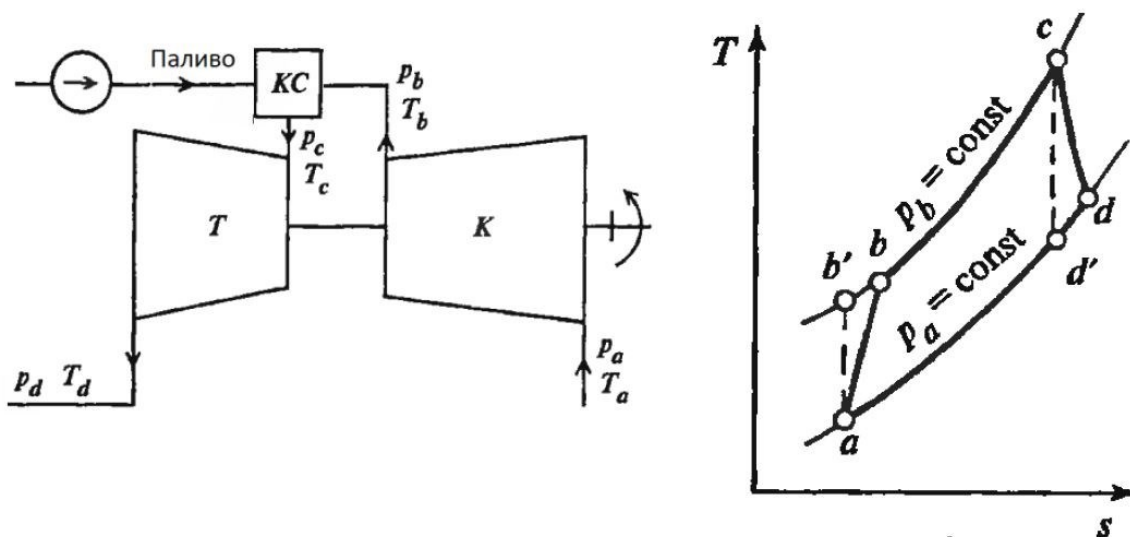


Рис. 5.4.2. Схема та цикл найпростішої ГТУ (точка а – початкові параметри повітря перед компресором p_a , T_a . ab – процес стиснення повітря в компресорі до параметрів p_b , T_b . ab' – ізоентропне стиснення до того ж тиску p_b . bc – ізобарне підведення теплоти в камері спалювання, при цьому температура робочого тіла зростає від T_b до T_c . cd - процес розширення газу в турбіні до p_d)

Тема 2. Цикл когенераційної установки з ДВС

Найбільш радикальним і прийнятним для економіки України є впровадження когенераційних технологій, тобто комбінованого виробництва електричної та теплової енергії, що можна вважати одним із найбільш результативних шляхів підвищення ефективності використання палива на стадії генерування енергії [37]. Широке впровадження когенераційних технологій в енергетиці потребує децентралізації енергогенерувальних потужностей середньої та малої потужності, об'єктів промисловості та комунального господарства, технологічних і транспортних комплексів. В Україні історично склалася розгалужена система котельних і теплотрас для централізованого теплопостачання та гарячого водопостачання, яка є ідеальною базою для використання когенераційних технологій. Енерговузли «Теплокомуненерго» підприємства та промислових підприємств можуть стати виробниками електроенергії, обсяги виробництва яких у змозі забезпечувати власні потреби та, за використання резервних потужностей, здійснювати поставки на сторону (у піковому режимі або в період надзвичайної ситуації), а також роботу в базово-піковому режимі.

Для енергозабезпечення комунальних та промислових об'єктів потрібні когенераційні енергоустановки електричною потужністю від 0,5 до 12 МВт, а в деяких випадках і більше. Можна запропонувати такі шляхи реалізації цього напрямку [37]:

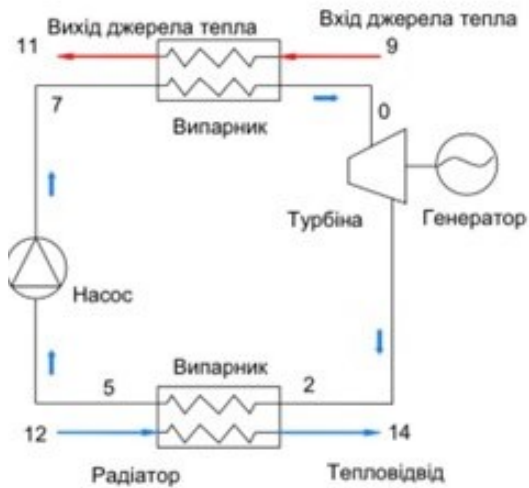
- використання дизель-генераторів і газотурбогенераторів з утилізатором теплоти відхідних газів;
- установку на існуючих енерговузлах підприємств парових протитискових турбін малої потужності для заміни процесу дроселювання пари на процес зниження тиску пари в турбіні з виробленням додаткової електроенергії;
- упровадження паротурбінних циклів на різних робочих тілах на об'єктах скидної теплоти технологічних процесів та комунальної енергетики.

Тема 3. Органічний цикл Ренкіна

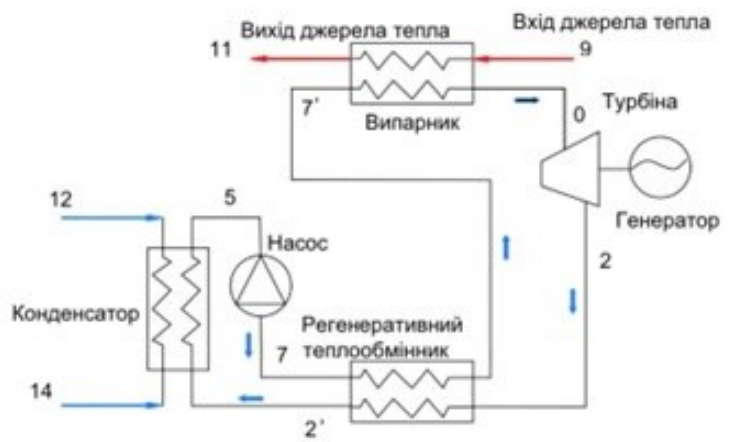
Використання вторинних енергетичних ресурсів (ВЕР) в розрізі корисної утилізації їх енергетичного потенціалу є актуальним з точки

зору існування систем з замкнутим життєвим циклом [38]. Загалом замкнутий енергетичний цикл є важливим аспектом сталого розвитку та оптимізації енергоспоживання на промислових, комунальних підприємствах. Цей підхід дозволяє оптимізувати використання енергії та зменшувати негативний вплив на навколишнє середовище. Переваги та актуальність замкнутого енергетичного циклу для підприємств можуть бути систематизовані наступним чином:

- Ефективне використання ресурсів: замкнутий енергетичний цикл дозволяє використовувати відходи та вторинні ресурси для виробництва енергії. Наприклад, тепло, що випускається під час виробництва, може бути використане для підігріву води чи виробництва пари.
- Зменшення викидів: замкнутий енергетичний цикл дозволяє підприємствам зменшити викиди шкідливих речовин в атмосферу, оскільки багато з них може бути використано або перероблено для внутрішніх потреб.
- Економія витрат: підприємства можуть зменшити витрати на енергію, використовуючи замкнутий енергетичний цикл, оскільки частину енергії можна виробляти власноруч та ефективно використовувати внутрішні ресурси.
- Відповідність екологічним стандартам: замкнутий енергетичний цикл допомагає підприємствам відповідати сучасним екологічним стандартам та нормам, що сприяє підвищенню їхньої сталої репутації та зменшенню можливих штрафів чи обмежень.
- Стійкість до коливань цін на енергію: використання власної виробленої енергії дозволяє підприємствам зменшити вплив коливань цін на енергію на зовнішніх ринках та забезпечити більшу стійкість у виробничих процесах.
- Інновації та конкурентні переваги: впровадження замкнутого енергетичного циклу може визначити підприємство як інноваційне та відповідальне перед оточуючим середовищем, що призводить до конкурентних переваг на ринку.



(а) ООЦР



(б) РОЦР

Рис. 5.6.1. Принципові схеми ООЦР і РОЦР

Комунальні та енергетичні підприємства, промислові підприємства з енергетичними об'єктами мають значні потенціали ВЕР, які можуть бути використанні для досягнення цілей замкнутого енергетичного циклу. Узагальнені приклади таких ВЕР з огляду на промисловість України наведені нижче (табл. 5.6.1).

Таблиця 5.6.1

Систематизація ВЕР промисловості [39]

Первинні енергетичні ресурси	Супутні вторинні енергетичні ресурси	
	Різновиди енергоресурсів	Характеристика, якісні параметри
1	2	3
1. Тверде, рідке, газоподібне паливо або електроенергія для обслуговування технологічних високо температурних процесів (промислові печі) і охолоджуюча вода.	1.1. Відхідні горючі гази коксових та доменних печей:	
	1.1.1. Коксовий газ – продукт випалу коксу в коксових печах.	Теплота згоряння: $Q_{н^p} = 17600-18000 \text{ кДж/м}^3$ Склад газу: $\text{CO}_2=2\div4\%$; $\text{CO}=6\div8\%$; $\text{H}_2=55\div62\%$; $\text{CH}_4=24-28\%$; етилен, пропілен та ін. = 2-3 %; $\text{N}_2=3-2\%$; $\text{O}_2=0,4-08\%$, густина 0,4-0,55 кг/м ³ . Вибухонебезпечний.

Продовження табл. 5.6.1

1	2	3
	1.1.2. Доменний газ – побічний продукт доменного виробництва, утворюється в результаті неповного згоряння коксу.	$Q_{н^p} = 3350 \div 4610$ кДж/м ³ Склад газу: CO ₂ =10-12,5%; CO=28,5-30,5%; H ₂ =1,5-3,8%; N ₂ = 58-59,5%; O ₂ = 0,1-0,2%, густина 1,28-1,3 кг/м ³ , теоретична температура горіння 1430-1500 °С.
	1.1.3. Феросплавний газ – виплавка феросплавів в електропечах.	$Q_{н^p} = 11300$ кДж/м ³ Склад: CO = 85%; H ₂ = 4%; N ₂ = 5,6 %; O ₂ = 1%; CO ₂ =3%; H ₂ S =0,4%. Високотоксичний, вибухонебезпечний газ.
	1.2. Відхідні горючі гази підприємств нафтової промисловості.	$Q_{н^p}=10000-15000$ ккал/м ³
	1.3. Відхідні горючі гази промислових печей.	$t_{o,r} \geq 500-1000$ °С
	1.4. Нагріта охолоджуюча вода та пара випарного охолодження	$t_{o,v} \leq 95$ °С. $P_{н.о} = 1,6-4$ атм
	1.5. Тепло, що виділяється розплавленими металами, коксом і шлаками промислових печей.	$t_{отх} > 1000$ °С
2. Газ і рідке паливо для обслуговування технологічних силових процесів (з ДВС повітродувних, компресорних та інших агрегатів) і охолоджуюча вода.	2.1. Гарячі гази, що відходять від двигунів внутрішнього згоряння.	$t_{o,r} = 350-600$ °С
	2.2. Нагріта охолоджуюча вода, що відходить від двигунів внутрішнього згоряння.	$t_{o,v} < 100$ °С
3. Горюча і технологічна сировина (в підприємствах металургійної, деревообробної, текстильної, харчової та інших галузях промисловості).	3.1. Горючі тверді та рідкі відходи виробництва.	$Q_{н^p} = 10000$ ккал/кг

Закінчення табл. 5.6.1

1	2	3
4. Пара для обслуговування технологічних силових (в молотових, пресових і штампувальних агрегатах) і нагрівальних процесів.	4.1. Відпрацьована виробнича пара.	$P_{o,п} = 1,3 \div 1,5$ атм
	4.2. Вторинна виробнича пара.	$P_{в,п} = 1$ атм
	4.3. Конденсація пари, що використовується для нагрівальних цілей (гаряча скидна вода).	$t < 100$ °С
	4.4. Внутрішні тепловиділення у виробничих приміщеннях.	$t < 100$ °С
5. Гаряча вода для побутового тепло-споживання.	5.1. Скидна забруднена вода.	$t < 50$ °С
6. Електроенергія для обслуговування силових, термічних та освітлювальних процесів.	6.1. Внутрішні тепловиділення у виробничих приміщеннях.	$t < 100$ °С
	6.2. Скидна нагріта вода від виробничих агрегатів.	$t < 100$ °С

Для вирішення питань утилізації низькотемпературних ВЕР широко застосовують системи на основі органічного циклу Ренкіна, який по суті є класичним паросиловим циклом Ренкіна, але із застосуванням низькокиплячих робочих тіл замість класичних на кшталт води. Основними перевагами органічних циклів Ренкіна, які можуть покращити енергоефективність та досягти часткової енергонезалежності є:

- Високий ККД при низьких температурах: органічні робочі рідини можуть працювати при низьких температурах, де традиційні робочі рідини мають низьку ефективність.

- Зменшення втрат тепла: органічні робочі рідини можуть зменшити втрати тепла через конвекцію і теплопровідність порівняно з водяними розчинами.

- Робота при різних температурах: органічні цикли Ренкіна можуть ефективно працювати при різних температурах, що робить їх придатними для використання в різних умовах.

- Можливість використання відновлюваних джерел енергії: органічні цикли Ренкіна можуть бути зручними для використання в системах, що використовують відновлювані джерела енергії, такі як сонячна або геотермальна енергія.

Однак, ефективність системи також залежить від конкретних умов експлуатації, вибору органічної робочої рідини та технічних параметрів обладнання, чому присвячено значну кількість досліджень в усіх країнах світу [40], [41]. Важливо провести детальний аналіз і враховувати всі аспекти перед впровадженням органічного циклу Ренкіна для забезпечення максимальної енергоефективності. Оптимальні умови для роботи органічного циклу Ренкіна можуть залежати від конкретної робочої рідини та конкретних параметрів системи, але основні принципи залишаються схожими. Систематизуючи поточні провідні дослідження [42], [43], [44] можна виділити ряд параметрів та факторів, які впливають на ефективність органічного циклу Ренкіна, як системи утилізації ВЕР:

- Вибір робочої рідини: оптимальна робоча рідина має мати високий тепловий об'єм, низьку в'язкість при низьких температурах, стабільність при високих температурах і хімічну стабільність. Популярні робочі рідини включають органічні рідини, такі як Toluene, Pentane, Siloxanes, інші вуглеводні (наприклад, ізобутан, ізопентан), холодоагенти (наприклад, R245fa) та олії на основі силікону.

- Температурний діапазон: органічні робочі рідини зазвичай мають більший температурний діапазон, ніж вода. Оптимальна температура може залежати від властивостей конкретної робочої рідини, але зазвичай варіюється від середніх до високих температур.

- Висока ефективність теплообміну: система повинна мати ефективний теплообмінник для забезпечення ефективної передачі тепла від гарячого джерела до робочої рідини та від робочої рідини до холодного джерела.

- Стабільність параметрів тиску: система повинна бути зконструйована для можливості безвідмовної роботи в умовах високого тиску, особливо в умовах високих температур.

- Мінімізація енергетичних втрат: зменшення енергетичних втрат у всій системі, включаючи теплообмін, компресію робочої рідини та інші процеси, є ключовим аспектом оптимізації.

- Ефективність експлуатації: регулювання параметрів системи для оптимальної ефективності при змінних умовах роботи.

- Спрощення контролю: розробка ефективної системи контролю, яка може динамічно реагувати на зміни умов роботи.

- Управління витратами робочої рідини: мінімізація втрат робочої рідини через утворення вторинної пари або інші незворотні процеси.

Оптимізація органічного циклу Ренкіна залишається предметом активних досліджень у сфері виробництва електроенергії, і нові технології та підходи регулярно вивчаються для покращення ефективності та стійкості цих систем. Загальні теми досліджень, які можуть бути пов'язані з органічним циклом Ренкіна, включають:

- Вдосконалення робочих рідин: дослідження нових органічних робочих рідин з метою підвищення ефективності та стійкості.

- Оптимізація процесу: вивчення оптимальних умов роботи циклу Ренкіна для забезпечення максимальної продуктивності.

- Економічна оцінка: аналіз економічної вигідності та стійкості впровадження органічного циклу Ренкіна порівняно з іншими технологіями.

- Екологічні впливи: вивчення впливу органічного циклу Ренкіна на навколишнє середовище та порівняння його з традиційними методами виробництва електроенергії.

- Технічні вдосконалення: дослідження нових технологічних рішень та вдосконалень, що можуть покращити функціонування органічного циклу Ренкіна.

Тож, ефективність та продуктивність систем органічного циклу Ренкіна залежать від факторів, таких як вибір робочого середовища, конструкція системи та конкретні характеристики джерела теплової енергії. Постійні дослідження та розробка в цьому напрямку спрямовані на покращення ефективності та розширення можливостей органічного циклу Ренкіна.

Далі описано роботу фізичної моделі ООЦР та РОЦР (матеріали повністю взяті з [40]). Для ефективної переробки відпрацьованого тепла в електричну енергію може застосовуватися використання низькотемпературного димового газу (як і будь-якого низькотемпературного джерела), що виділяється з котла-утилізатора, як джерела тепла для органічного циклу Ренкіна з метою виробництва електроенергії. Побудовано термодинамічну модель основного органічного циклу Ренкіна (ООЦР) і регенеративного органічного циклу Ренкіна (РОЦР), а R236ea, R245fa та R601a обрано як робочі рідини ООЦР та РОЦР. Результати показують, що теплова ефективність РОЦР очевидно більша, ніж у ООЦР для заданих теплових параметрів, тоді як вирівняна вартість енергії РОЦР є трохи більшою, ніж у ООЦР. Чиста вихідна потужність R236ea є найбільшою в усіх оптимальних умовах, а

коефіцієнт рекуперації тепла відпрацьованого димового газу R236ea для ООЦР також є найбільшим і становить 65,07 %, тоді як вирівняна вартість енергії R601a є найменшою для ООЦР та РОЦР, демонструючи кращі термoeкономiчні показники.

Ефективна переробка відпрацьованого тепла в металургійних процесах є ефективним заходом для зменшення споживання енергії на одиницю продукту. Відповідно до результатів дослідження Yin et al., відсоток потенціалу скорочення викидів вуглецю при рекуперації відпрацьованого тепла на металургійних підприємствах Китаю становив приблизно 8%, при цьому агломераційне відпрацьоване тепло становило майже 15% від загального потенціалу скорочення відходів тепла, яке можна ефективно переробити. Котел-утилізатор підприємства широко використовується для переробки високотемпературного відпрацьованого тепла димових газів (ВЕР ДГ), що виділяється з кільцевого охолоджувача агломерату, для виробництва електроенергії. Однак низькотемпературне ВЕР ДГ, що викидається з котла-утилізатора агломерату, не рекуперується та не використовується ефективно, що призводить до значних відходів низькотемпературного ВЕР ДГ. Як наслідок, ефективна переробка низькотемпературного ВЕР ДГ має вирішальне значення для мінімізації споживання енергії та викидів вуглецю в сталеливарній промисловості.

Органічний цикл Ренкіна (ОЦР) може ефективно переробляти низькотемпературний ВЕР ДГ на промислових підприємствах, і навіть якщо вхідна температура джерела тепла в системі ОЦР нижче 100 °C, система ОЦР може працювати стабільно і ефективно перетворювати низькотемпературне відпрацьоване тепло в електричну енергію. В останні роки численні дослідження були проведені вченими по всьому світу щодо аналізу продуктивності та оптимізації систем ОЦР [41], [42], [43], [44]. Серед них Xu et al. досліджували чисту вихідну потужність системи ОЦР, що використовує ВЕР ДГ з різними параметрами випаровування та 12 робочими рідинами як у докритичному, так і в надкритичному стані, провели систематичне дослідження для вивчення впливу більш ніж 70 робочих рідин із широким спектром фізичних і хімічних властивостей на термічний ККД і питомий об'єм турбіни системи ОЦР, досліджували порівняння продуктивності системи ОЦР з використанням R245fa, R123 та їх сумішей, а також провели параметричний аналіз системи ОЦР та оптимізацію термoeкономiчних

показників (ОТП) за допомогою R1234ze, порівнювали термодинамічні характеристики системи (ТХС) і ОТП системи ОЦР з чистими робочими рідинами та їх зеотропними сумішами, запропонували та дослідили альтернативні комбіновані системи на основі ОЦР для відновлення середньої та низької температури ВЕР ДГ на основі аналізу енергії та ексергії, провели порівняння ОТП між зеотропними сумішами та чистими рідинами для паралельного двоступеневого ОЦР, взявши тепло вихлопу суднового двигуна як джерело тепла, проаналізували ТХС, ОТП та екологічні показники двоконтурної системи ОЦР і запропонували мультимодель, керовану методом генетичного алгоритму для оптимізації системи ОЦР.

Окрім вищезгаданого систематичного дослідження основного органічного циклу Ренкіна (ООЦР), існують також деякі дослідження з аналізу продуктивності та оптимізації системи регенеративного органічного циклу Ренкіна (РОЦР). Розробили систему РОЦР для рекуперації тепла вихлопних газів дизельного двигуна та проаналізували варіації ТХС і витрати робочої рідини, вивчали вплив різних робочих рідин на ТХС РОЦР, провели детальний дизайн, аналіз та оптимізацію системи РОЦР в діапазоні робочих умов для 14 сухих робочих рідин, досліджували вплив ступеня перегріву робочого тіла на ТЕП РОЦР, а також порівнювали чисту вихідну потужність і вартість виробництва електроенергії на основі властивостей робочого тіла та джерел тепла. Braimakis і Karellas провели енергетичну оптимізацію трьох систем РОЦР для різних робочих рідин і виявили, що система РОЦР здебільшого підходить для сухих рідин.

Кореляційні дослідження ООЦР і РОЦР головним чином зосереджені на рециркуляції відпрацьованого тепла вихлопних газів двигунів (зокрема двигунів внутрішнього згорання), а фізичні властивості та вхідні параметри джерела тепла зробили великий вплив на системи ОЦР, що призвело до того, що застосування результатів попередніх досліджень під різними джерелами тепла мало великі обмеження та не могло підтримувати систему ОЦР низькотемпературної ВЕР ДГ у поточному дослідженні. На даний момент було проведено кілька досліджень системи РОЦР низькотемпературного ВЕР ДГ, що викидається з котла-утилізатора підприємства, і єдині дослідження в основному аналізували ТХС ООЦР. Більше того, згідно з інформацією авторів, ТЕП ООЦР і РОЦР, викликані низькотемпературним ВЕР

димових газів (далі ВЕР ДГ), що викидається з котла-утилізатора умовного підприємства, не досліджувалися, а оптимізаційний аналіз теплових параметрів для ООЦР і РОЦР також не проводився.

Це пояснюється тим, що димовий газ, що виділяється з котла-утилізатора підприємства, є низькотемпературним і за температурою потенційно досяжним температурі точки роси. Виходячи з цього, низькотемпературний ВЕР ДГ, що викидається з котла-утилізатора підприємства, обрано як джерела тепла ООЦР та РОЦР, а також наведено термодинамічну моделі ООЦР та РОЦР відповідно [40].

На рис. 5.7.1 зображено принципові діаграми ООЦР і РОЦР. Джерелами тепла ООЦР і РОЦР може бути низькотемпературний ВЕР ДГ, а радіаторами (конденсаторами) є охолоджуюча вода. Система ООЦР включає чотири компоненти, а саме випарник, розширювач, конденсатор і насос. У порівнянні з ООЦР, внутрішній теплообмінник (ВРТМ ОЦР) додається в систему РОЦР, яка використовується для рециркуляції відчутного тепла робочої рідини ОЦР на виході з розширювача для нагрівання робочої рідини на виході з насоса. Як для ООЦР, так і для РОЦР процес (9-11) є екзотермічним процесом джерела тепла у випарнику, у якому робоча рідина ОЦР стає насиченою парою або перегрітою парою з вищим тиском через теплообмін із джерелом тепла, а потім надходить в розширювач для вироблення електроенергії. Процес (12-14) - це ендотермічний процес поглинання тепла в конденсаторі, у якому робоча рідина ОЦР стає насиченою рідиною з нижчим тиском через теплообмін із поглиначем тепла, а потім надходить у насос для використання в циклі.

Процеси в координатах T_s ООЦР і РОЦР показані на рис. 5.6.2. Як видно з рис. 5.7.2 (а), процес (7-0) є ендотермічним процесом робочої рідини з постійним тиском у випарнику для системи ООЦР, а процес теплопередачі робочої рідини у випарнику складається з трьох секцій, а саме попереднього нагрівання процес (стани 7 \rightarrow 8), процес випаровування (стани 8 \rightarrow 1) і процес перегріву (стани 1 \rightarrow 0). Точки стану 1 і 0 збігаються, якщо робочим тілом на виході з випарника є насичена пара, а ступінь перегріву робочого тіла (ΔT_{sup}) задається як різниця температур між точками стану 1 і 0, якщо робоче тіло на вихід випарника - це перегріта пара. Процес (0-2) є процесом адіабатичного розширення робочої рідини в детандері та/або турбіні, а численні необоротності, які виникають у детандері, пояснюються встановленням

ізентропічної ефективності детандера (η_{ex}). Процес (2–5) – це екзотермічний процес робочої рідини з постійним тиском у конденсаторі, а процес теплопередачі робочої рідини в конденсаторі складається з двох частин, а саме процесу охолодження (стани 2 → 4) та процесу конденсації (стани 4 → 5). Процес (5–7) є процесом адіабатичного стиснення робочої рідини в насосі, і багаторазові незворотності, які виникають у насосі, також пояснюються встановленням ізентропічної ефективності насоса (η_p).

Як видно з рис. 5.7.2 (б), регенеративний процес, який відбувається в ВРТМ, включає ендотермічний процес (7-7') та екзотермічний процес (2-2') робочої рідини з постійним тиском в системі РОЦР. У порівнянні з ООЦР, температура робочої рідини на вході у випарник для системи РОЦР значно підвищується, тоді як температура робочої рідини на вході в конденсатор також значно знижується. Для розрахунку точного значення робочої рідини на вході у випарник (стан 7') визначається ефективність ВРТМ для процесу регенерації робочої рідини в системі РОЦР.

Як також зрозуміло з рис. 5.6.2, ΔT_{8-10} – це різниця температур у випарнику, яка є мінімальною різницею температур теплообміну джерела тепла з робочим тілом і виникає при насиченому рідкому стані робочого тіла. ΔT_{4-13} – це РТВ в конденсаторі, який є мінімальною різницею температур теплообміну робочого тіла з тепловідвідником і виникає при насиченому пароподібному стані робочого тіла.

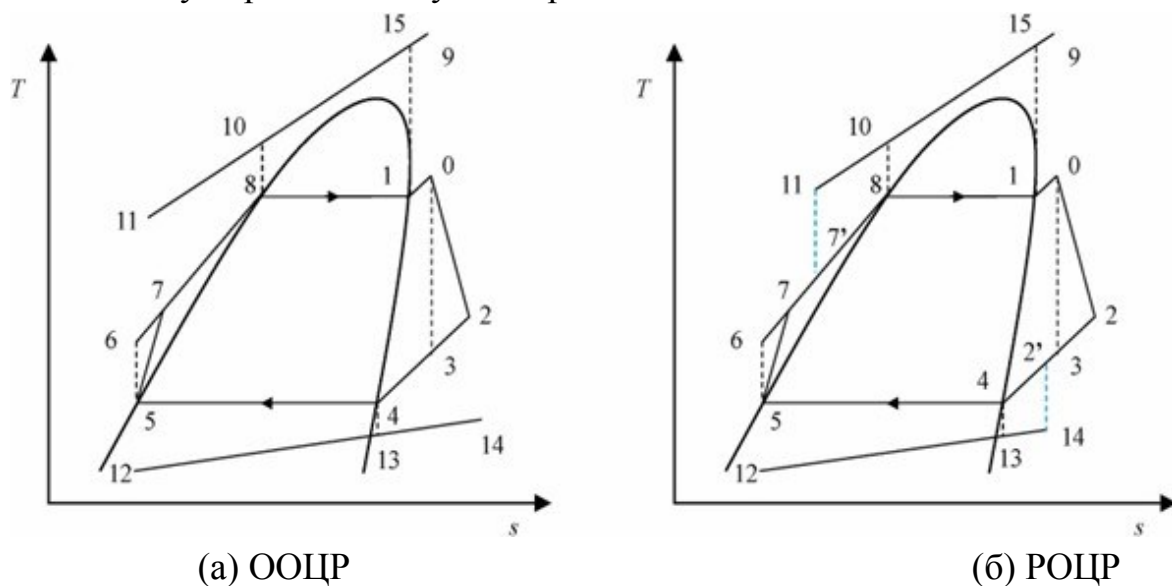


Рис. 5.6.2. Процеси в Ts діаграмі для ООЦР і РОЦР

Запитання для самоконтролю

1. Поясніть цикл когенераційної установки з ДВС.
2. Поясніть органічний цикл Ренкіна.
3. Наведіть переваги та актуальність замкнутого енергетичного циклу для підприємств?
4. Наведіть основні переваги органічних циклів Ренкіна, які можуть покращити енергоефективність та досягти часткової енергонезалежності.
5. Опишіть дослідження з аналізу продуктивності та оптимізації системи регенеративного органічного циклу Ренкіна.

Лекція 13

Тема 1. Комбіновані системи енергопостачання промислових підприємств

Теплоенергетичні системи промислових підприємств об'єднують потоки усіх енергетичних ресурсів (ЕР) підприємства, як первинних (ПЕР), так і внутрішніх – вторинних (ВЕР), з метою їх найбільш повного і раціонального використання.

Теплоенергетична система підприємства визначається характером його виробництва, а також енергетичними і режимними характеристиками технологічних процесів, які протікають в ньому. Ключовим фактором, який відрізняє підходи щодо енергозбереження в промислових підприємствах і їх технологіях, є необхідність збереження якісних і кількісних параметрів енергоносія (пари), що надходить до споживача.

Для оцінки енергетичних та ексергетичних показників існуючих систем паропостачання промислових підприємств необхідно систематизувати теплові схеми та вказати характерні параметри стану водяної пари в точках системи.

Паралельна схема паропостачання промислового підприємства з використанням пари вторинного скипання та поверненням конденсату включає в себе парову котельню, РОУ та споживачів системи, підключених паралельно, конденсатовідвідники, центральний бак збору конденсату, та КПС, підключений до останнього.

В схемі насичена пара з параметрами $P_1, T_1, I_1, S_1, G_{1..n}$ надходить до центральної парової гребінки, після якої розподіляється на споживачів системи. Після парової гребінки пара з параметрами P_1, T_1, I_1, S_1, G_1 надходить до i -ої РОУ, після якої отримує параметри $P_2, T_2, I_2, S_2, G_{i+POU}$, необхідні для роботи i -го споживача. В споживача, приймаючи до уваги припущення, протікає процес повної конденсації насиченої водяної пари. Застосування конденсатовідвідника показано для розуміння неможливої поточної повної конденсації насиченої пари в споживача з метою унеможливлення пропуску газової фази і більш повного спрацювання енергії фазової складової. Після конденсатовідвідника пара з параметрами $P_2, T_2, I_3, S_3, G_{i+POU}$ надходить до центрального баку збору конденсату, де відбувається відбір вторинної пари на КПС. Надлишки пари вторинного скипання скидаються в атмосферу. Схема системи показана нижче (

Рис. 0.7.1).

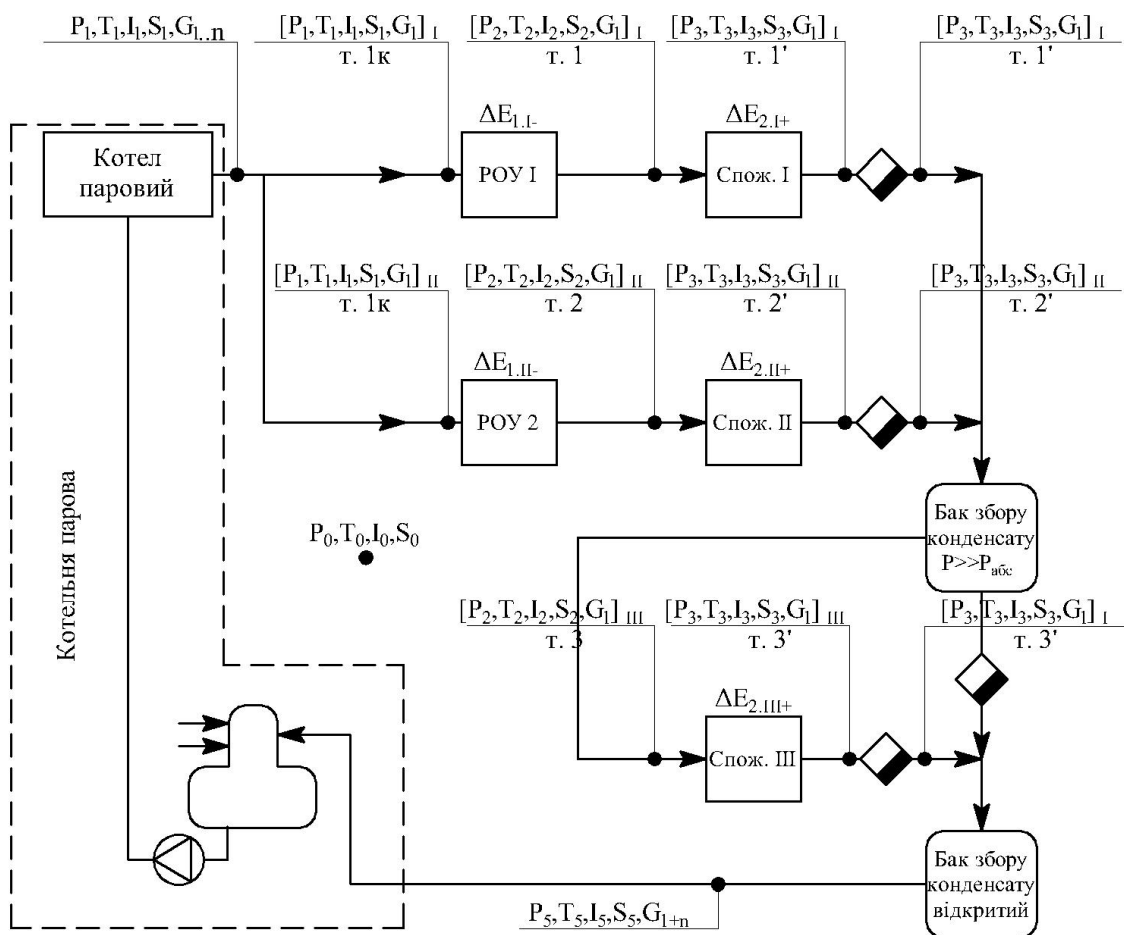


Рис. 0.7.1. Паралельна схема паропостачання промислового підприємства з використанням пари вторинного скипання та поверненням конденсату [45]

Послідовна схема паропостачання промислового підприємства з використанням пари вторинного скипання та поверненням конденсату включає в себе парову котельню, центральний РОУ та споживачів системи, підключених послідовно, конденсатовідвідники, баки збору конденсату споживачів або групи споживачів, та КПС, підключений до останнього баку збору конденсату. В схемі насичена пара з параметрами P_1, T_1, I_1, S_1, G_1 надходить до РОУ першого споживача. Після РОУ пара з необхідними параметрами $P_2, T_2, I_2, S_2, G_{i+РОУ}$ надходить до першого споживача. В споживача, приймаючи до уваги припущення, протікає процес повної конденсації насиченої водяної пари. Після конденсатовідвідника першого споживача конденсат з параметрами P_2, T_2, I_3, S_3, G_2 надходить до баку збору конденсату, де відбувається відбір пари вторинного скипання для потреб наступного технологічного споживача з необхідними для нього параметрами. Кількість послідовних споживачів залежить від технології та може коливатися від 2 до 5 ланок. Схема системи показана нижче (

Рис. 0.7.2).

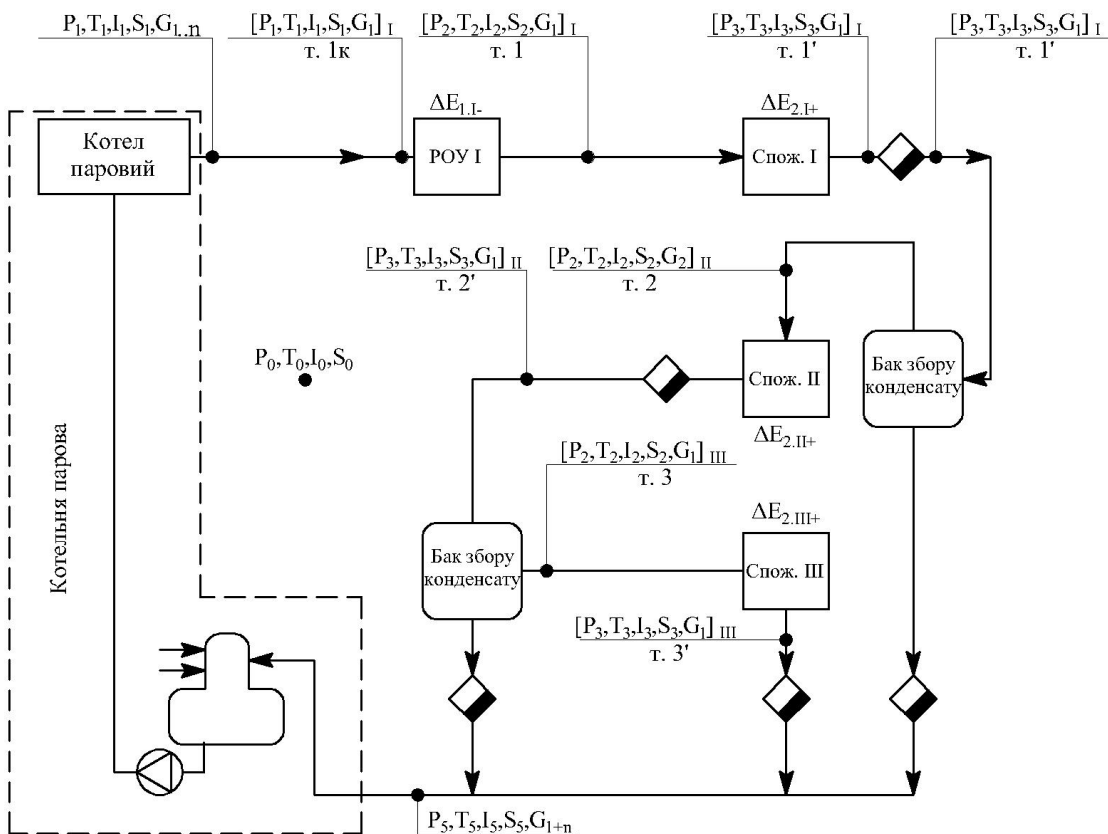


Рис. 0.7.2, а. Послідовна схема паропостачання промислового підприємства з використанням пари вторинного скипання та поверненням конденсату [45]

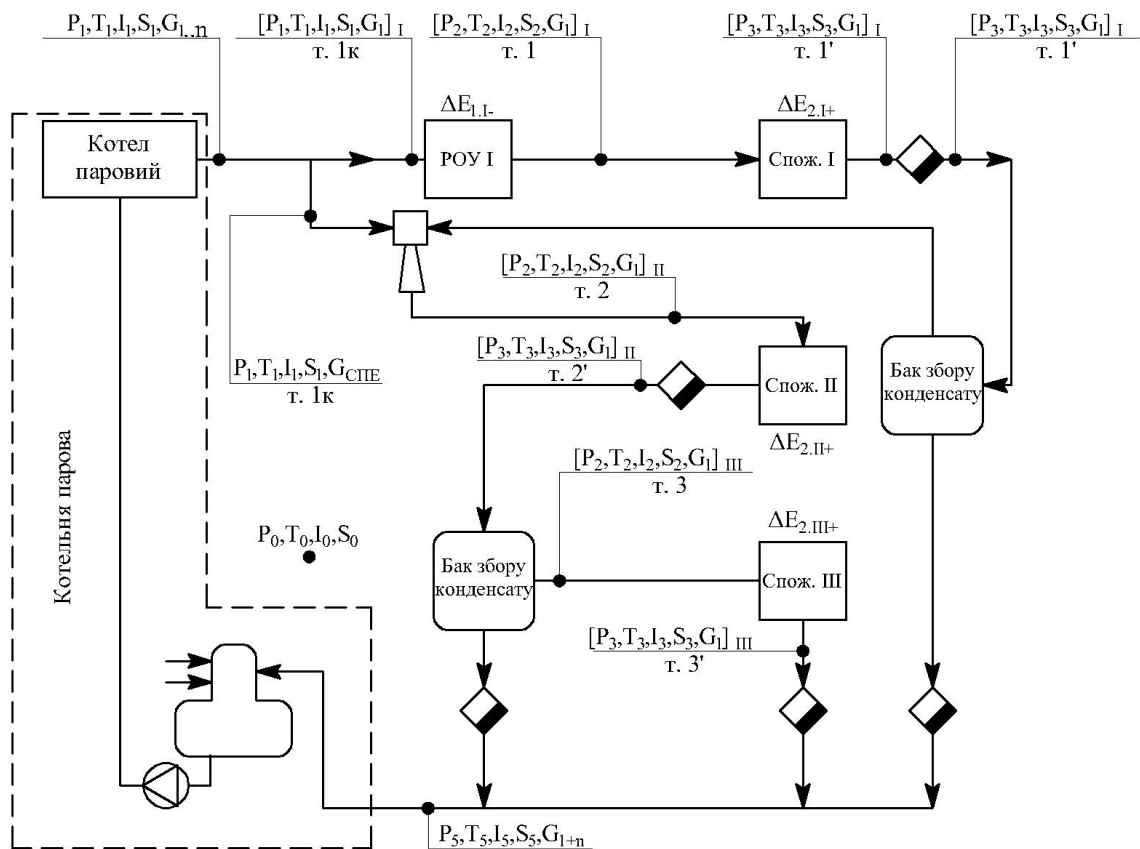


Рис. 0.7.3, б. Схема за рис. 5.8.2, а з використанням СПЕ в якості пристроїв підвищення витрати [45]

Фізичні (концептуальні) моделі систем паропостачання представлені у вигляді процесів та їх якісних характеристик на TS-діаграмах води та водяної пари. Для паралельної схеми паропостачання промислового підприємства з використанням пари вторинного скипання та поверненням конденсату характерним є наявність РОУ у кожного споживача. Це призводить до ексергетичних втрат при кожному процесі дроселювання, що загалом впливає на зниження ексергетичного ККД системи.

Опис процесів та якісні показники роботи системи, наведено нижче (Рис. 0.7.4).

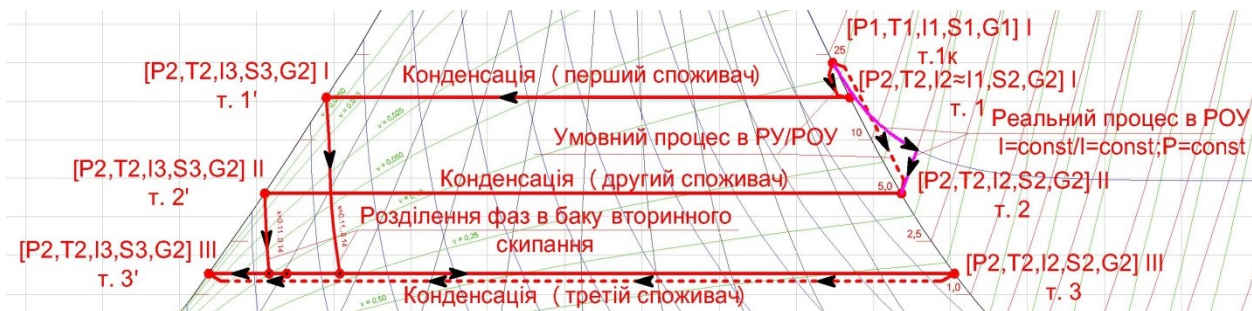


Рис. 0.7.4. Фрагмент TS-діаграми води та водяної пари. Характерні термодинамічні процеси паралельної схеми паропостачання промислового підприємства з використанням пари вторинного скипання та поверненням конденсату

Відпрацьований конденсат 1-го та 2-го споживачів надходить до баку збору конденсату (БВС). При зниженні тиску в БВС до значень, характерних споживачу КПС протікає процес утворення пари вторинного скипання, яка надходить до останнього споживача.

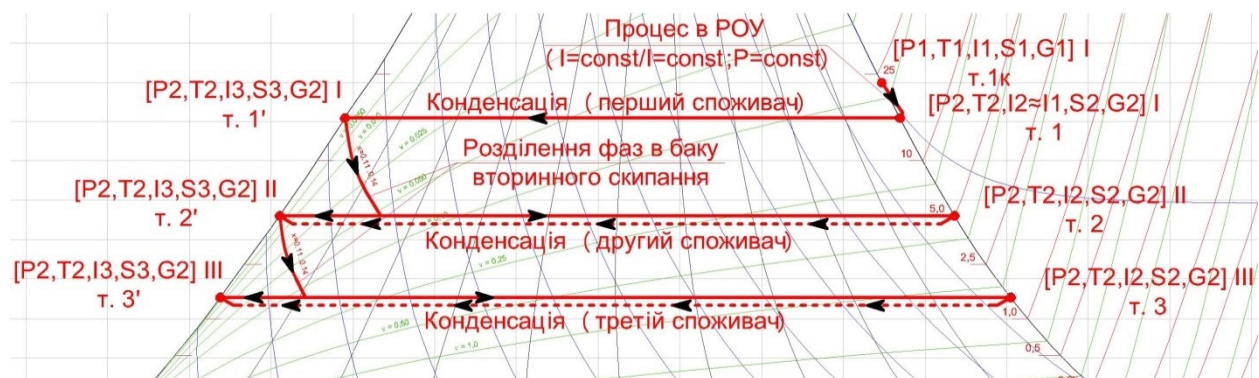


Рис. 0.7.5. Фрагмент TS-діаграми води та водяної пари. Характерні термодинамічні процеси послідовної схеми паропостачання промислового підприємства з використанням пари вторинного скипання та поверненням конденсату [45]

Для послідовної схеми паропостачання промислового підприємства з використанням пари вторинного скипання та поверненням конденсату характерна наявність лише одного вузла РОУ. Втрати ексергії відповідно зменшуються в порівнянні з паралельною схемою. Схема є сукупністю елементів у вигляді «Котельня – РОУ – 1-ий споживач – БВС – 2-ий споживач – БВС – третій споживач – БЗК – конденсатопровід». Як було

зазначено в попередньому розділі подібна система може існувати в обмеженій кількості випадків при дотриманні залежності.

При заміні РОУ на турбіни малої потужності процеси, що відбуваються в областях насиченої та вологої пари, мають місце наявні теплоперепади, величина яких відповідає порядкам: 25/16 Ата – 84 кДж/кг; 25/10 Ата – 172 кДж/кг; 25/5 Ата – 241 кДж/кг. Перепад тисків на РОУ більш ніж на 6-8 Ат, практично має місце в умовах обмеженої витрати (наприклад незначне навантаження ГВП), або в умовах нестабільної технологічної витрати різко нестаціонарної у пліні часу.

Енергоефективні системи паропостачання промислових підприємств необхідно будувати, базуючись на підходах:

- утилізації теплової енергії пари вторинного скипання орієнтовно до вироблення електричної енергії (не теплової);
- застосування турбін малої потужності з високим відносним внутрішнім ККД при прямій заміні РОУ;
- застосування непрецензійних відцентрових одноступеневих турбін в інноваційних схемах паропостачання (при умові утилізації теплоти пари вторинного скипання);
- орієнтування на термодинамічну досконалість системи (ексергетичну ефективність).

Розглянемо схему системи паропостачання, для якої РОУ замінено на парову турбіну малої потужності (послідовна система паропостачання з використанням динамічного потенціалу гострої насиченої пари). Схему системи зображено на рис. 5.7.6.

Питанням застосування парових турбін малої потужності для системи паропостачання промислового підприємства з використанням з використанням динамічного потенціалу гострої насиченої пари присвячено значну кількість праць.

Ключовим для існуючих парових турбін малої потужності є підвищення відносного внутрішнього ККД (з метою наближення до наявних теплоперепадів), що призводить до винесення параметрів пари за турбіною в область вологої пари. Це в свою чергу зменшує енергетичний рівень технологічного процесу, що в результаті впливає на якісні та кількісні виробничі показники. Крім цього, необхідність витримувати високі значення внутрішнього відносного ККД призводить до збільшення питомих вартісних характеристик пристрою.

Принципова схема системи паропостачання з прямою заміною РОУ та утилізацією динамічного потенціалу гострої насиченої пари включає в

насиченої пари в споживача з метою унеможливлення пропуску газової фази і більш повного спрацювання енергії фазової складової.

Після конденсаторівідвідника пара з параметрами $P_2, T_2, I_3, S_3, G_{i+POU}$ надходить до центрального баку збору конденсату, де відбувається відбір вторинної пари на КПС. Надлишки пари вторинного скипання скидаються в атмосферу.

Базуючись на принципах максимального використання вторинних енергоресурсів системи паропостачання промислового підприємства пропонується послідовна схема паропостачання промислового підприємства з використанням з використанням динамічного потенціалу перегрітої пари вторинного скипання, для якої проведено термодинамічний аналіз (рис. 5.7.7).

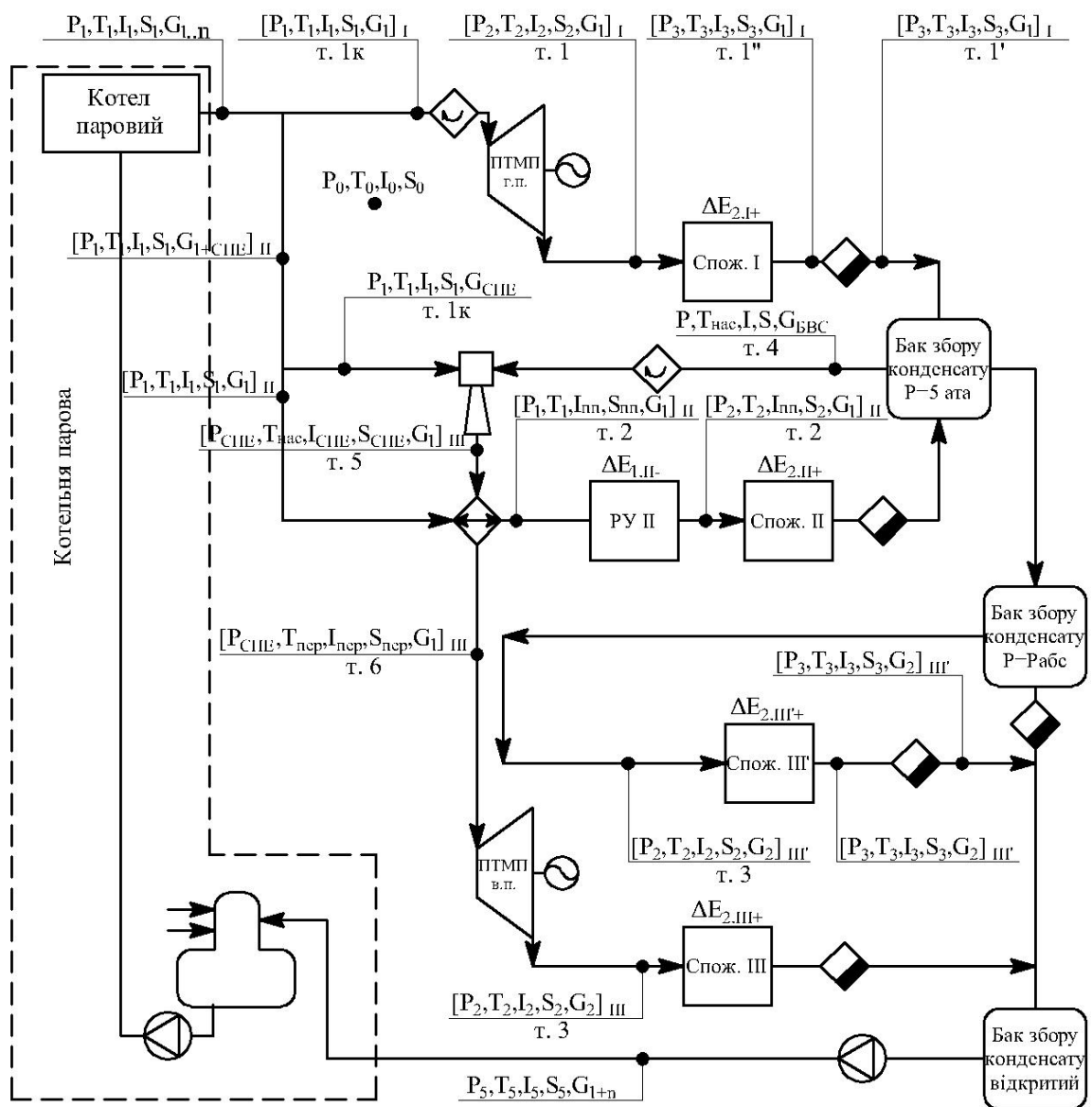


Рис. 0.7.7. Послідовна схема паропостачання промислового підприємства з використанням динамічного потенціалу перегрітої пари вторинного скипання [45]

Відпрацьована пара першого та другого споживачів надходять до закритого бака вторинного скипання, тиск в якому не повинен перевищувати тиск пари другого споживача. Тиск баку вторинного скипання підтримується струминним паровим ежектором, який в якості ежектуючої речовини використовує гостру насичену пару з котельні.

Оптимальне значення тиску в баку вторинного скипання визначається з умов максимального значення тиску за СПЕ та мінімальної витрати гострої пари. Відпрацьований конденсат баку вторинного скипання надходить до закритого баку, для якого тиск практично дорівнює атмосферному. Можливі зміни тиску в закритому «атмосферному» баку призводять до утворення певної кількості пари вторинного скипання, яка напряму або через бак-акумулятор може бути спожита комунально-побутовим споживачем (наприклад технологічним ГВП). Пара за СПЕ надходить до пароперегрівача, де протікає теплообмін між нею та гострою насиченою парою. Таким чином теплообмінник замінює собою охолоджувальну частину РОУ третього споживача, при цьому кондиціюючи (перегрівуючи) пару за СПЕ до параметрів, оптимальних для роботи турбіни.

Особливістю схеми є використання турбіни малої потужності, для якої не висуваються вимоги щодо високого відносного внутрішнього ККД. Для такої турбіни фактичний теплоперепад створюється з використанням ВЕР, а параметри за нею повинні забезпечити відповідного споживача.

Тема 2. Термодинамічний аналіз роботи систем паропостачання промислових підприємств із застосуванням турбін малої потужності

Фізична (концептуальна) модель системи паропостачання представлена у вигляді термодинамічного аналізу систем паропостачання. Аналізуються характерні процеси перетворення та станів пари і конденсату.

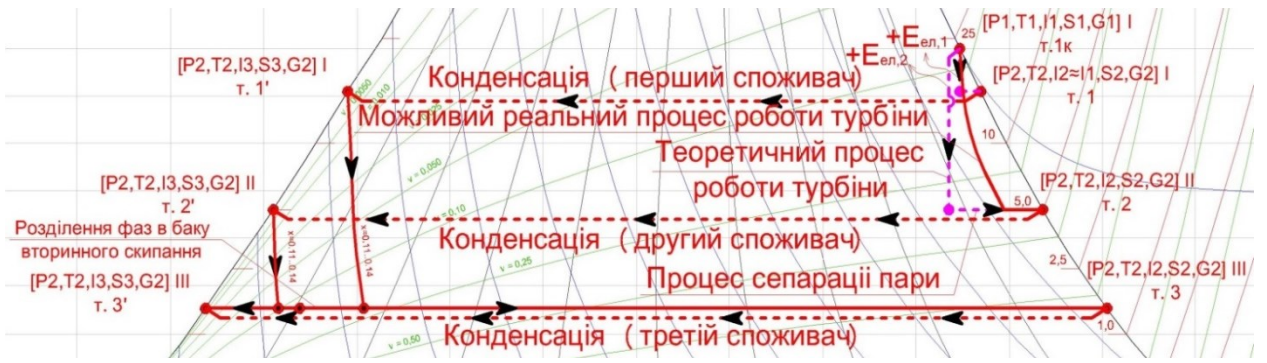


Рис. 0.8.1. Фрагмент TS-діаграми води та водяної пари. Характерні термодинамічні процеси паралельної схеми паропостачання промислового підприємства з використанням динамічного потенціалу гострої насиченої пари



Рис. 0.8.2. Фрагмент TS-діаграми води та водяної пари. Характерні термодинамічні процеси послідовної схеми паропостачання промислового підприємства з використанням динамічного потенціалу перегрітої пари вторинного скипання

Для оцінки потужності турбіни залежно від параметрів технології може бути використаний підхід, наведений нижче. Потужність турбіни в результаті визначається за формулою (5.8.1). Витрата пари на турбіну визначається згідно залежності

$$G_{\text{турб}} = \frac{n+1}{n} \cdot G_{\text{БВС}} = \frac{n+1}{n} \cdot \sum_1^i G_{i,\text{БВС}} \cdot \frac{\sum_1^i (G_{i,\text{БВС}} \cdot I_{i,\text{к,БВС}}) - I_{\text{вих,БВС}}}{r_{\text{р=рБВС}}}, \text{ т/год} \quad (0.8.1)$$

Параметри СПЕ знаходиться згідно номограм. Ентальпія пари перед турбіною визначається згідно залежності

$$I_{\text{турб}} = I_{\text{СПЕ}} + \frac{G_{i+1} \cdot (I_{\text{гостр}} - I_{i+1})}{G_{\text{турб}}}, \text{ кДж/кг} \quad (0.8.2)$$

При застосуванні послідовної схеми паропостачання промислового підприємства з використанням динамічного потенціалу перегрітої пари вторинного скипання можливо досягнення додаткової електричної потужності на рівні (135-140, кДж/кг)х(G_{III}, кг/с) при використанні

пристроїв з невисоким відносним внутрішнім ККД на рівні 35-40% та (215-250, кДж/кг) \times (G_{III} , кг/с) – з відносним внутрішнім ККД 60-70% та ступенем сухості вихідної пари не менше 95-96%.

Для аналізу термодинамічних параметрів застосовують аналітичний підхід [46].

Для оцінки термодинамічних станів в кожній точці циклу системи паропостачання промислового підприємства може використовуватися система автоматизованого проектування (САПР) Cool Pack ver. 1.50. Програмний комплекс дозволяє будувати термодинамічні процеси та оцінювати параметри (температуру, тиск, питому ентальпію, питомих об'єм, питому ентропію та ступінь сухості) робочого тіла в будь-яких термодинамічних процесах.

Для оцінки енергетичних показників комбінованих систем, можна застосовувати покроковий підхід (з фіксацією всіх термодинамічних параметрів точок відповідного кроку, табл. 2):

Крок 1. Базуючись на схемах (рис. 5.7.3-5.7.6) будуються відповідні тепломеханічні схеми підприємства до модернізації та після модернізації.

Крок 2.1. Будується процес нагріву та кипіння води і перегріву пари в котлоагрегаті. Для всіх варіантів приймається температура води, що повертається циркуляційними насосами в котлоагрегат, на рівні 100 °С (спрощено може відповідати температурі першого технологічного споживача). Процес нагріву спрощено показується, як такий, що накладається на криву насичення води. Даний крок маркується точками 1 та 2 (тут і далі див. рис. 5.8.1 та 5.8.2).

Крок 2.2. Будується процес кипіння (ізобарно-ізотермічний). Процес маркується точками 2 та 3.

Крок 3. Обирається перший турбоагрегат. Турбоагрегат обирається відповідно до доступних параметрів тиску та температури (перший турбоагрегат, як правило протитисковий). Вибір турбоагрегату може здійснюватися за даними найбільших світових виробників турбоагрегатів: Bradken, Inc., Mitsubishi Heavy Industries America, Inc., Turboatom (АТ «Українські енергетичні машини»), Bharat Heavy Electricals Limited (BHEL), Siemens Energy, General Electric Co.

Крок 4. Будується процес перегріву пари (ізобарний, кінцева температура відповідає температурі пари на вході до вибраної на кроці 3 турбіни та температурі пари за котлоагрегатом). Даний крок маркується точками 3 та 4.

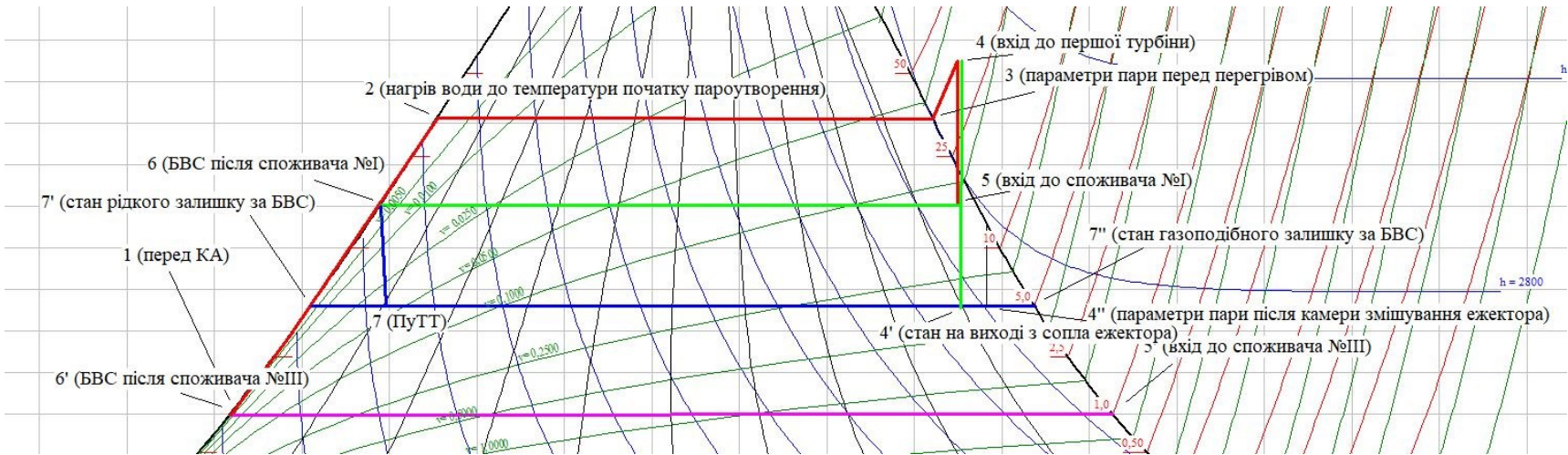


Рис. 5.8.1. Процес «котел-перша турбіна-споживач №I-БВС-СПЕ» (відповідає крокам 1-9 розділу 5.9)

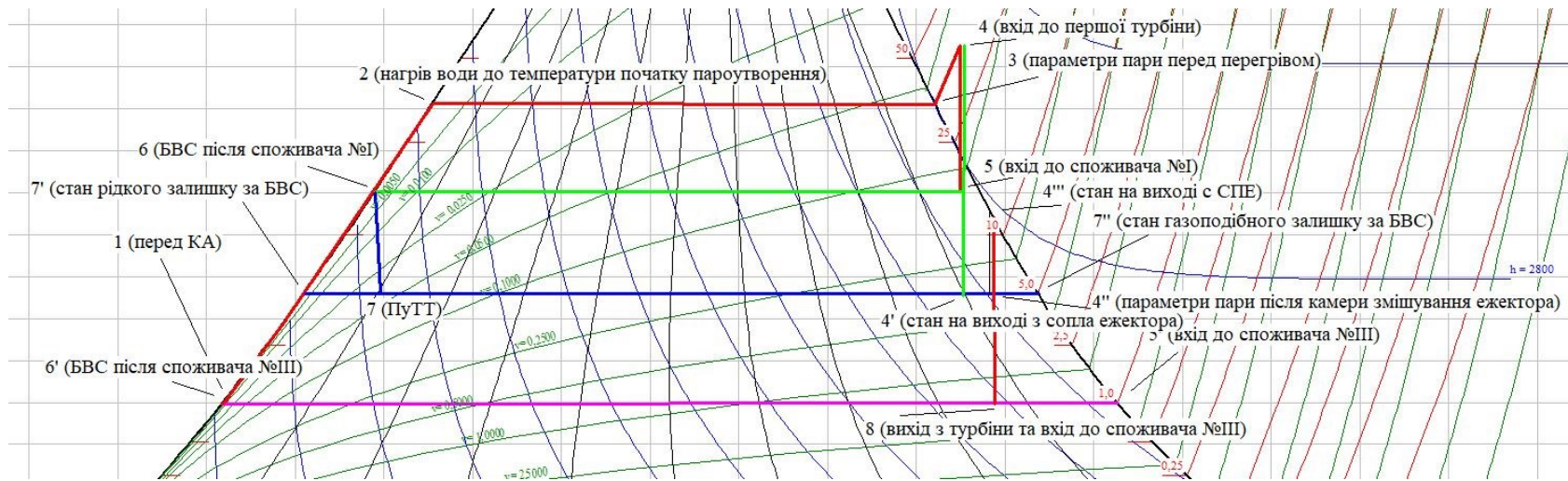


Рис. 5.8.2. Процес «котел-перша турбіна-споживач №I-БВС-СПЕ-друга турбіна-споживач №III» (відповідає крокам 1-11 розділу 5.9)

Крок 5. Будується теоретичний процес розширення пари в першому турбоагрегаті (ізоентропне розширення). Параметри пари за турбіною відповідають параметрам, які необхідні для протікання технологічного процесу в першого споживача. Даний крок маркується точками 4 та 5.

Рис. 8. Побудова процесу «котел-перша турбіна-поживач №I» (відповідає крокам 1-5).

Крок 6.1. Будується ізобарно-ізотермічний процес повної конденсації технологічного споживача №I. Даний крок маркується точками 5 та 6.

Крок 6.2. Будується ізобарно-ізотермічний процес, характерний для параметрів споживача №III. Даний крок маркується точками 5' та 6'.

Крок 7. Будується процес розділення фаз в баку вторинного скипання. Процес розділення фаз в баку вторинного скипання – політропний, ідеалізовано для побудови представлений однією адіабатою та двома ізотермами (кожна відповідно з переходом по лінії насичення до стану води 7' та стану сухої насиченої пари 7''). Процес протікає до тиску, характерного для баку БВС. В прикладі БВС знаходиться під тиском 5 Бар. Даний крок маркується точками 6 та 7 (7'/7'').

Крок 8. Будується процес розширення гострої пари в дозвуковому соплі ежектора. Процес маркується точками 4 та 4'.

Крок 9. Будується процес в камері змішування ежектора. Точка потребує чисельного розрахунку ентальпії результуючої пари у випадку, коли матеріальні баланси визначені енергетичними параметрами підприємства. Приймається витрата пари споживача №I – G_I . Втрата матеріального балансу в БВС – може прийматися попередньо за відсутності технологічних даних $\eta_{БВС}=10\%$. Таким чином визначають і витрату «м'ятої» пари складе $G_I \times \eta_{БВС}$. Витрата гострої пари в практиці може бути обмежена продуктивністю КА. Витрату гострої пари для попередніх розрахунків можна приймати таким чином, щоб результуюча ентальпія перед дифузоровим ежектора, що може бути визначена за системою нижче, знаходилася в діапазоні ентальпій точок 4' та 7'').

$$\left\{ \begin{array}{l} (G_I \times \eta_{БВС} + G_{ГП}) \times h_{4''} = G_I \times \eta_{БВС} \times h_{7''} + G_{ГП} \times h_{4'} \\ h_{4''} = \frac{G_I \times \eta_{БВС} \times h_{7''} + G_{ГП} \times h_{4'}}{G_I \times \eta_{БВС} + G_{ГП}} \\ G_{ГП} = \frac{G_I \times \eta_{БВС} \times (h_{7''} - h_{4''})}{h_{4''} - h_{4'}} \end{array} \right.$$

Крок 9. Будується процес в дифузорі СПЕ. Процес – ізоентропний та маркується точками 4'' та 4'''.

Крок 10. Згідно додатків з технічними характеристиками турбін підбирається турбоагрегат перед споживачем №III. В даному прикладі підходить турбіна серії S20-S30.

Крок 11. Будується процес розширення пари в турбіні (ідеальний процес). Процес – ізоентропний та маркується точками 4''' та 8.

Розрахунок матеріально-енергетичних балансів включає збір та додатковий розрахунок базових параметрів енергетичного господарства.

Запитання для самоконтролю

1. Наведіть паралельну схему паропостачання промислового підприємства з використанням пари вторинного скипання та поверненням конденсату.
2. Наведіть послідовну схему паропостачання промислового підприємства з використанням пари вторинного скипання та поверненням конденсату.
3. Наведіть характерні термодинамічні процеси паралельної та послідовної схем паропостачання промислового підприємства.
4. На яких підходах треба базуватися при будівництві енергоефективних систем паропостачання промислових підприємств.
5. Наведіть особливості термодинамічного аналізу роботи систем паропостачання промислових підприємств із застосуванням турбін малої потужності

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Верховна рада України, *Закон України Про ринок електричної енергії*, 2024.
2. Верховна Рада України, *Закон України Про використання ядерної енергії та радіаційну безпеку*, 2024.
3. А. В. Борисенко та В. А. Пешко, *Основи теплової енергетики: конспект лекцій: навч. посіб. для здобувачів ступеня бакалавра за спеціальністю 105 Прикладна фізика та наноматеріали*, Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021, 149с.
4. В. А. Пешко, І. С. Беднарська та Т. В. Шелешей, *Теплові схеми та діаграми режимів теплових електростанцій та установок*, Київ: Національний технічний університет України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського", 2023. - 180с.
5. Z. Wang, *Design of Solar Thermal Power Plants*, Academic Press, 2019. - 475p.
6. R. DiPippo, *Geothermal Power Generation*, Woodhead Publishing, 2016. - 387p.
7. S. Basu та A. K. Debnath, *Power Plant Instrumentation and Control Handbook (Second Edition). A Guide to Thermal Power Plants*, Academic Press, 2019. -400p.
8. D. K. Sarkar, *Thermal Power Plant: Design and Operation*, Elsevier, 2015. - 592p.
9. «Міністерство енергетики України,» Міністерство енергетики України, 2023. URL: <https://www.mev.gov.ua/>. (дата звернення: 12.07.2024)
10. «Gravity Storage». URL: <https://heindl-energy.com/> (дата звернення: 12.07.2024)
11. Energy Vault, Inc., «Ides,» Energy Vault, Inc., 2022. URL: <https://www.energyvault.com/ides> (дата звернення: 15.07.2024)
12. О. А. Буряк, «Гравітаційний акумулятор енергії». Україна Патент 117839, 10 Липень 2017.
13. А. Л. Охріменко, «Гравітаційний генератор електроенергії». Україна Патент 44027, 10 Вересень 2009.

14. Global Change Data Lab, «Our World in Data,» Global Change Data Lab, 2024. URL: <https://ourworldindata.org/>. (дата звернення: 22.08.2024).
15. Advantage Austria Kyiv - офіційний портал австрійського бізнесу. URL: <https://www.advantageaustria.org/ua/servicecenter/Buero-Kiew.en.html> (дата звернення: 22.08.2024).
16. J. Liu, J. Wang та J. Cardinal, «Evolution and reform of UK electricity market,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, № Volume 161, 2022.
17. B. Davíðsdóttir, Towards an Icelandic Sustainable Energy System: Relying on Domestic Renewable Energy. CHAPTER 17. Successful Public Policy in the Nordic Countries: Cases, Lessons, Challenges, Oxford University Press, 2022. P.555.
18. International Trade Administration, «Офіційний веб-сайт Адміністрації міжнародної торгівлі,» International Trade Administration. URL: <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/italy-natural-gas-renewable-energy>. (дата звернення 09.09.2024).
19. China Policy In Focus, «China Policy In Focus,» Lin Jones. URL: <https://sites.google.com/site/chinapolicyinfocus/china-s-energy-and-environment-policy/the-development-of-china-s-energy-institutions>. (дата звернення 10.09.2024).
20. О. М. Олійник, «Розділ 5.3,» в *Стан та перспективи розвитку енергетичної галузі Китаю: перспективи співпраці для України*, 2018, pp. с. 271-281.
21. Адміністрація міжнародної торгівлі, «Офіційний веб-сайт Адміністрації міжнародної торгівлі,» International Trade Administration. URL: <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/germany-energy>. (дата звернення: 20.04.2024).
22. J. Park та B. Kim, «An analysis of South Korea's energy transition policy with regards to offshore wind power development,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, № Volume 109, 2019, pp. 71-84.
23. С. В. Казанський, «Розділ 13. Книга 2. Пізнання й досвід – шлях до сучасної енергетики,» в *Енергетика Росії на початку ХХ століття*.
24. Pogosov A., Priymak A., Malkin E., Kulinko E. Analiz poroga ekonomiceskoj celesoobraznosti ekspluatacii TES i puti ih vozmoznoj modernizacii na primere

vnedrenia castotnykh preobrazovatelej dlya pitatel'nykh elektronasosov. Construction of optimized energy potential. 2015. T. 2. № 16. С. 63-69.

25. Машанова О.Є. Теплові електричні станції: навчально-методичний посібник. Запоріжжя: ЗДІА, 2011. - 171 с.
26. Вікіпедія, «Гідроенергетика,» Вікіпедія. URL: <https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D1%96%D0%B4%D1%80%D0%BE%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B5%D1%82%D0%B8%D0%BA%D0%B0> (дата звернення 11.09.2024)
27. Вікіпедія, «Малі ГЕС України,» Вікіпедія. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%9C%D0%B0%D0%BB%D1%96_%D0%93%D0%95%D0%A1_%D0%A3%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D0%B8 (дата звернення 11.09.2024)
28. Solargis, «Solar resource maps of Ukraine,» Solargis. URL: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/ukraine>. (дата звернення 11.09.2024).
29. Baral S. Experimental and Techno-Economic Analysis of Solar-Geothermal Organic Rankine Cycle Technology for Power Generation in Nepal. International Journal of Photoenergy. 2019. № 2019. С. 5814265.
30. Держенергоефективності України, «Вітроенергетика,» Держенергоефективності України URL: <https://sae.gov.ua/uk/ae/windenergy> (дата звернення 11.09.2024).
- 31] Castellani F., Astolfi D., Peppoloni M., Natili F., Buttà D., Hirschl A. Experimental Vibration Analysis of a Small Scale Vertical Wind Energy System for Residential Use. Machines. 2019. T. 7. № 35. P. 19.
32. Вікіпедія, «Цикл Ранкіна,» Вікіпедія,. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%A6%D0%B8%D0%BA%D0%BB_%D0%A0%D0%B0%D0%BD%D0%BA%D1%96%D0%BD%D0%B0. (дата звернення 19.09.2024)
33. М.С. Бондаренко, О.С. Єлеонська Теплові та атомні електричні станції і установки: навчальний посібник. Миколаїв, НУК, 2022. –131 с.
- 34.

- Енергетика: історія, сучасність і майбутнє, «3.1. Еволюція парових турбін та їх основні типи,» Енергетика: історія, сучасність і майбутнє, 2012-2013.]. URL: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-1/section-3/3-1> (дата звернення 25.09.2024).
35. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє, «Енергетика: історія, сучасність і майбутнє (присвячується Світлані Григорівні Плачковській),» Київ, 2023. - 187с.
36. Вікіпедія, «Теплова електростанція,» 2024. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%A2%D0%B5%D0%BF%D0%BB%D0%BE%D0%B2%D0%B0_%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D1%86%D1%96%D1%8F (дата звернення 11.10.2024)
37. В. А. Маляренко, О. Л. Шубенко, С. Ю. Андрєєв, М. Ю. Бабак та О. В. Сенецький, Когенраційні технології в малій енергетиці, Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2018. - 332с.
38. Serrano-Arévalo T. I., Díaz-Alvarado F. A., Tovar-Facio J., Ponce-Ortega J. M. The impact of circular economy indicators in the optimal planning of energy systems. *Sustainable Production and Consumption*. 2024. № 44. P. 234-249.
39. Малкін Е. С., Погосов О. Г. Оцінка вторинних енергоресурсів та напрямки підвищення енергоефективності при реконструкції систем паропостачання промислових підприємств. Вентиляція, освітлення та теплогазопостачання. 2015. № 18. С. 106-112.
40. Feng J., Cheng X., Yan Y., Zhao L., Dong H. Thermodynamic and thermo-economic analysis, performance comparison and parameter optimization of basic and regenerative organic Rankine cycles for waste heat recovery. *Case Studies in Thermal Engineering*. 2023. № 52. P. 103816.
41. N. Hajjaligol , A. Fattahi , N. Karimi , M. Jamali та S. Keighobadi, «Hybridized power-hydrogen generation using various configurations of Brayton-organic flash Rankine cycles fed by a sustainable fuel: Exergy and exergoeconomic analyses with ANN prediction,» *Energy*, № 290, p. 130166, 2024.
42. Chowdhury A. S., Ehsan M. M. A Critical Overview of Working Fluids in Organic Rankine, Supercritical Rankine, and Supercritical Brayton Cycles Under Various Heat Grade Sources. *International Journal of Thermofluids*. 2023. № 20. P. 100426.

43. Chaimongkol N. P., Deethayat T., Wang D., Kiatsiriroat T. Waste heat harvesting from continuous blowdown for power generation via organic Rankine cycle network: Case study of a coal-fired power plant. *Results in Engineering*. 2023. № 20. P. 101543.
44. Ja'fari M., Khan M. I., Al-Ghamdi S. G., Jaworski A. J., Asfand F. Waste heat recovery in iron and steel industry using organic Rankine cycles. *Chemical Engineering Journal*. 2023. № 477. P. 146925.
45. Погосов О. Г., Чепурна Н. В., Пасічник П. О., Кулінко Є. О., Дорошенко А. А. Сучасні системи тепло- та паропостачання промислових підприємств при застосуванні глибокої утилізації енергетичного потенціалу технологічної пари. Вентиляція, освітлення та теплогазопостачання. 2023. Т. 45. С. 42-51.
46. О. Г. Погосов та ін., Парові та газові турбіни: методичні вказівки до виконання розрахунково-графічної роботи, Київ: Київський національний університет будівництва і архітектури, 2023.
47. Державна служба статистики, «Державна служба статистики,» Держстат України, 1998-2023. URL: <https://www.ukrstat.gov.ua/> (дата звернення 05.12.2024).

**Баланси генерації та споживання електричної енергії
в Україні в 2019-2020 роках**

Таблиця А.1

**Установлена потужність і відпуск електроенергії за типами
електростанцій [47]**

Типи генеруючих підприємств	Установлена потужність електростанцій на кінець року, тис. кВт <i>/ Power plants capacity by year-end, thsd. kW</i>		Відпуск електроенергії, млн. кВт·год / <i>Electricity output, mln. kW-h</i>		Types of generating enterprises
	2019	2020	2019	2020	
Усього	51444	55138	141213	137197	Total
у тому числі					including
теплові електростанції	22265	22311	40910	36300	heat power plants
теплоелектроцентраль	5855	5890	10738	12837	combined heat and power plants
атомні електростанції	13835	13835	77948	71249	nuclear power plants
гідроелектростанції ¹	6326	6335	7712	7415	hydro power plant ¹
інші електростанції	3163	6767	3906	9396	other power plants
з них					of which
вітрові електростанції	795	1110	1760	3271	wind power plants
сонячні електростанції	1953	5194	1883	5684	solar power plants
¹ З урахуванням гідроакumuлюючих електростанцій / <i>Including pumped hydro power plants</i>					

**Установлена потужність і відпуск теплоенергії
за типами генеруючих підприємств (установок) [47]**

Типи генеруючих підприємств	Установлена потужність електростанцій на кінець року, Гкал / год / <i>Power plants capacity by year-end, Gcal/h</i>		Відпуск теплоенергії, тис. Гкал / <i>Output heat, thsnd. Gcal</i>		Types of generating enterprises
	2019	2020	2019	2020	
Усього Total	129045	113384	91009	88954	Total
у тому числі					including
теплові електростанції	4240	4207	1241	1125	heat power plants
теплоелектроцентраль	31959	29896	26733	25517	combined heat and power plants
атомні електростанції	2596	2596	1443	1387	nuclear power plants
теплоцентралі (котельні)	83974	70485	53954	52954	heat plants
утилізаційні установки	4138	4358	6656	7088	utilization units
інші установки	2138	1843	983	883	other units

Енергетичний баланс України за 2019 рік [47]

Тисяч тонн нафтового еквівалента / Thousand tonnes of oil equivalent												
ПОСТАЧАННЯ ТА СПОЖИВАННЯ	Вугілля й торф / Coal & peat	Сира нафта / Crude oil	Нафто-продукти / Oil	Природний газ / Natural Gas	Атомна енергія / Nuclear	Гідро-електро-енергія / Hydro	Вітрова, сонячна енергія / Вітрова, сонячна енергія /	Біопаливо та відходи /	Електро-енергія / Electricity	Тепло-енергія / Heat	Усього / Total	SUPPLY AND CONSUMPTION
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Виробництво	14446	2478	-	16318	21771	560	426	3786	-	667	60452	Production
Імпорт	13239	1341	10383	9506	-	-	-	48	192	-	34708	Imports
Експорт	-49	-54	-756	-	-	-	-	-442	-540	-	-1841	Exports
Міжнародне бункерування	-	-	-121	-	-	-	-	-	-	-	-121	Intl. Bunkers
Зміна запасів	-1561	20	184	-2441	-	-	-	-43	-	-	-3840	Stock changes
Загальне постачання первинної енергії	26076	3786	9690	23383	21771	560	426	3349	-348	667	89359	TPES
Міжпродуктові передачі	-	-135	142	-	-	-	-	-	-	-	7	Transfers
Статистичні розбіжності	193	-	-266	-284	-	-	-	-	-	-	-357	Statistical differences
Електростанції	-11620	-	-119	-309	-21627	-560	-426	-24	11907	-49	-22826	Electricity Plants
Теплоелектро-централі (ТЕЦ)	-2012	-	-37	-3242	-144	-	-	-154	1231	2759	-1599	CHP Plants

Продовження дод. А
Продовження табл. А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Теплоцентралі	-532	-	-32	-4664	-	-	-	-790	-	5700	-317	Heat Plants
Коксові підприємства (доменні печі)	-2662	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-2662	Blast furnaces
Газові підприємства	-37	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-37	Gas works
Підприємства з виробництва брикетів	-1784	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-1784	Coke/pat.fuel/BKB plants
Нафтопереробні підприємства	-	-3768	1239	-	-	-	-	-	-	-	-2529	Oil Refineries
Нафтохімічні підприємства	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Petrochemical plants
Інші підприємства з перетворення	-133	135	-	-	-	-	-	-291	-	-	-288	Other Transformation
Власне споживання енергетичним сектором	-637	-3	-60	-709	-	-	-	-	-1344	-897	-3650	Energy industry own use
Втрати при транспортуванні та розподіленні	-536	-6	-	-696	-	-	-	-	-1413	-1001	-3652	Losses
Кінцеве споживання	6316	9	10558	13479	-	-	-	2091	10033	7179	49665	TFC
Промисловість	5127	1	516	2717	-	-	-	74	4178	3509	16122	INDUSTRY
Чорна металургія	4290	-	84	1410	-	-	-	7	1469	1194	8454	Iron and steel
Хімічна і нафтохімічна	2	-	14	177	-	-	-	1	322	674	1190	Chemical and petrochemical
Кольорова металургія	99	-	5	149	-	-	-	-	133	290	677	Non-ferrous metals

Продовження дод. А
Продовження табл. А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Неметалічні мінеральні продукти	652	-	56	398	-	-	-	15	215	70	1405	Non-metallic minerals
Транспортне устаткування	1	-	7	17	-	-	-	1	68	39	132	Transport equipment
Машинобудування	4	-	7	106	-	-	-	3	231	73	425	Machinery
Гірничодобувна (за виключенням палива)	48	-	207	266	-	-	-	2	803	78	1404	Mining and quarrying
Харчова та тютюнова	28	-	19	156	-	-	-	9	391	802	1406	Food and tobacco
Целюлозно-паперова і поліграфічна	-	-	1	18	-	-	-	-	79	137	235	Paper Pulp and Printing
Деревообробна та вироби з деревини	-	-	9	1	-	-	-	31	68	82	191	Wood and wood products
Будівництво	2	-	103	8	-	-	-	2	83	14	213	Construction
Текстильна і шкіряна	-	-	1	5	-	-	-	1	32	20	60	Textile and leather
Інші види промисловості	-	1	4	4	-	-	-	-	283	36	328	Non-specified
Транспорт	5	-	7830	1536	-	-	-	88	568	-	10026	TRANSPORT
Внутрішні авіап перевезення	-	-	182	-	-	-	-	-	-	-	182	Domestic aviation
Автомобільний	-	-	7486	20	-	-	-	88	-	-	7594	Road
Залізничний	5	-	27	-	-	-	-	-	460	-	492	Rail
Трубопровідний	-	-	-	1515	-	-	-	-	22	-	1537	Pipeline transport

Продовження дод. А
Закінчення табл. А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Внутрішнє судноплавство	-	-	134	-	-	-	-	-	-	-	134	Domestic Navigation
Інші види транспорту	-	-	-	1	-	-	-	-	86	-	87	Non-specified
Інші	676	-	1415	7744	-	-	-	1929	5288	3670	20720	OTHER
Побутовий сектор	280	-	27	6831	-	-	-	1858	3030	1980	14007	Residential
Торгівля та послуги	389	-	142	817	-	-	-	43	1939	1502	4831	Comm. and Publ. Services
Сільське господарство	7	-	1244	96	-	-	-	28	316	188	1878	Agriculture / forestry
Рибальство	-	-	1	-	-	-	-	-	3	-	4	Fishing
Інші споживачі	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Non-specified
Неенергетичне використання	509	8	797	1482	-	-	-	-	-	-	2796	NON-ENERGY USE
Промисловий та енергетичний сектор, сектор перетворення	509	7	390	1482	-	-	-	-	-	-	2388	In Industry / Transf./Energy
<i>з яких: сировина для промисловості</i>	-	-	111	1384	-	-	-	-	-	-	1496	<i>of which: Feedstocks</i>
На транспорті	-	-	11	-	-	-	-	-	-	-	11	in Transport
В інших секторах	-	1	396	-	-	-	-	-	-	-	397	in other

¹ Без урахування тимчасово окупованої території Автономної Республіки Крим і м.Севастополя та частини тимчасово окупованих територій у Донецькій та Луганській областях. / Excluding temporarily occupied territories of Autonomous Republic of Crimea, Sebastopol and part of the temporarily occupied territories in Donetsk and Luhansk regions.

Енергетичний баланс України за 2020 рік [47]

Тисяч тонн нафтового еквівалента / Thousand tonnes of oil equivalent												
ПОСТАЧАВАННЯ ТА СПОЖИВАННЯ	Вугілля й торф / Coal & peat	Сира нафта / Crude oil	Нафтопродукти / Oil products	Природний газ / Natural Gas	Атомна енергія / Nuclear	Гідроелектроенергія / Hydro	Вітрова, сонячна енергія / Geotherm. solar	Біопаливо та відходи / Biofuels & waste	Електроенергія / Electricity	Теплоенергія / Heat	Усього / Total	SUPPLY AND CONSUMPTION
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Виробництво	12753	2476	-	15856	19994	650	794	4438	-	56	57017	Production
Імпорт	11036	1815	10132	7386	-	-	-	53	234	-	30655	Imports
Експорт	-39	-116	-226	-	-	-	-	-424	-442	-	-1246	Exports
Міжнародне бункерування	-	-	-32	-	-	-	-	-	-	-	-32	Intl. Bunkers
Зміна запасів	-903	21	72	602	-	-	-	176	-	-	-32	Stock changes
Загальне постачання первинної енергії	22847	4196	9947	23844	19994	650	794	4243	-208	56	86363	TPES
Міжпродуктові передачі	-	10	-9	-	-	-	-	-	-	-	1	Transfers
Статистичні розбіжності	320	-33	-1176	-138	-	-	-	-	-206	-	-1234	Statistical differences
Електростанції	-9941	-	-27	-404	-19855	-650	-794	-59	11343	-55	-20442	Electricity Plants

Продовження дод. А
Продовження табл. А.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Теплоелектро- централі (ТЕЦ)	-1740	-	-57	-3849	-139	-	-	-193	1417	2902	-1658	CHP Plants
Теплоцентралі	-420	-	-34	-4871	-	-	-	-1500	-	6309	-515	Heat Plants
Коксові підприємства (доменні печі)	-2415	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-2415	Blast furnaces
Газові підприємства	-33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-33	Gas works
Підприємства з виробництва брикетів	-1460	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-1460	Coke/pat.fuel/BKB plants
Нафтопереробні підприємства	-	-4153	1044	-	-	-	-	-	-	-	-3108	Oil Refineries
Нафтохімічні підприємства	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Petrochemical plants
Інші підприємства з перетворення	-109	-	-10	-	-	-	-	-308	-	-	-427	Other Transformation
Власне споживання енергетичним сектором	-655	-5	-33	-703	-	-	-	-1	-1258	-1007	-3662	Energy industry own use
Втрати при транспортуванні та розподіленні	-572	-7	-1	-700	-	-	-	-	-1328	-1028	-3637	Losses
Кінцеве споживання	5822	8	9646	13179	-	-	-	2181	9760	7177	47773	TFC
Промисловість	4885	-	639	2806	-	-	-	89	3946	3591	15956	INDUSTRY
Чорна металургія	4144	-	74	1438	-	-	-	17	1308	1164	8145	Iron and steel
Хімічна і нафтохімічна	1	-	4	139	-	-	-	2	341	759	1247	Chemical and petrochemical

Продовження дод. А
Продовження табл. А.4

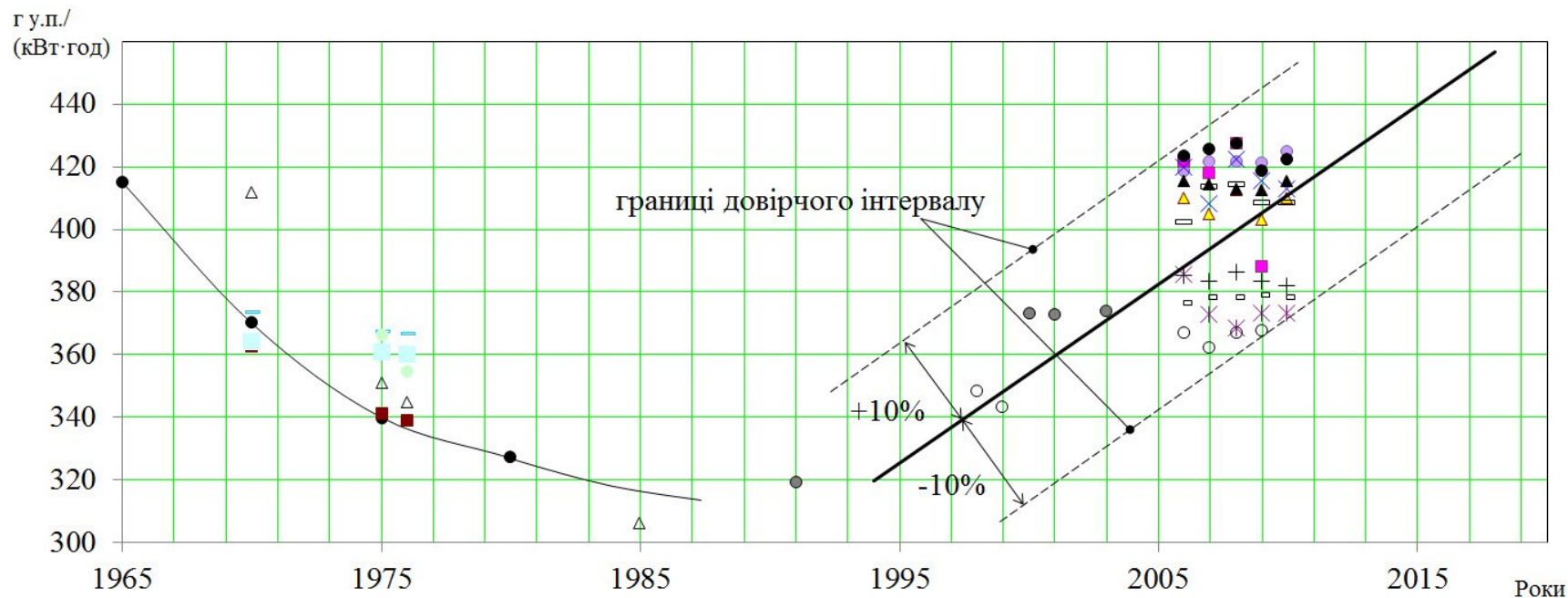
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Кольорова металургія	94	-	9	158	-	-	-	-	128	295	685	Non-ferrous metals
Неметалічні мінеральні продукти	609	-	220	463	-	-	-	14	209	66	1582	Non-metallic minerals
Транспортне устаткування	-	-	5	80	-	-	-	-	67	34	188	Transport equipment
Машинобудування	4	-	9	111	-	-	-	2	211	64	401	Machinery
Гірничодобувна (за виключенням палива)	8	-	126	218	-	-	-	1	824	71	1248	Mining and quarrying
Харчова та тютюнова	23	-	21	161	-	-	-	23	394	840	1463	Food and tobacco
Целюлозно-паперова і поліграфічна	-	-	2	21	-	-	-	-	79	144	245	Paper Pulp and Printing
Деревообробна та вироби з деревини	-	-	6	1	-	-	-	24	69	97	197	Wood and wood products
Будівництво	-	-	150	8	-	-	-	2	82	12	254	Construction
Текстильна і шкіряна	-	-	-	5	-	-	-	1	28	17	52	Textile and leather
Інші види промисловості	-	-	14	2	-	-	-	2	204	27	249	Non-specified
Транспорт	3	-	6808	659	-	-	-	51	491	-	8012	TRANSPORT
Внутрішні авіап перевезення	-	-	89	-	-	-	-	-	-	-	89	Domestic aviation
Автомобільний	-	-	6697	18	-	-	-	51	-	-	6766	Road
Залізничний	3	-	21	-	-	-	-	-	396	-	420	Rail
Трубопровідний	-	-	-	639	-	-	-	-	24	-	663	Pipeline transport
Внутрішнє судноплавство	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	2	Domestic Navigation

Закінчення дод. А
Закінчення табл. А.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Інші види транспорту	-	-	-	2	-	-	-	-	71	-	73	Non-specified
Інші	560	-	1165	7451	-	-	-	2041	5323	3585	20126	OTHER
Побутовий сектор	133	-	33	6502	-	-	-	1893	3143	1896	13601	Residential
Торгівля та послуги	422	-	125	827	-	-	-	120	1854	1516	4863	Comm. and Publ. Services
Сільське господарство	5	-	1006	122	-	-	-	28	325	174	1660	Agriculture / forestry
Рибальство	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	2	Fishing
Інші споживачі	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Non-specified
Неенергетичне використання	375	8	1034	2263	-	-	-	-	-	-	3679	NON-ENERGY USE
Промисловий та енергетичний сектор, сектор перетворення	375	6	512	2263	-	-	-	-	-	-	3155	In Industry / Transf./Energy
<i>з яких: сировина для промисловості</i>	-	-	8	2166	-	-	-	-	-	-	2174	<i>of which: Feedstocks</i>
На транспорті	-	-	8	-	-	-	-	-	-	-	8	in Transport
В інших секторах	-	1	515	-	-	-	-	-	-	-	516	in other

¹ Без урахування тимчасово окупованої території Автономної Республіки Крим і м. Севастополя та частини тимчасово окупованих територій у Донецькій та Луганській областях / Excluding temporarily occupied territories of Autonomous Republic of Crimea, Sebastopol and part of the temporarily occupied territories in Donetsk and Luhansk regions.

Динаміка зміни питомих витрат умовного палива на відпущену електричну енергію [24]



- Старобешівська ТЕС (дод. А)
- Енергоблоки потужністю 300 МВт ([5] стор. 42, табл. 1.32)
- Енергоблоки потужністю 200 МВт ([5] стор. 42, табл. 1.32)
- △ Енергоблоки потужністю 800 МВт ([5] стор. 42, табл. 1.32)
- × Трипільська ТЕС (дод. А)
- + Криворізька ТЕС (дод. А)
- Середні витрати умовного палива на 1 кВт-год (по галузі) [16]
- Запорізька ТЕС (дод. А)
- ▲ Бурштинська ТЕС (дод. А)
- Слов'янська ТЕС (дод. А)
- Енергоблоки потужністю 150-160 МВт ([5] стор. 42, табл. 1.32)
- Енергоблоки потужністю 500 МВт ([5] стор. 42, табл. 1.32)
- ▲ Змійська ТЕС (дод. А)
- × Вуглегірська ТЕС (дод. А)
- Придніпровська ТЕС (дод. А)
- Ладизинська ТЕС (дод. А)
- Добротвірська ТЕС (дод. А)
- Середні витрати умовного палива на 1 кВт-год ([5] стор. 44, рис. 1.5)
- Середні витрати умовного палива на 1 кВт-год [6]

Навчальне видання

ПОГОСОВ Олександр Григорович,
ПАСІЧНИК Павло Олександрович,
ГЛАМАЗДІН Павло Михайлович,
КУЛІНКО Євген Олександрович,
КОВАЛЕНКО Надія Олександрівна

ПАРОВІ ТА ГАЗОВІ ТУРБІНИ

Конспект лекцій

Комп'ютерне верстання *Т.І. Кукарєвої*

Ум. друк. арк. 10,93. Обл.-вид. арк. 11,75.

Електронний документ. Вид № 106/V-25

Виконавець і виготовлювач

Київський національний університет будівництва і архітектури
Проспект Повітряних Сил, 31, Київ, Україна, 03037

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру суб'єктів
видавничої справи ДК № 808 від 13.02.2002 р.