

Лекція. Вступ до курсу.

1. Структура енергетичної галузі.

Основними ланками електроенергетики є (рис. 1.1): генерація, передача, диспетчерське управління, розподіл.

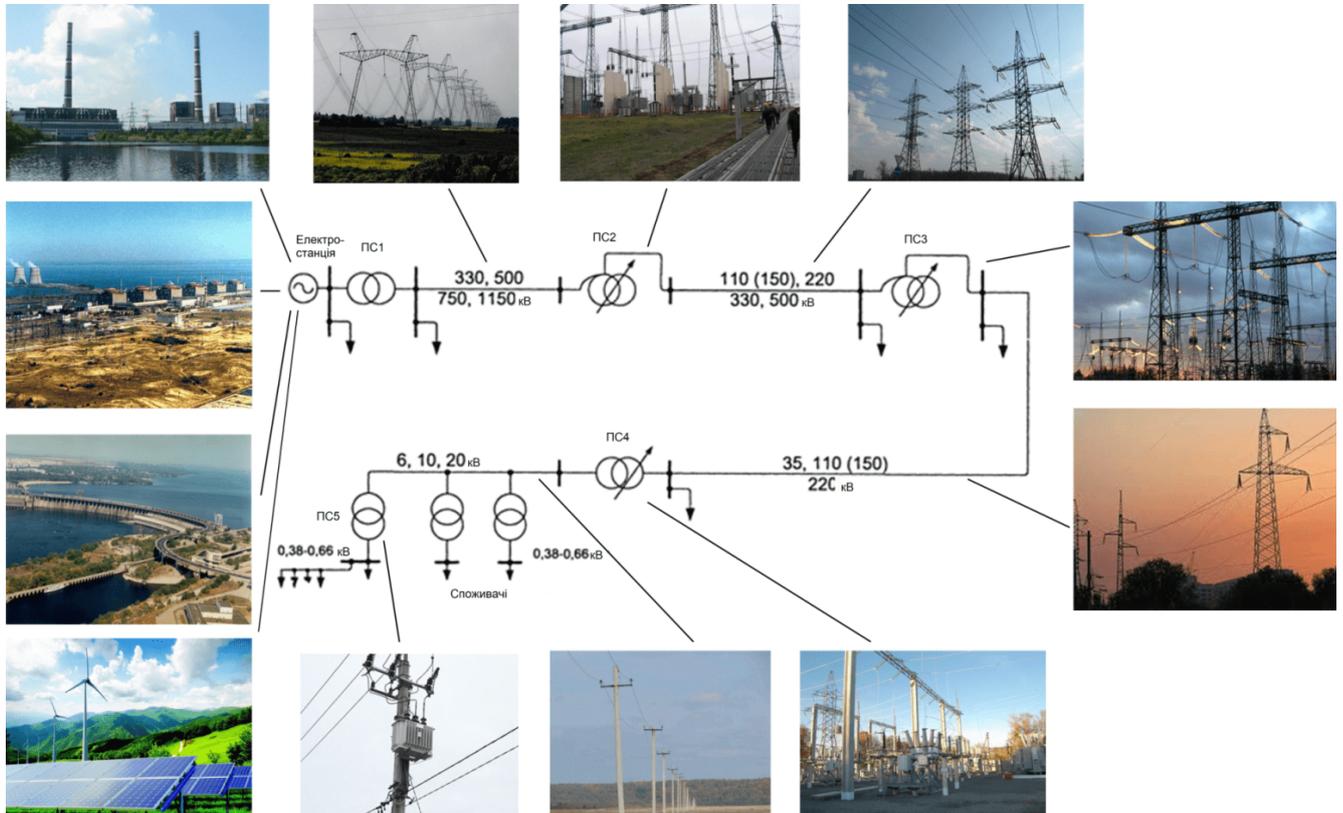


Рис. 1.1. Структура енергетичної системи.

2. Основні особливості електроенергетики.

2.1. Електроенергію важко економічно зберігати.

Вся електроенергія повинна вироблятися в той самий час, коли вона споживається. Попит суттєво коливається. Тому оптові ціни на електроенергію коливаються в залежності від попиту і пікова електроенергія може коштувати в 10 разів дорожче ніж базова (рис. 1.2).

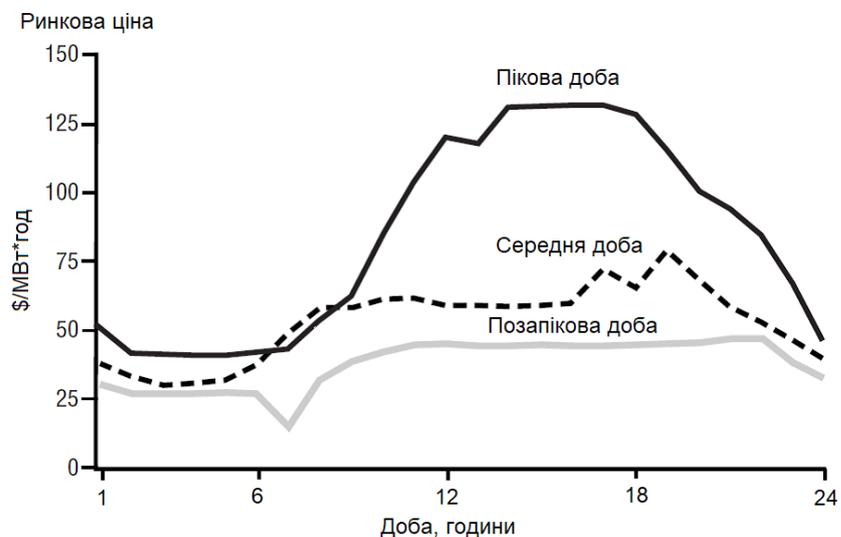


Рис. 1.2. Добовий графік цін для New York City [1].

2.2. В мережі електроенергія обирає шлях найменшого опору. Неможливо змусити електроенергію обрати шлях визначений диспетчером.

2.3. Всі елементи електроенергетичної системи працюють і впливають один на одного.

Кожен інцидент, наприклад, відключення енергоблока або пошкодження потужної ЛЕП, впливає на всіх виробників та споживачів приєднаних до енергосистеми.

2.4. Виробництво повинно точно дорівнювати споживанню кожної секунди. Тому системний оператор повинен мати право наказувати певним генераторам збільшити або зменшити навантаження для забезпечення споживання кожної секунди.

ЛЕП не можуть бути перевантажені, а системний оператор повинен розробити аварійний план дій.

3. Джерела паливозабезпечення.

Всі енергетичні ресурси можна поділити на традиційні та нетрадиційні (рис. 1.3). У таблиці 1.1 наведені дані щодо розвіданих запасів енергоресурсів в Україні.

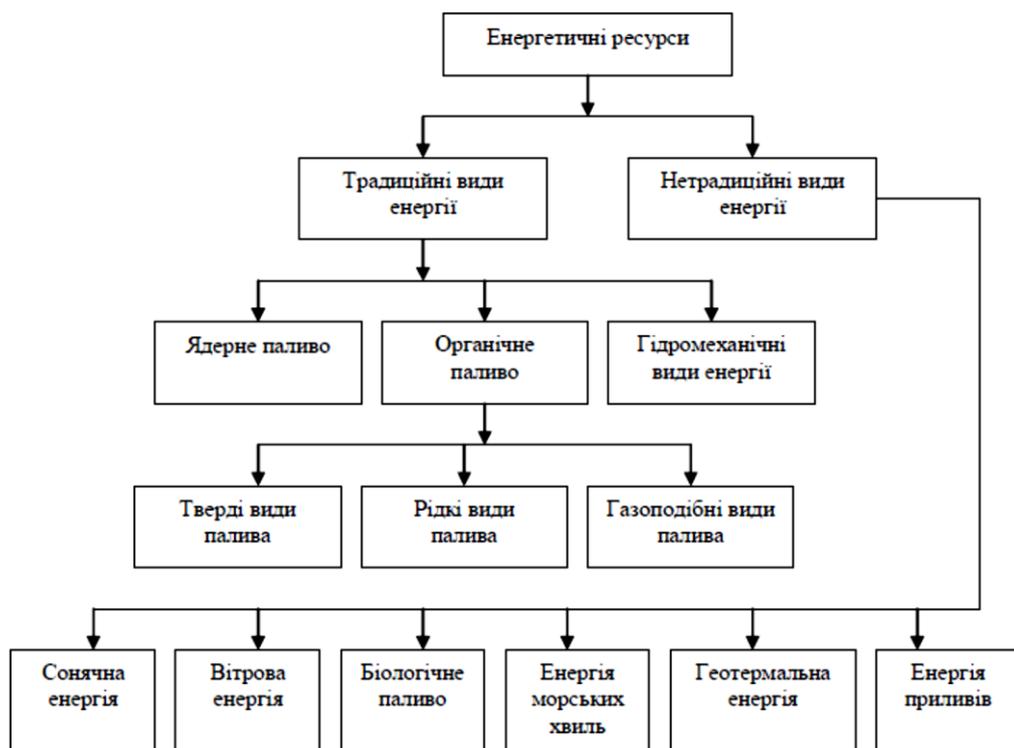


Рис. 1.3. Класифікація енергоресурсів.

Табл. 1.1. Розвідані запаси енергетичних ресурсів в Україні [2].

Ресурс	Розвідані запаси, млрд. т.у.п.	Частка, %
Вугілля	52,0 (з них 70 % енергетичне)	96,0
Нафта	0,92	1,7
Природний газ	1,25	2,3

Балансові (рентабельні для видобутку) запаси енергетичного вугілля на діючих шахтах складають 3,5 млрд. т.

Перспективні джерела енергетичних ресурсів в Україні:

- Буре вугілля – 8,5 млрд. т.
- Біопаливо – 5-9 млн. т.у.п./рік.
- Торф – 0,9 млрд. т.
- Лігніт.

Вугілля класифікується за марками (табл. 1.2), структура балансових запасів вугілля в Україні наведена на рис. 1.4.

Табл. 1.2. Основні характеристики марок вугілля.

Марки вугілля	Буквене позначення	Кількість вуглецю, %	Летючі речовини, %	Нижня теплота спалювання, ккал/кг
Буре	Б	≤76	≥41	3900-4500
Довгополум'яне	Д	76	≥39	4500-5500
Газове	Г	83	36	5000-6000
Пісне	П	90	10-15	5000-6500
Антрацити	А	≥91	<8	6000-7500

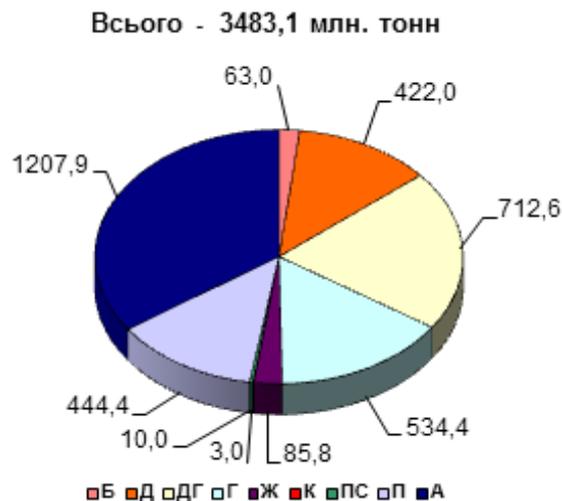


Рис. 1.4. Запаси вугілля в Україні [2].

4. Технологій виробництва електроенергії

Технології виробництва електроенергії можна класифікувати за видом джерела енергії, яке використовується для виробництва, а також за наявністю викидів CO₂ в процесі виробництва (табл. 1.3).

Розглянемо основні технології виробництва електроенергії більш детально.

4.1. Атомні електростанції:

Енергія виділена в процесі ядерної реакції використовується для виробництва пари. Пара обертає турбіни, які приводять генератори для виробництва електроенергії.

4.1.1. Найпоширенішою конструкцією є водо-водяний реактор під тиском (ВВЕР), в якому вода нагрівається до більш ніж 300°C під тиском у першому контурі, та генерує пару у другому контурі.

4.1.2. Менш розповсюджені киплячі реактори, де пара виробляється безпосередньо в реакторі та направляється до турбіни при аналогічній температурі та тиску.

4.2. Спалювання вугілля у факелі – розмелене вугілля подається в котел та спалюється для нагріву пари, яка обертає парову турбіну.

4.2.1. Докритичні параметри. Вода нагрівається у бойлері для виробництва пари при тиску меншому від критичний (22,1 МПа). При тиску більше 22,1 МПа відсутня різниця між водою та паром. Найбільш ефективні енергоблоки даного типу досягають ККД 38 %. Питомі капіталовкладення у докритичний енергоблок на 10-20% нижчі ніж у надкритичний блок.

4.2.2. Надкритичні та ультра-надкритичні (USC) технології. Надкритичні блоки використовують пару тиском 24-26 МПа, температурою до 580 °C та демонструють ефективність до 42-43 %. Сучасні USC блоки працюють при температурі до 620 °C, та тиску 25-29 МПа. Питомі капіталовкладення USC можуть бути на 10 % вищими ніж у надкритичних енергоблоків, внаслідок використання дорогих матеріалів та технологій.

4.2.3. Перспективні Ультразвукові надкритичні (A-USC) технології. Розвиток A-USC спрямований на досягнення ефективності 50 % та вище, це вимагає температури пари 700-760 °C та тиску 30-35 МПа. Матеріали для високотемпературних елементів базуються на нікелевих сплавах.

Контроль викидів пиловугільних енергоблоків є дуже витратним: установки десульфуризації (190-250 \$/кВт) та установки видалення NO_x (100-150 \$/кВт) (EIA).

Табл. 1.3. Класифікація технологій генерації.

Технології виробництва електроенергії											
Джерело енергії	Традиційні джерела енергії										
	Вугілля					Природний газ			H ₂	Ядерне паливо	
Без утилізації CO ₂	Докритичні ПВ*	Докритичні ЦКШ*	Суперкритичні ПВ*	Ультразвукові критичні ПВ	ПГУ з газифікацією*	ПГУ*	ГТУ*	Поршневі двигуни*	X	X	X
ВДЕ або утилізація CO ₂	X	X	X	Ультразвукові критичні ПВ з UV	ПГУ з UV та газифікацією*	ПГУ з UV*	X	X	Паливні елементи*	Киплячий вододводний реактор	Вододводний реактор
Технології виробництва електроенергії											
Джерело енергії	Відновлювані джерела енергії							Акумуляування			
	Біомаса		Вітер		Сонце	Геотермальна	Тверді відходи	Вода			
Без утилізації CO ₂	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
ВДЕ або утилізація CO ₂	Газифікація біомаси*	ЦКШ на біомасі*	ВЕС	Офшорні ВЕС	Фотоелектричні	Геотермальні*	Муниципальні тверді відходи*	ГЕС	ГАЕС	Li-ion	

ПВ – пиловугільні;

ЦКШ – циркулюючий киплячий шар;

ПГУ – паро-газова установка;

ГТУ – газо-турбінна установка;

UV – утилізація CO₂;

* може використовуватись у когенерації.

4.3. ПГУ з газифікацією вугілля (IGCC). Синтез газ виробляється з вугілля в газифікаторі, очищується та подається до газової турбіни, після якої тепло утилізується для виробництва пари, що обертає парову турбіну. Складність та витратність технології IGCC поки

не дозволяють їй досягти промислових масштабів. Небагато демонстраційних станцій потужністю 250-400 МВт з ефективністю на рівні 50 % успішно працюють.

4.4. При спалюванні у **циркулюючому киплячому шарі (ВФВ)**, вугілля подрібнюється, а не розмелюється, спалювання здійснюється при температурах нижчих ніж у пиловугільному бойлері. Висхідний потік повітря підтримує у топці турбулентний шар золи та вугілля. Великі частки вугілля, які виносяться повітрям сепаруються та повертаються до шару. Технологія підходить для використання широкого спектру палив, у тому числі низькоякісних.

Технологія не вимагає витратної очистки вихідних газів. Внаслідок зниженої температури у топці викиди NO_x є низькими. Додавання вапна у киплячий шар дозволяє зв'язати до 95% SO_2 .

4.5. **Газотурбінні установки (ГТУ)** є двигунами внутрішнього згоряння, які стискають повітря, змішують його з паливом, яке потім згоряє, отримані розпечені гази обертають газову турбіну для виробництва електроенергії. ККД установки досягає 41 %.

4.6. **Парогазові установки (ПГУ)** використовують одночасно парові та газові турбіни. В бойлері-утилізаторі корисно використовується теплота вихідних газів газової турбіни для виробництва пари, яка обертає парову турбіну. ККД установки досягає 61 %.

4.7. **Паливні елементи** за принципом роботи є подібними до батарейок, де хімічні елементи реагують з виділенням постійного струму, однак паливні елементи вимагають постійного підведення палива та окисника для підтримання хімічної реакції.

4.8. **Двигуни внутрішнього згоряння** є добре відомою технологією, що використовується в автомобілях, тепловозах, судах. Двигуни внутрішнього згоряння використовують вибух палива для пересування поршнів у циліндрах, перетворюючи лінійний рух поршня у обертання колінвалу для виробництва електроенергії.

4.9. **Фотоелементи** працюють за принципом прямого перетворення світла в електроенергію на атомному рівні. Деякі матеріали проявляють фотоелектричний ефект, який дозволяє їм абсорбувати фотони світла та генерувати електрони.

4.10. **Гідроелектростанції** використовують перепад води для генерації електроенергії. Турбіна перетворює кінетичну енергію води в механічну енергію. Потім генератор перетворює механічну енергію турбіни в електричну енергію.

4.11. На **гідроакумуючих електростанціях (ГАЕС)** насос закачує воду у верхній резервуар при низькому навантаженні системи. Накопичена вода використовується для виробництва електроенергії в гідротурбінах для покриття піків споживання.

5. Використання технологій генерації.

Ступінь розповсюдження технологій генерації можна проаналізувати на прикладі енергетичного сектору США (EIA).

Основні технології генерації: вугільні – 30 %; ПГУ – 19 %; відновлювані – 15 %; ГТУ та ДВС – 14 %; АЕС – 10 %; газо-мазутні ПТУ – 9 %.

Контрольні запитання до лекції 1.

- 1. Вкажіть ключові особливості електроенергетики, як галузі промисловості.*
- 2. Які перспективні паливно-енергетичні ресурси наявні в Україні? Надайте їм коротку характеристику.*
- 3. Вкажіть відомі Вам підходи до організації конверсії ядерної енергії палива в електричну. Поясніть принцип даних технологій.*
- 4. Перерахуйте та надайте коротку характеристику технологіям спалювання вугільного палива для отримання теплової та електричної енергії.*
- 5. Поясніть принцип роботи газотурбінних та парогазових технологій перетворення хімічної енергії газових палив в електричну.*
- 6. Надайте характеристику фотоелектричним методам генерації електричної енергії.*
- 7. Вкажіть основні особливості застосування гідро- та гідроакумуючих електростанцій в енергетичних системах.*

Лекція. Цикли паротурбінних теплоенергетичних установок

1. Цикли.

Перетворення теплоти у роботу в теплових двигунах ґрунтується на здатності робочого тіла здійснювати механічну роботу при зміні об'єму. При цьому робоче тіло здійснює замкнуту послідовність термодинамічних процесів – **цикл** (рис. 2.1).

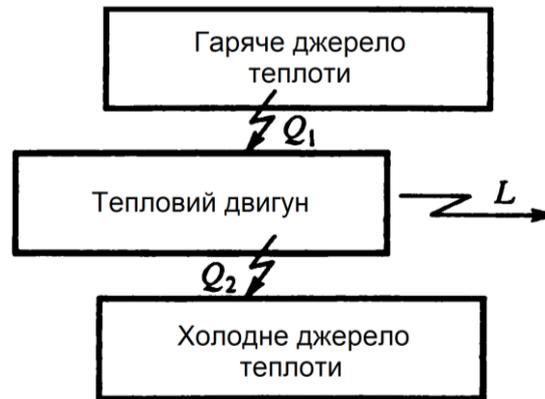


Рис. 2.1. Схема теплового двигуна.

В результаті циклу від гарячого джерела відбирається кількість теплоти Q_1 та холодному джерелу віддається кількість теплоти $Q_2 < Q_1$.

Різниця $Q_1 - Q_2$ перетворюється у **механічну роботу** L .

Термічний ККД цього циклу:

$$\eta_T = L/Q_1 = (Q_1 - Q_2)/Q_1 = 1 - Q_2/Q_1$$

2. Цикл Карно для 1 кг робочого тіла (рис. 2.2):

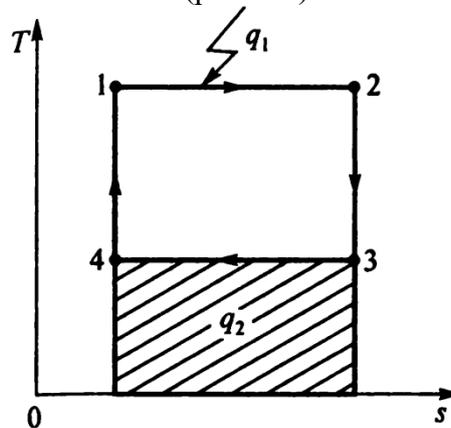


Рис. 2.2. Цикл Карно у Ts координатах

1-2 - при $T_1 = \text{const}$ до циклу підводиться теплота q_1 .

2-3 - робоче тіло розширюється виробляючи роботу.

3-4 - при $T_2 = \text{const}$ ($T_1 > T_2$) від циклу відводиться теплота q_2 .

4-1 - за рахунок зовнішньої роботи робоче тіло стискається та повертається до початкового стану.

Площа під ізотермою 1-2 - теплота q_1 , що підводиться, а площа під 3-4 – теплота q_2 , що відводиться. Робота циклу - площа 1-2-3-4.

ККД циклу Карно:

$$\eta_T = 1 - q_2/q_1 = 1 - T_2(s_2 - s_1)/T_1(s_2 - s_1) = 1 - T_2/T_1$$

Шляхи підвищення термічного ККД:

- Підвищення температури підводу теплоти – T_1 ;
- Зниження температури відводу теплоти – T_2 .

Оскільки температура відводу не може бути нижче температури оточуючого середовища, а температура підводу не може бути нескінченно високою, **ККД циклу < 100%**.

Жоден реальний цикл не може мати термічний ККД вищий ніж цикл Карно.

Також термічний ККД циклу не залежить від властивостей робочого тіла.

Середньоінтегральна температура. В процес 1-2 (рис. 2.3) підводиться теплота (ентропія зростає), яка відображається площею 1-2-b-a-1.

Прямокутник 1'-2'-b-a-1', рівний за площею фігурі 1-2-b-a-1, його висота $T_{\text{ср}}$.

Кількість підведеної тепоти:

$$q_{1-2} = T_{\text{ср}}(s_2 - s_1)$$

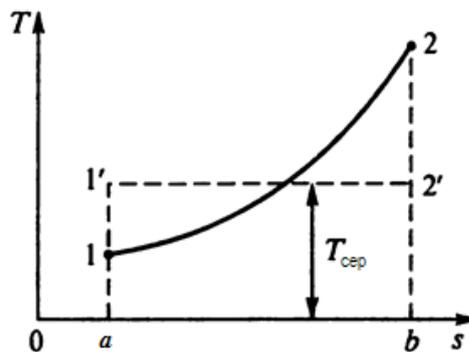


Рис. 2.3. Середньоінтегральна температура підведення теплоти.

Термічний ККД:

Середньоінтегральні температури підведення та відведення теплоти слугують критеріями для порівняння термодинамічних циклів.

$$\eta_T = 1 - \frac{q_2}{q_1} = 1 - \frac{T_{2\text{ср}}(s_2 - s_1)}{T_{1\text{ср}}(s_2 - s_1)} = 1 - \frac{T_{2\text{ср}}}{T_{1\text{ср}}}$$

3. Реальні гази.

Властивості реальних газів відрізняються від ідеальних, різниця тим більша чим більший тиск та менша температура газу.

Речовина може перебувати у газоподібному, рідкому та твердому стані (іноді одночасно).

Найбільше розповсюдження в теплоенергетиці отримала **вода** (ціна, термодинамічні властивості).



Рис. 2.4. T-s діаграма води та водяної пари.

о - кипляча вода при $t=0$ °С.

а - некипляча вода при $t=0$ °С та тиску p . Якщо знехтувати стисканням води - о та а співпадають.

б - кипляча вода при тиску p . Площа під кривою а-б - теплота, необхідна для нагрівання води до температури насичення за даного тиску.

д - суха насичена пара при тиску p . Процес утворення пари ізобарний та ізотермічний, тому лінія б-д є паралельною осі абсцис. Теплота пароутворення - площа під прямою б-д.

с – волога насичена пара.

е - перегріта пара. Площа під кривою д-е - теплота, необхідна для перегріву водяної пари.

З боків, область киплячої води та водяної пари обмежують **пограничні криві**:

- Ліва - кипляча вода.

- Права - суха насичена пара.

Область між кривими - область вологої насиченої пари.

Чим вищий тиск пари, тим менша відстань між лівою та правою пограничними кривими.

Критична точка К (табл 2.1) – точка, за якої зникають відмінності у властивостях води та сухої насиченої пари.

Табл. 2.1. Критичні параметри для води та водяної пари.

Критичні параметри	$T_{кр}$, К	$P_{кр}$, МПа
Водяна пара/вода	647,12	22,115

При надкритичному тиску не існує вологої насиченої пари.

При підведенні (відведенні) теплоти фізичні параметри (питомий об'єм, ентальпія, тощо) змінюються плавно.

4. Цикл Карно для насиченої пари.

Принципова схема паротурбінної установки представлена на рис. 2.5.

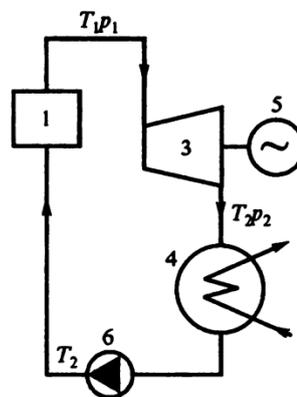


Рис. 2.5. Принципова схема паротурбінної установки: 1 – котел; 3 – турбіна; 4 – конденсатор; 5 – генератор; 6 – живильний насос.

Цикл Карно для вологої пари зображено на рис. 2.6.

3-4 – адіабатне стискання у компресорі пари з високою вологістю до повної конденсації;

4-1 – випаровування у котлі;

1-2 – адіабатне розширення у турбіні;

2-3 – часткова конденсація пари у конденсаторі.

При стисканні від 0,1 МПа до 3 МПа на стискання вологої пари компресором (3-4) витрачається у **165 разів більше роботи** ніж на стискання води насосом.

Вигідно повністю конденсувати пару в конденсаторі (2-3-5).

Тому в чистому вигляді **цикл Карно в паросилових установках не застосовується**.

Цикл з повною конденсацією називається **циклом Ренкіна**.

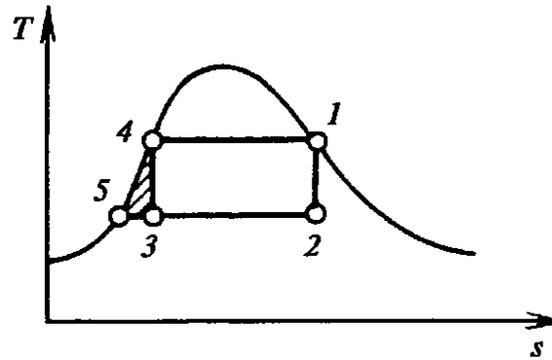


Рис. 2.6. Цикли Карно та Ренкіна для насиченої пари

5. Цикл Ренкіна для перегрітої пари представлено на рис. 2.7.

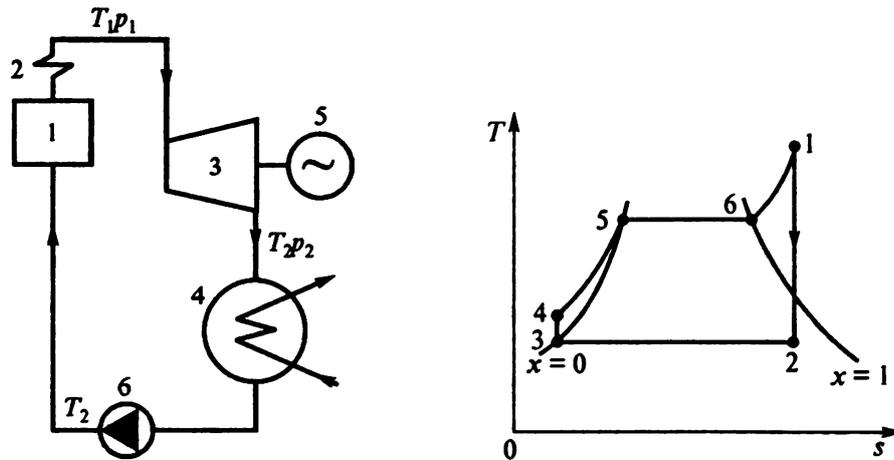


Рис. 2.7. Цикл Ренкіна з перегрівом пари: 1 – котел; 2 – пароперегрівник; 3 – турбіна; 4 – конденсатор; 5 – генератор; 6 – живильний насос.

4-5 – вода підігрівається до температури кипіння,

5-6 – кипляча перетворюється на суху насичену пару,

6-1 - пара перегрівається у пароперегрівнику (процес),

1-2 - перегріта пара розширюється в турбіні та виробляє роботу. У процесі розширення пара стає сухою насиченою, а згодом вологою (2),

2-3 – відпрацьована пара конденсується у конденсаторі при постійному тиску та температурі,

3-4 - кипляча вода стискається насосом.

Оскільки вода практично не стискається, у процесі адиабатичного стискання у насосі (процес) її температура збільшується несуттєво.

Тому точки початку (3) та кінця (4) стискання в «Т-s» координатах практично співпадають.

Термічний ККД циклу: $\eta_T = (q_1 - q_2)/q_1$.

Теплота q_1 підведена у ізобарному процесі 4-5-6-1 дорівнює різниці ентальпій робочого тіла на початку та у кінці процесу: $q_1 = h_1 - h_4$.

Теплота, що відбирається у конденсаторі у процесі 2-3 дорівнює: $q_2 = h_2 - h_3$.

Термічний ККД циклу:

$$\eta_T = \frac{h_1 - h_4 - h_2 + h_3}{h_1 - h_4} = \frac{(h_1 - h_2) - (h_4 - h_3)}{h_1 - h_4}$$

Вираз у чисельнику є різницею роботи турбіни:

$$l_T = h_1 - h_2$$

та роботи, витраченої на привід насосу:

$$l_H = h_4 - h_3$$

Таким чином:

$$\eta_T = \frac{l_T - l_H}{h_1 - h_4}$$

5. Вплив початкових та кінцевих параметрів пари на ККД циклу Ренкіна.

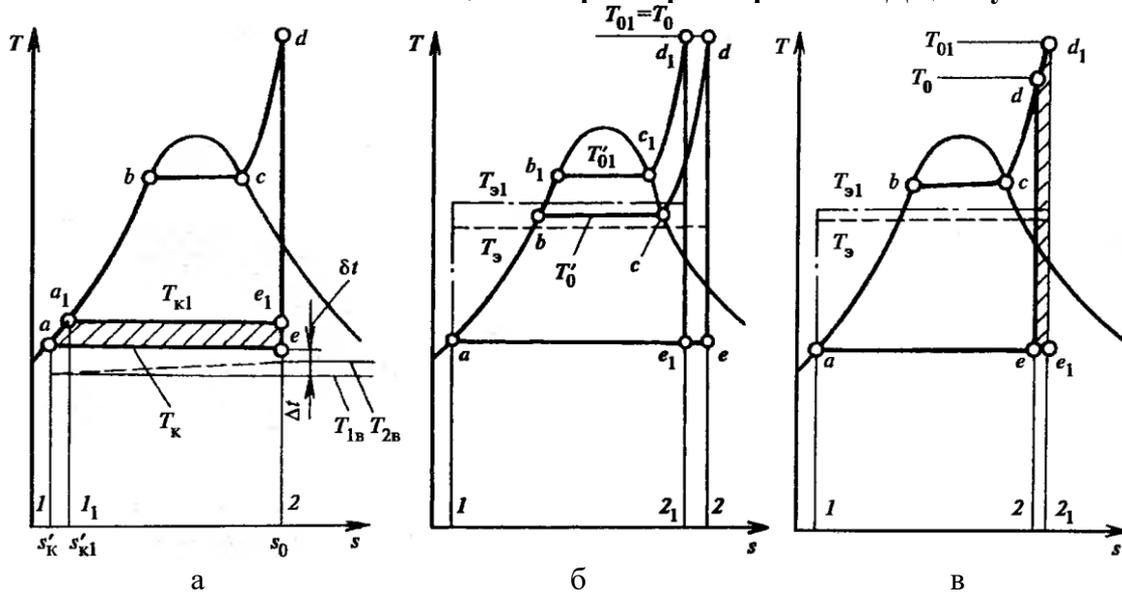


Рис. 2.8. Вплив параметрів пари на ККД циклу: а – вплив кінцевого тиску, б – початкового тиску, в – початкової температури

Для підвищення термічного ККД:

- підвищити параметри гострої пари;
- знизити тиск в конденсаторі.

Тиск пари у конденсаторі (3,5-4,0 кПа) визначається температурою охолоджуючої води (тиску 4,0 кПа відповідає температура 28,6 °С).

Подальше **зниження тиску** ускладнене (рис. 2.8 а):

- необхідно збільшувати площу теплообміну конденсатора;
- нижчою температурою конденсації є температура охолоджувальної води (з річки).

Основний шлях підвищення термічного ККД - збільшення параметрів гострої пари (рис. 2.9). **Підвищення початкового тиску** (рис. 2.8 б) - ріст температури насичення. Одночасно зростає вологість пари в хвості турбіни - зниження ККД та знос останніх ступенів турбіни.

Збільшення температури перегрітої пари підвищує середню температуру підведення теплоти. Одночасно підвищується і ступінь сухості пари у хвості турбіні (рис. 2.8 в). Підвищення T_1 лімітується жароміцністю металу.

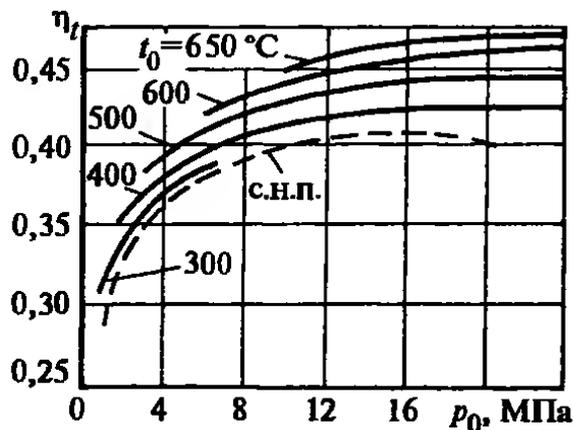


Рис. 2.9. Вплив початкового тиску та температури пари на ККД ідеального циклу, с.н.п. – суха насичена пара.

7. Цикл з проміжним перегрівом пари зображений на рис. 2.10.

Після розширення у частині високого тиску турбіни 3 потік пари направляєється до проміжного пароперегрівника 4, перегрівається та поступає до частини низького тиску турбіни 5. Здійснивши роботу у частині низького тиску турбіни, пара поступає у конденсатор 6.

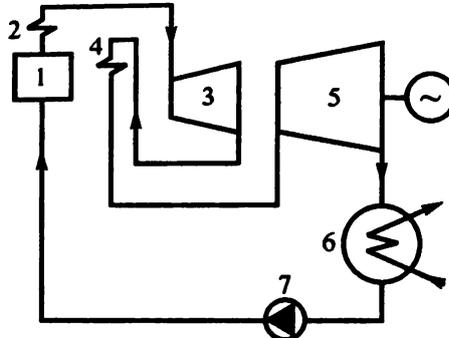


Рис. 2.10. Схема паротурбінної установки з проміжним перегрівом

Цикл паротурбінної установки з проміжним перегрівом пари представлено на рис. 2.11.

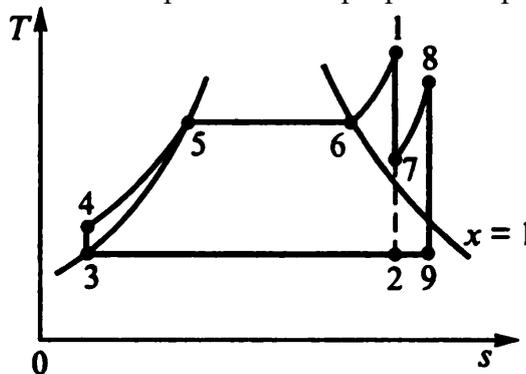


Рис. 2.11. Цикл Ренкіна з проміжним перегрівом

Цикл можна умовно представити у вигляді двох циклів:

- основний 3-4-5-6-1-2-3;
- додатковий 2-7-8-9-2.

Якщо середня температура підведення тепла у додатковому циклі вища, ніж у основному - термічний ККД циклу зростає.

Термічний ККД циклу

$$\eta_T = \frac{(h_1 - h_7) + (h_8 - h_9) - (h_4 - h_3)}{(h_1 - h_4) + (h_8 - h_7)}$$

Використання вторинного перегріву пари:

- підвищує термічний ККД циклу;
- знижує вологість пари на виході з турбіни;
- знижує знос та підвищує ККД останніх ступенів.

8. Регенеративний цикл.

Втрати теплоти в конденсаторі прямо пропорційні кількості відпрацьованої пари, яка до нього поступає.

Витрату пари можна скоротити на 30-40 % якщо її відібрати після роботи в декількох ступенях турбіни (рис. 2.12).

У звичайному циклі кількість тепла, перетвореного в механічну енергію - 3-4-5-6-1-2-3 (рис. 2.13).

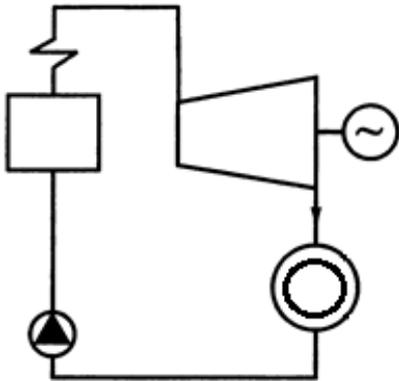


Рис. 2.14. Принципова схема теплофікаційної установки

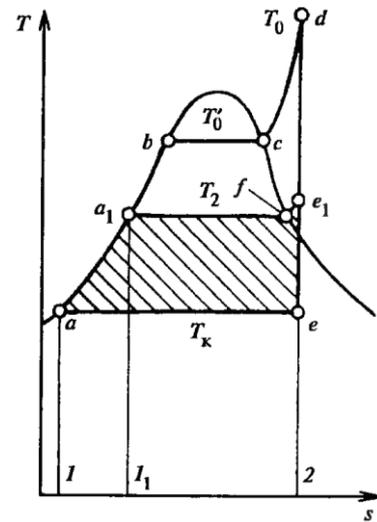


Рис. 2.15. Порівняння конденсаційного та теплофікаційного циклів.

У конденсаційній турбіні теплота відпрацьованої пари – 1-a-e-2-1 повністю втрачається.

У теплофікаційній турбіні вся пара з якої при підвищеному тиску направляється споживачу (турбіна з протитиском) майже **всю теплоту відпрацьованої пари (q_T) – 1₁-a₁-e₁-2-1₁ корисно використовується тепловим споживачем.**

Економічність роботи циклу характеризується **коефіцієнтом використання палива:**

$$\text{КВП} = (L + q_T) / q_1$$

Контрольні запитання до лекції 2.

1. Зобразіть цикл Карно в Ts координатах. Як визначається термічний ККД такого циклу? Поясніть чому неможливо досягти ККД циклу в 100 %.
2. Які агрегатні стани Вам відомі? Покажіть області існування різних агрегатних станів на Ts діаграмі. Прокоментуйте функції пограничної кривої на діаграмі.
3. Чим відрізняється цикл Ренкіна від циклу Карно? Як цикл Ренкіна зображується на Ts діаграмі? Розрахуйте термічний ККД циклу Ренкіна.
4. Поясніть вплив початкового тиску на термічний ККД циклу Ренкіна. Як величина початкового тиску впливає на останні ступені паротурбінної установки?
5. Поясніть вплив початкової температури на термічний ККД циклу Ренкіна. Чим стримується підвищення початкової температури циклу?
6. Поясніть вплив кінцевого тиску на термічний ККД циклу Ренкіна. Які обмеження в зменшенні кінцевого тиску Вам відомі?
7. Які передумови впровадження проміжного перегріву пари на ТЕС? Чому дорівнює термічний ККД циклу з проміжним перегрівом пари.
8. Представте схему ТЕС з одним ступенем регенеративного підігріву живильної води. Опишіть вплив регенеративного підігріву на величину втрат тепла в конденсаторі.
9. Вкажіть переваги теплофікаційних циклів перед звичайним циклом Ренкіна з перегрітою парою.

Лекція. Парові котли.

1. Види парових котлів.

Паровий котел - пристрій, в якому для отримання пари використовують теплоту спалювання органічного палива.

Основні елементи котла: топка та теплообмінні поверхні.

За типом топки котли з: шаровою топкою, камерною топкою, вихровою топкою, топкою з киплячим шаром, та спеціальними топками для спалювання специфічних видів палива.

За видом палива котли, що спалюють: тверде, рідке, газоподібне паливо, а також побутові відходи, дрова, біомасу.

За способом організації взаємного руху продуктів згоряння та робочого тіла котли: водотрубні та газотрубні.

Водотрубні котли (рис. 3.1): барабанні з природною циркуляцією, барабанні з примусовою циркуляцією та прямоточні.

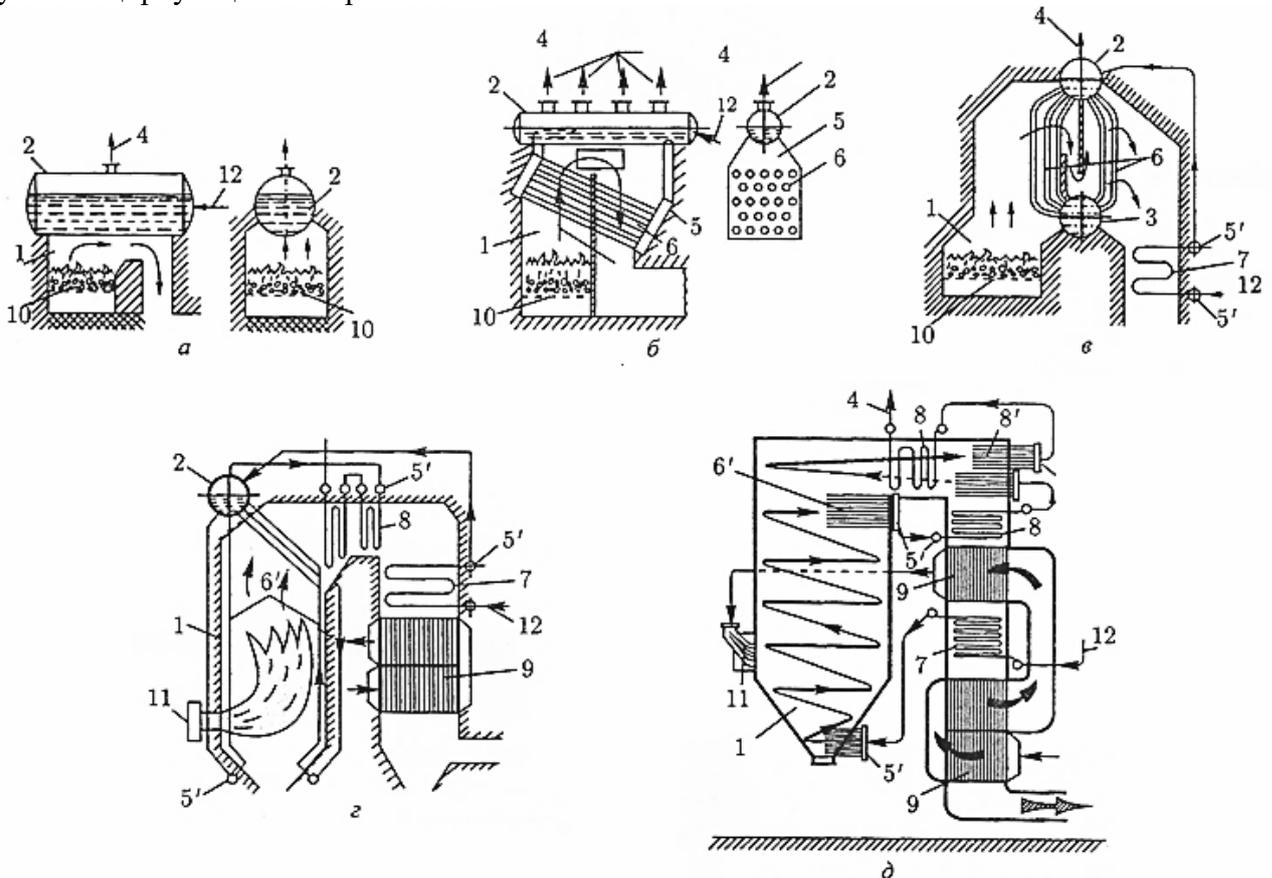


Рис. 3.1. Розвиток водотрубних котлів [3]: а – циліндричний; б – горизонтально-водотрубний; в – двобарабний вертикально-водотрубний; г – одnobарабний факельний вертикально-водотрубний; д – прямоточний; 1 – топка; 2 – барабан-сепаратор; 3 – нижній барабан; 4 – вихід пари; 5 – розділююча водяна камера; 5' – колектор; 6 – труби котельних пучків; 6' – труби настінних екранів; 7 – економайзер; 8 – пароперегрівник; 8' – настінний стрічковий перегрівник; 9 – повітропідігрівник; 10 – колосникова решітка; 11 – палик; 12 – вхід води до котла.

2. Котельна установка.

Паровий котел є основним елементом котельної установки, яка включає:

1) **Паливний тракт** – комплекс устаткування для подачі та підготовки сирого палива для спалювання: дробарка, бункери, живильники сирого вугілля та пилу, вугільні млини, сепаратори, транспортери та пилопроводи.

2) **Пароводяний тракт** – система устаткування, у яких рухається живильна вода, пароводяна суміш та перегріта пара: економайзер, топкові екрани та пароперегрівники.

3) **Газоповітряний тракт** – складається з повітряного та газового трактів.

- **Повітряний** включає устаткування для відбору повітря та його подачі до топки котла: дуттьові вентилятори, короби холодного та гарячого повітря, повітряпідігрівники та пальникові пристрої.

- **Газовий** – установки, по яких здійснюється рух продуктів згоряння до виходу у атмосферу: топка та конвективна шахта котла, золоуловлювачі, димососи, димова труба.

Паровий котел, який забезпечує парою турбіну потужності – 100 МВт, виробляє 400 т/год пари при температурі 540-570°C. Витрата вугілля складає 50 т/год. Висота котла 35-40 м, ширина та глибина 15-20 м.

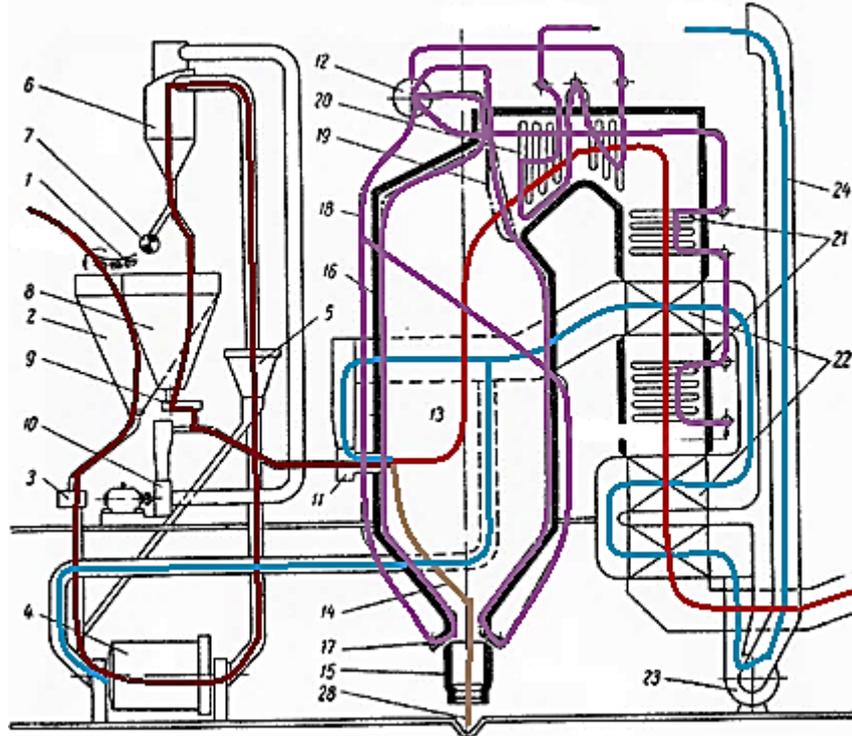


Рис. 3.2. Схема котельної установки [4]: 1 – стрічковий транспортер; 2 – бункер сирого вугілля; 3 – живильник сирого вугілля; 4 – вугільний млин; 5 – сепаратор; 6 – циклон; 7 – пиловий шнек; 8 – бункер вугільного пилу; 9 – живильник вугільного пилу; 10 – млиновий вентилятор; 11 – пальники; 12 – барабан котла; 13 – топка; 14 – холодна воронка; 15 – шлаковий комод; 16 – топковий екран (підйомні труби); 17 – колектори екранів; 18 – водопідвідні (опускні) труби; 19 – фестон; 20 – пароперегрівник; 21 – водяний економайзер (два ступені); 22 – повітропідігрівник (два ступені); 23 – дуттьовий вентилятор; 24 – короб для забирання повітря.

3. Схеми котлів (рис. 3.3).

За характером руху води виділяють котли:

- з природною циркуляцією води;
- з примусовою циркуляцією води;
- прямоточні (безбаранні).

У всіх парових котлах тепло передається від продуктів спалювання через поверхні нагріву воді та парі.

Поверхні поділяються:

- відповідно до процесів, які в них протікають на: нагрівальні, випарні та пароперегрівні,
- відповідно до способу передачі теплоти на: радіаційні, конвективні та радіаційно-конвективні.

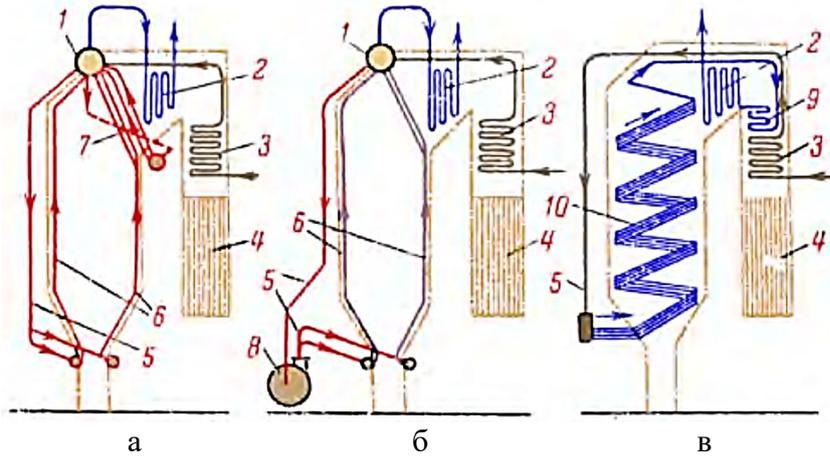


Рис. 3.3. Схеми основних типів котлів докритичного тиску [4]:

а і б - відповідно котли з природною і примусовою циркуляцією води; в - прямоточний котел Рамзіна; 1 - барабан; 2 - пароперегрівник; 3 - економайзер; 4 - трубчастий повітропідігрівник; 5 - водоотпускні труби, що не обігріваються; 6 - екранні випарувальні труби; 7 - конвективний трубний пакет (пучок); 8 - циркуляційний насос; 9 - перехідна зона котла Рамзіна; 10 - випарні труби (радіаційна частина) котла Рамзіна.

Основні поверхні нагріву котлів:

- **Економайзер**, в якому живильна вода нагрівається до надходження в барабан.
- **Випарувальні труби**.
- **Пароперегрівні труби**.

Окрім того, у котлоагрегатів є **повітропідігрівник**, в якому нагрівається необхідне для горіння повітря.

Поверхні нагріву за конструкцією:

- однорядні трубні панелі (на стінах топки та газоходів або в середині газового потоку у вигляді так званих ширм),
- трубні пакети (пучки), в яких димові гази проходять між розташованими у декілька рядів трубами.

4. Циркуляція води у барабанних котлах.

У котлах з природною циркуляцією вода з барабану опускається по трубах, які не обігріваються (опускних), до нижніх збірних колекторів а потім разом з парою, що утворюється, піднімається самопливом по трубах, що обігріваються (підйомним), знову до барабану (рис. 3.4).

Такий рух обумовлюється різницею між вагою стовбура води у опускних трубах та вагою стовбура води у екранах (трубних панелях).

Приблизно половина барабану заповнена водою.

У барабані вода відділяється від пари та знову направляється до водо-опускних труб.

Пара з верхньої частини барабану направляється до пароперегрівника для додаткового нагріву.

Барабан (рис. 3.5) – горизонтальний сталевий циліндр, який у сучасних котлоагрегатах високого тиску має діаметр 1,5 м при товщині стінок 85-115 мм.

Екранні труби у барабанних котлах діаметром – 60-83 мм, у прямоточних 32-42 мм.

У котлах з примусовою циркуляцією круговий рух води здійснюється з використанням спеціального насосу.

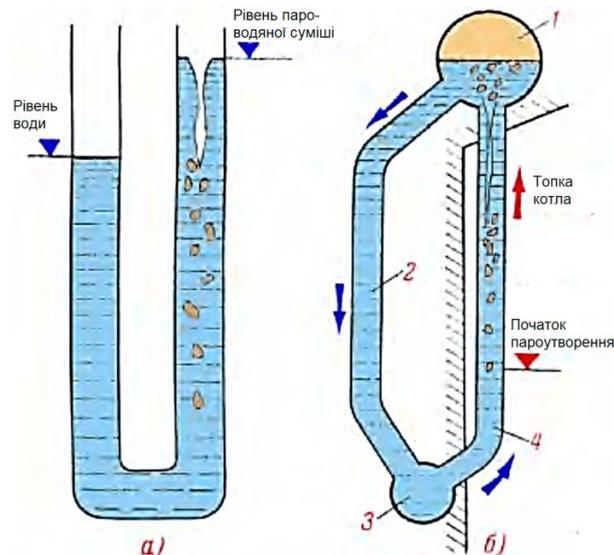


Рис. 3.4. Умови руху води і пара в екрані котла з природною циркуляцією [4]:
 а - вигнута, відкрита зверху труба, в одній половині якої випаровується вода (пароводяна суміш знаходиться вище рівня води); б - циркуляційний контур екрану; 1 - барабан котла; 2 - водоопускна труба; 3 - нижній колектор екрану; 4 – труба, що обігрівається.



Рис. 3.5. Барабан котла.

5. Пароперегрівник.

З барабану до пароперегрівника надходить насичена пара.

Розрізняють три частини пароперегрівник:

- конвективну,
- радіаційну,
- напіврадіаційну.

Конвективна (9) - складається зі змійовиків (багаторазово зігнутих труб). Пакети (рис. 3.7) омиваються димовими газами в них основна кількість тепла передається при контакті труб з газами (конвекцією).

Радіаційні панелі пароперегрівника (5) - на стінах та стелі топкової камери отримують тепло, яке випромінюється газами (радіаційне тепло).

Напіврадіаційні поверхні (8) виконані у вигляді ширм - вертикальні панелі з U-подібних труб, зкріплених між собою майже впритул (0,5-1 м).

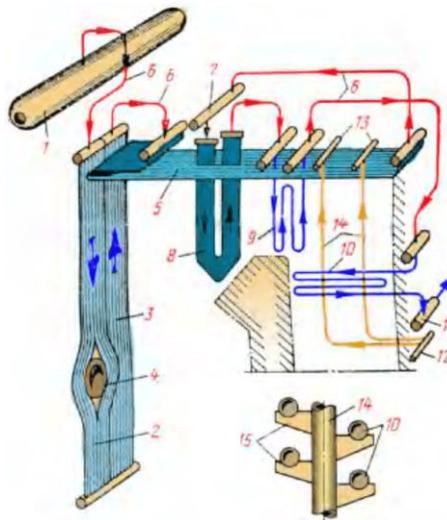


Рис. 3.6. Орієнтовна схема руху первинного пара в котлі з природною циркуляцією [4]:
 1 - барабан; 2 - опускні труби радіаційної панелі пароперегрівника; 3 - підйомні труби; 4 - отвір для пальника; 5 - стельова панель; 6 - перепускні труби, що не обігріваються; 7 - пароохолоджувач; 8 - напіврадіаційний пароперегрівник; 9 і 10 - змійовики вертикального і горизонтального пакетів пароперегрівника; 11 - камера перегрітої пари; 12 і 13 - вихідна камера підвісних труб; 14 - підвісні труби; 15 - опори для горизонтальної труби 10



Рис. 3.7. Виготовлення блоків конвективного перегрівника

6. Економайзер розташовують у вертикальному газоході після пароперегрівника за ходом димових газів (рис. 3.8).

Вода входить до нижніх кінців труб та виходить з їх верхніх кінців.

Допускається часткове випаровування води: парові бульбашки проходять уздовж труб та відводяться до барабану. Такий економайзер називається економайзером киплячого типу.

Пакети складаються зі змійовикових труб діаметром 25-42 мм.

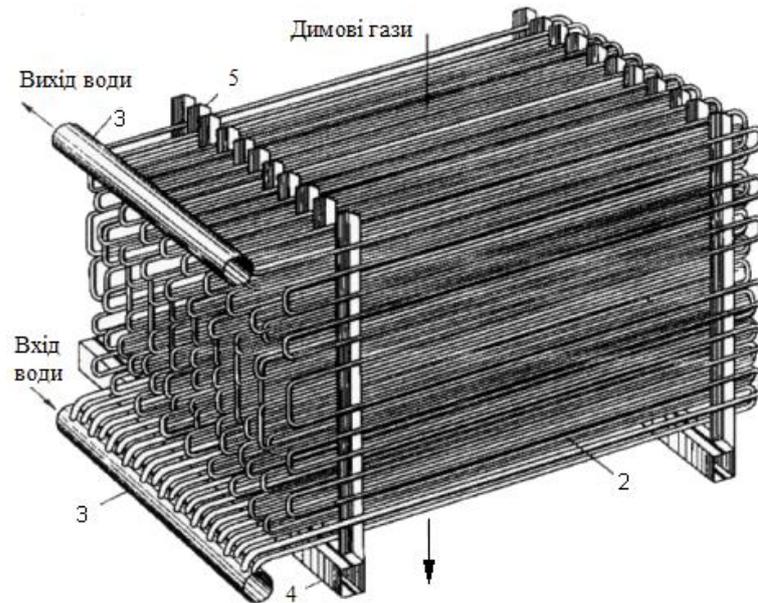


Рис. 3.8. Загальний вигляд пакету економайзера [5]: 2 - трубні змійовики; 3 - колектор; 4 - опірня балка; 5 - опірні стійки.

7. Регенеративний повітряпідігрівник.

Застосовуються підігрівники діаметром 6,8-9,8 м.

Апарат складається з (рис. 3.9) корпусу, циліндричного ротору, який повільно обертається навколо вертикальної осі повітряних та газових патрубків, що підводять та відводять повітря та димові гази. Ротор складається з великої кількості клиноподібних секцій, які містять вертикальні пластини, скріплені рамкою.

Вертикальні сталеві пластини, які знаходяться у роторі, поперемінно нагріваються потоком димових газів, що проходять між ними, та віддають повітрю отриману раніше теплоту.

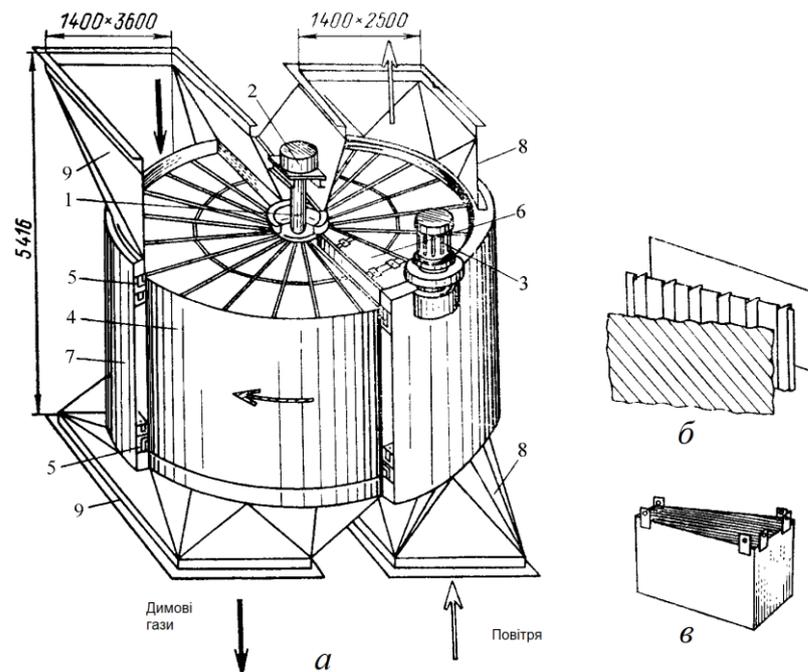


Рис. 3.9. Регенеративний повітряпідігрівник, що обертається [5]:

а – зовнішній вигляд апарату; б – окремі пластини різної форми; в – секція з пластинами; 1 – вал ротора; 2 – верхній підшипник (нижнього не видно на кресленні); 3 – електродвигун з редуктором; 4 – ротор; 5 – зовнішнє ущільнення ротора; 6 – радіальне ущільнення ротора, що запобігає перетіканню повітря до газового потоку; 7 – зовнішній кожух; 8 – патрубки для повітря; 9 – газові патрубки.

8. Робота топкової камери.

Спалювання палива здійснюється у топковій камері, куди паливо поступає через пальники.

Зазвичай паливо спалюється у вигляді **факелу**.

Паливо у топці (рис. 3.10) знаходиться обмежений час, тому для забезпечення максимального випалювання **паливо перед спалюванням розмелюють у пил**.

У газо-мазутних котлах топкова камера має значно менші розміри, ніж у котлів для спалювання вугілля.

У окремих котлів потужністю більше 400 т/год окрім настінних екранів наявний **двосвітний екран**, який розділяє топку на дві частини та обігривається факелом з обох боків (рис. 10, б).

Зазвичай топкові камери газо-мазутних та пиловугільних котлів утворюють **под**, який складається з трубних панелей з малим кутом нахилу.

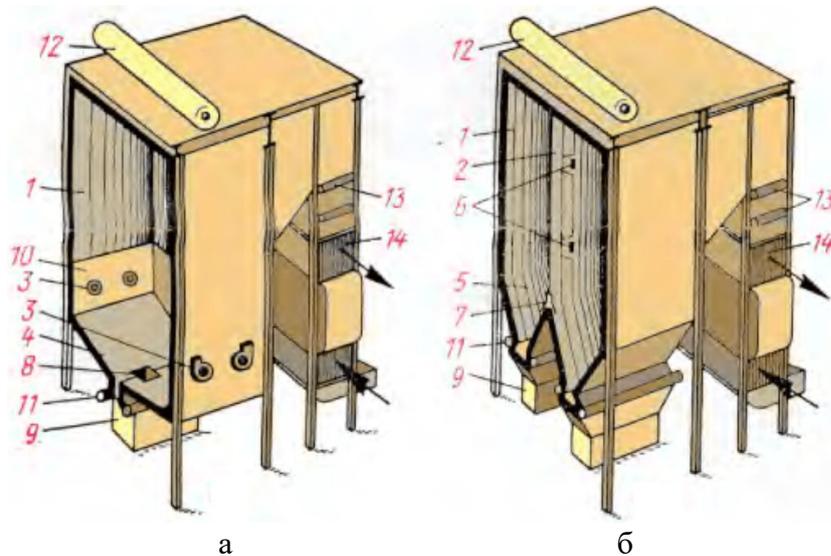


Рис. 3.10. Спрощений вигляд пиловугільних котлів великої продуктивності [4]:

а - котел з однокамерною топкою і рідким шлаковидаленням; б - котел з двокамерною топкою і сухим шлаковидаленням; 1 - топкова камера; 2 - двосвітний екран; 3 - пальники (показані тільки на схемі а); 4 - під; 5 - холодна воронка; 6 - отвори для вирівнювання тиску газів по обидві сторони двосвітного екрану; 7 - розвилка в нижній частині вертикального ділянки труби двосвітного екрану; 7 - розвилка в нижній частині вертикального ділянки труби двосвітного екрану (показана у збільшеному вигляді); 8 - лютка; 9 - короб з водяною ванною для шлаку; 10 - запальний пояс, що сприяє підвищенню температури топкових газів в зоні активного горіння; 11 - нижні екранні колектори; 12 - барабан; 13 - камери економайзера; 14 - трубчастий підігрівник повітря; стрілками показано напрямок входу і виходу з нього повітря

Вугілля містить **неорганічні сполуки**, які не спалюються та утворюють золу.

У багатьох пиловугільних котлах при спалюванні вугілля **зола плавиться та осідає на поді** у розплавленому вигляді (шлак).

Рідкий шлак витікає з топки через лютку та зливається у короб з водяною ванною, де охолоджується та стає твердим, після чого у вигляді гранул прибирається з котельної (рис. 3.10 а).

При **сухому шлаковидаленні частки шлаку не плавляться**, пролітають через холодну воронку та потрапляють до водяної ванни (рис. 3.10 б).

Перевага рідкого шлаковидалення - краще спалювання вугілля.

Недолік - ускладнення роботи котла з низьким навантаженням, коли шлак на поді котла, твердіє та припиняє витікати з топки.

9. Прямоточні котли.

У барабанного котла «прямоточними» є економайзер та пароперегрівник, через які вода/пара проходить лише один раз.

У **прямоточному котлі** вода/пара проходить один раз через всі поверхні нагріву, барабан відсутній.

При надкритичних параметрах пари котли з природною циркуляцією застосовуватись не можуть, тому прямоточні котли знайшли широке застосування.

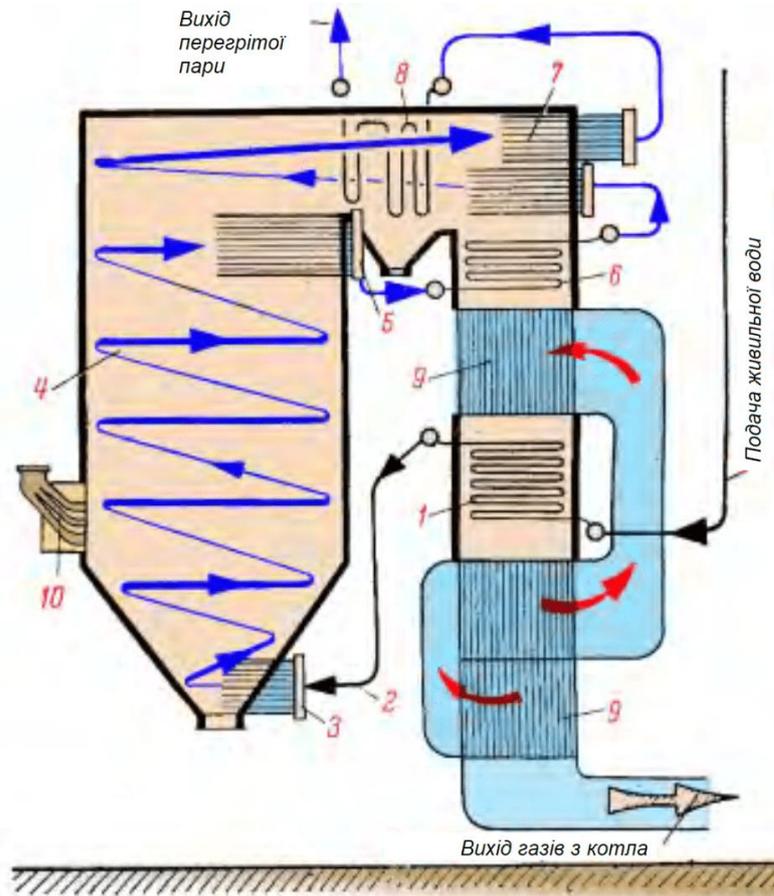


Рис. 3.11. Котел Рамзіна [4]: 1 – економайзер, 2 – перепускні труби, що не обігріваються, 3 – нижня екранна камера, 4 – екранні труби, 5 – верхня екранна камера, 6 – перехідна зона, 7 – настінна частина пароперегрівника, 8 – конвективна частина пароперегрівника, 9 – повітропідігрівник, 10 – пальники.

- вода нагрівається до кипіння у звичайному економайзері (1);
- направляється по трубах (2), які не обігріваються, до нижнього колектора (3),
- в екранних трубах довгої панелі, яка покриває стіни топкової камери (4) вода випаровується. Екрани прямоточних котлів називають радіаційною частиною.

- з радіаційної частини виходить пароводяна суміш з невеликим вмістом води. Вона надходить до перехідної зони (6), де завершується випаровування та солі випадають у вигляді накипу. Перехідну зону розташовують у зоні знижених температур, де наявність накипу менш небезпечно.

В енергоблоках надкритичного тиску здійснюється більш ретельне очищення живильної води. Прямоточні котли вимагають більш кваліфікованого обслуговування ніж барабанні.

10. Компонівка котлоагрегату - взаємне розташування устаткування та вузлів котлоагрегату (рис. 3.12). Компонівка котлоагрегату визначається видом палива, потужністю агрегату, тощо.

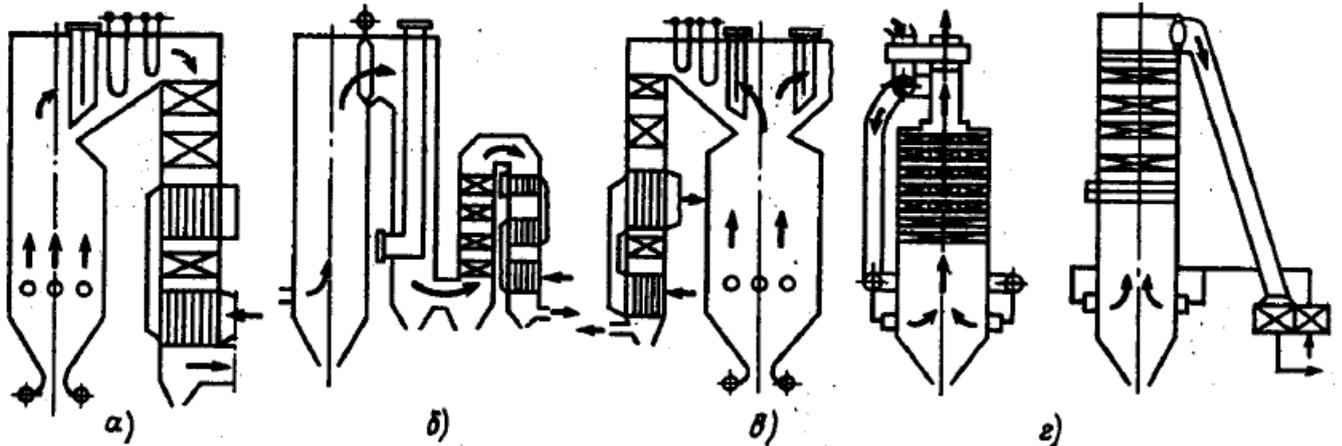


Рис. 3.12. Основні компоновки котлів [6]: а - П-подібна; б - N- подібна (4-ходова); в - Т- подібна; г - баштова.

П-подібна компоновка (рис. 3.12 а) використовується найчастіше.

Котел має два вертикальні газоходи (топкову камеру та конвективну шахту) та з'єднуючий їх горизонтальний газохід.

Т-подібна компоновка (рис. 3.12 б) - для потужних котлів, які працюють на твердому паливі.

Топка розташована між двома симетричними опускними газоходами. Газоходи мають менше січення та в них легше проводити ремонтні роботи. **Недолік** Т-подібних котлів - займають більше місця у котельному цеху.

N-подібні котли (рис. 3.12 в) - для спалювання сланців та інших палив з легкоплавкою золою. Для запобігання налипанню золи, весь пароперегрівник виготовляється у вигляді вертикальних ширм, розташованих на 0,5 м один від одного.

При такому не щільному розташуванні поверхонь нагріву необхідним є додатковий третій газохід.

Баштова компоновка (рис. 3.12 г) - для потужних котлів при спалюванні твердого палива з високим вмістом високо абразивної золи (зокрема бурого вугілля).

11. Водогрійні котли.

Водогрійні котли - для підігріву мережевої води. Такі котли працюють на газі, мазуті та твердому паливі.

У водогрійних котлів відсутні барабани (найбільш дорогі та складні елементи котла), паросепаруючі пристрої, водоопускні та парові труби.

Теплопередача від продуктів спалювання до робочого тіла у водогрійних котлах вища, також вища ефективність використання поверхонь нагрівання котла.

Відповідно, простіша конструкцію водогрійних котлів, менші габарити та металоємність на одиницю теплової потужності.

У водогрійному котлі ПТВМ-50-1 (рис. 3.13) мережева вода нагрівається в екранах та конвективних поверхнях нагріву до заданої температури.

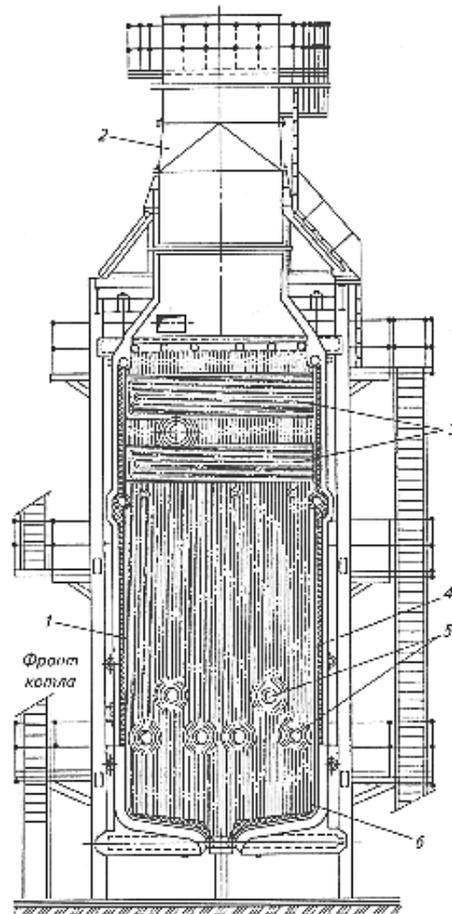


Рис. 3.13. Схема водогрійного котла ПТВМ-50-1 тепловою потужністю 58 МВт [3]:
1, 4, 6 – екрани; 2 – димова труба; 3 – конвективні поверхні нагріву; 5 – пальники.

Контрольні запитання до лекції 3.

1. Дайте визначення паровому котлу. Яка його основна функція?
2. Які види котлів за типом топки, палива та способом організації взаємного руху продуктів згоряння та теплоносія Ви знаєте?
3. Які основні елементи (тракти) парового котла Вам відомі?
4. В чому конструктивна відмінність між котлами з природньою та примусовою циркуляцією теплоносія?
5. Яке призначення пароперегрівника та які основні його зони Ви можете виділити?
6. Вкажіть функції та особливості роботи регенеративного повітропідігрівника.
7. Як організовується спалювання палива в топці котла?
8. В чому ключові конструктивні відмінності прямоточних та барабанних котлів?

Лекція. Котли з циркулюючим киплячим шаром, газифікація вугілля.

Нерухомий шар (рис. 4.1 а) – паливо (>6 мм) лежить на решітці і продувається знизу повітрям. Підйомна сила потоку менша ваги паливних часток. Дрібні частки уносяться.

Невибагливість до палива: кам'яне вугілля та антрацит з зольністю до 25%, буре вугілля з вологістю до 30%, буровугільні та торф'яні брикети, торф у шматках, тощо.

Киплячий шар (рис. 4.1 б) - паливо 6–25 мм. Підйомна сила потоку урівноважує вагу часток - виникає псевдозрідження та інтенсивний тепломасообмін.

Над шаром швидкість газу падає та більшість часток падають назад до шару.

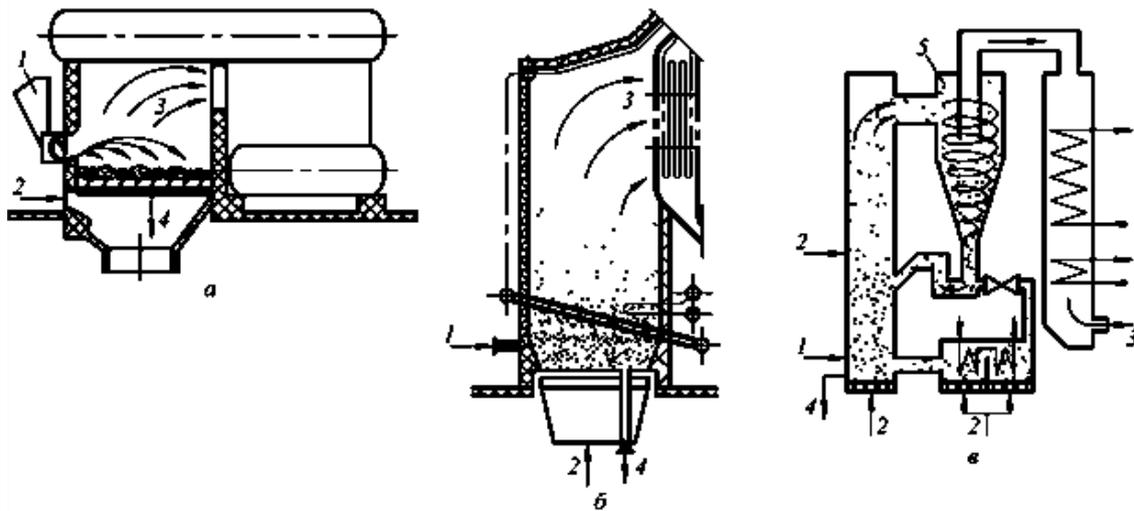


Рис. 4.1. Основні типи топок парових котлів [3]: а – з нерухомим шаром; б – з киплячим шаром, 1 – паливо; 2 – повітря; 3 – продукти спалювання та зола; 4 – подова зола; 5 – циклон

Разом з паливом до киплячого шару подається вапно, яке зв'язує SO_x . Температура шару $\leq 950^\circ C$ (менше ніж у нерухомому шарі та камерній топці), тому генерація NO_x низька.

Швидкість спалювання нижча це компенсується великою масою та висотою шару (до 1,0–1,2 м), та довгим перебуванням вугілля у топці.

Невибагливість до палива: вугілля та відходи збагачення (зольність $\leq 70\%$), малозольні з вологістю $\leq 60\%$. Потужність обмежена перерізом, використовуються у водогрійних та парових котлах (<100 т/ч).

ЦКШ (рис. 4.1 в) - на низьких швидкостях потоку (киплячий шар) ККД циклону $\leq 70\%$, при швидкості - 5–7 м/с - ККД - до 99%.

Вимоги до палива у ЦКШ такі ж як у киплячого шару, а ефективність спалювання палива, в тому числі з вмістом дрібноти, значно вище.

Кращі екологічні показники: SO_x – триваліше утримання вапняка у топці, NO_x – рециркуляція повітря.

2. Котли з ЦКШ.

Киплячий шар створюється за рахунок подачі повітря в нижню частину топки через спеціальну решітку.

Тривале перебування часток вугілля у киплячому шарі з високою турбулентністю та активним теплообміном забезпечує повне випалювання вуглецю. При цьому, на відміну від факельних котлів, зникає необхідність помолу вугілля до стану пилу.

Частки, які спалені у киплячому шарі, підіймаються вгору по топці та попадають до сепаратора, зазвичай циклонного. Великі частки, які не випалились, відділяються та повертаються до киплячого шару, а маленькі з продуктами спалювання рухаються далі по котлу та видаляються у електрофільтрах.

2.1. Технологія Lurgi.

Особливість котлів – відділені в циклоні крупні частки направляються до L-клапану, де розділяються за допомогою регулюючого пристрою на два потоки (рис. 4.2):

- один повертається до топки,
- другий направляється до виносного теплообмінника киплячого шару та після часткового охолодження також повертається до топки.

Передбачене видалення золи з нижньої частини киплячого шару та подача її (при необхідності) до киплячого шару.

В топці не встановлюються ширмові поверхні нагріву.

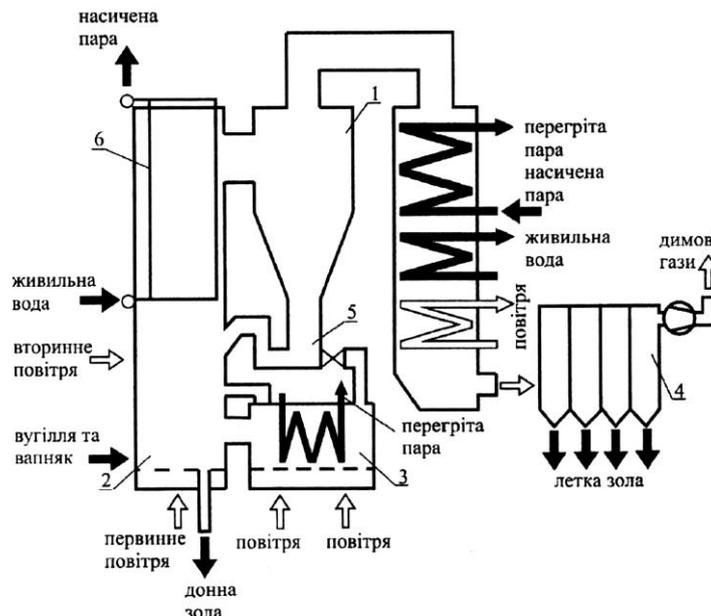


Рис. 4.2. Принципова схема ЦКШ-котлоагрегата системи «Lurgi» [7]:
1 – циклон; 2 – топка; 3 – теплообмінник киплячого шару; 4 – електрофільтр;
5 – L-клапан; 6 – випарні поверхні нагріву.

2.2. Технологія Pyroflow (Foster Wheeler).

У топці - екрани з футеровкою в нижній частині, у верхній частині - ширми. У конвективній частині – пароперегрівник, економайзер, повітропідігрівник (рис. 4.3).

На відміну від Lurgi відсутні системи охолодження золи, а регулювання їх продуктивності здійснюється шляхом зміни швидкості парогазового потоку та температури в топці.

Діапазон регулювання (менший ніж у Lurgi):

- 45-110% - зі зміною показників спалювання
- 60-110% - без зміни.

Потужність менша ніж у Lurgi - за рівних умов.

Переваги Pyroflow – простота, менша металоємність.

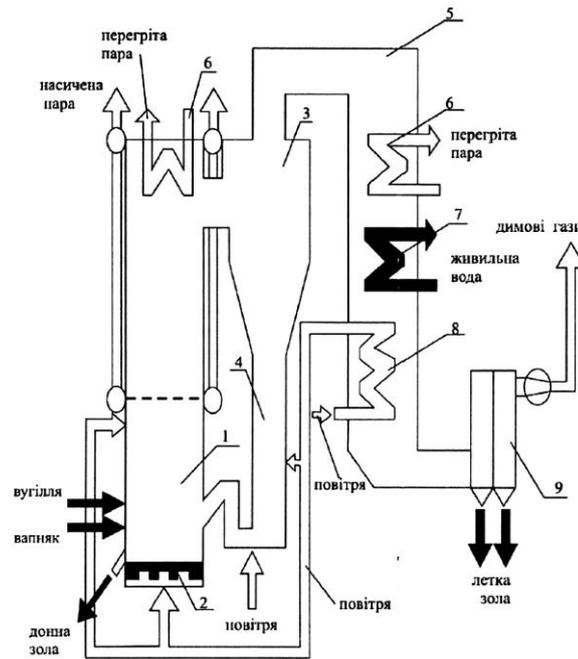


Рис. 4.3. Принципова схема ЦКШ-котлоагрегата системи «Pyroflow» [7]:

- 1 – екранна топка; 2 – решітка киплячого шару; 3 – циклон; 4 – тракт рециркуляції золи;
5 – конвективна шахта; 6 – пароперегрівник; 7 – економайзер; 8 – повітряпідігрівник;
9 – електрофільтр.

2.3. Компакт-дизайн Foster Wheeler.

Інтеграція сепаратора до топки знижує кількість футерованих елементів в системі. Проектний діапазон роботи без підсвічування – 40-100 % (рис. 4.4).

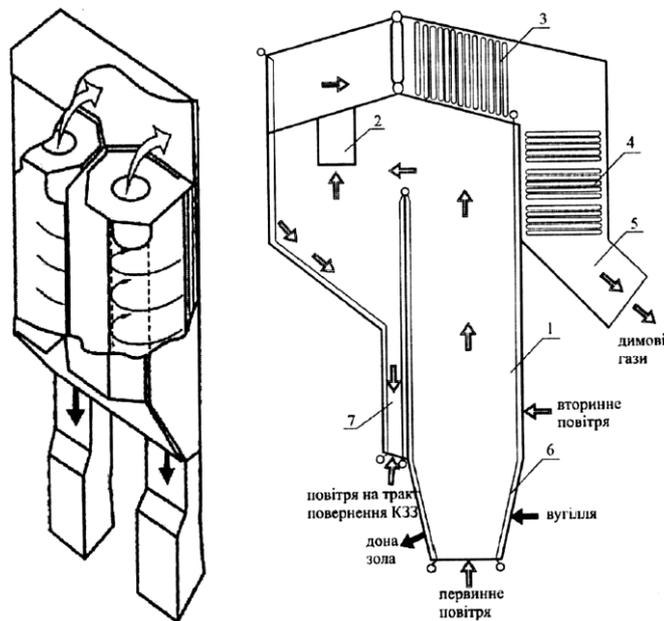


Рис. 4.4. Принципова схема ЦКШ-котлоагрегата системи «Pyroflow» (компакт-дизайн) [7]:

- 1 – топка; 2 – сепаратор твердих часток; 3 – пароперегрівник / промперегрівник; 4 – конвективний газохід (економайзер, пароперегрівник, повітряпідігрівник); 5 – вихід димових газів до електрофільтра та димосмока; 6 – випарні поверхні; 7 – тракт повернення часток.

2.4. Котлоагрегати ЦКШ з жалюзійними сепараторами (Babcock & Wilcox).

Основний недолік ЦКШ – наявність циклонів.

В топці розташовані випарні екрани, у верхній частині топки – ширмовий пароперегрівник (рис. 4.5).

У зоні повороту – встановлені два швелерних сепаратора (один – на виході з топки, другий – в перехідній шахті):

- частки з 1-го ступеня сепаратора, повертаються до топку,
- частки з 2-го ступеня надходять до киплячого шару по зовнішньому контуру.

Котлоагрегат має простішу конструкцію та менші габарити.

Відсутність виносних теплообмінників киплячого шару обмежує потужність та зменшує діапазон регулювання.

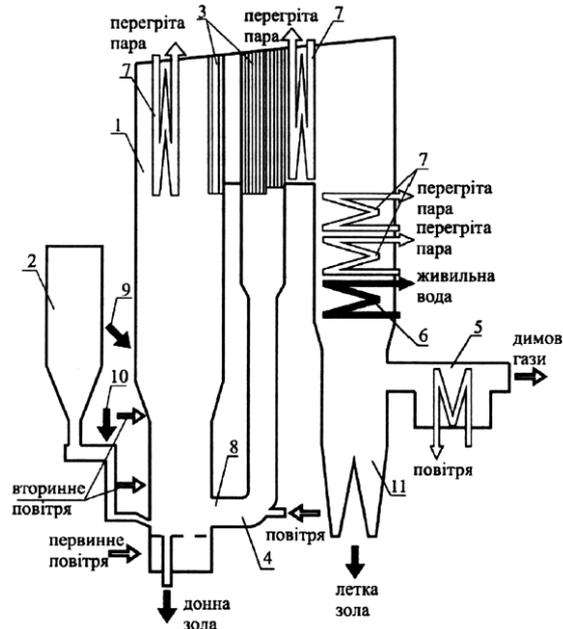


Рис. 4.5. Принципова схема ЦКШ-котлоагрегата з жалюзійним пиловідділювачем фірми «Babcock & Wilcox» [7]: 1 – топка з випарними поверхнями; 2 – бункер вугілля; 3 – швелерні сепаратори; 4 - L-кран; 5 – повітряпідігрівник; 6 – економайзер; 7 – ступені пароперегрівника; 8 – рециркуляція золи; 9 – рециркуляція легкої золи; 10 – сорбент; 11 – мультициклон.

Найбільший котлоагрегат на ТЕС Ява (Індонезія) має паропродуктивність – 310 тон/год та теплову потужність 230 МВт.

ЦКБ «Енергопрогрес» (Харків) має ліцензію на виробництво таких котлів.

2.5. Розвиток ЦКШ: підвищення параметрів пари та зростання одиничної потужності устаткування.

Найбільший енергоблок з котлом ЦКШ (на надкритичні параметри: 275 бар, 560/580 °С), має потужність 460 МВт та ККД нетто 41,6 % (Lagisza, Польща).

Розробляється проект котла для енергоблоку 800 МВт.

В Україні наявні наступні проекти із застосуванням технології ЦКШ.

- Старобешівська ТЕС блок № 4 потужністю 200 МВт модернізовано з встановленням котла ЦКШ (Lurgi).

- Слов'янська ТЕС - споруджуються два енергоблоки по 325 МВт з котлами ЦКШ (Foster Wheeler).

3. Приклад застосування технології киплячого шару під тиском (КСТ) представлено на рис. 4.6.

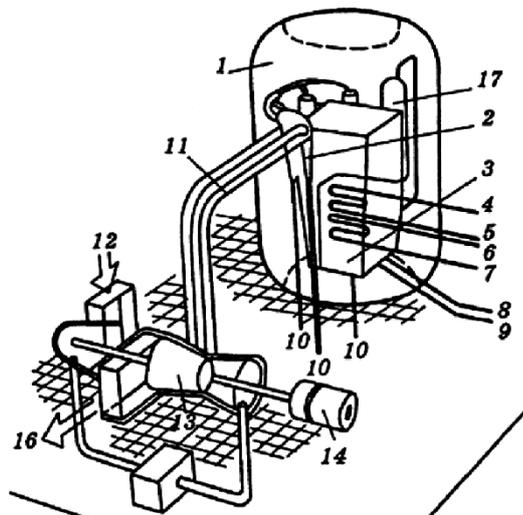


Рис. 4.6. ПГУ з пазирковим киплячим шаром під тиском:

- 1 - посудина під тиском; 2 - циклон; 3 - котел; 4 - гаряча нитка промперегріву;
 5 - холодна нитка промперегріву; 6 - паропровід свіжої пари; 7 - трубопровід живильної води; 8 - паливо; 9 - сорбент; 10 - зола; 11- димові гази; 12 - вхід повітря; 13 - газова турбіна; 14 - генератор; 15 - конвективний охолоджувач; 16 - до економайзера та димової труби; 17 - резервуар для матеріалу шару.

Повітря компресором ГТУ подається до котла.

Котел з киплячим шаром виконує 2 функції:

- камери спалювання: продукти спалювання (з температурою до 850 °С) очищуються у фільтрах та обертають газову турбіну;
- парогенератора, в ньому розташовані поверхні нагріву парового контуру. Живильна вода додатково нагрівається вихідними газами ГТУ.

Для зниження SO_x у шар додається вапно.

Високий тиск покращує роботу шару та підвищує ефективність зв'язування SO_x .

Преваги: можливість спалювання низькоякісного палива, відповідність екологічним вимогам, підвищена, у порівнянні з енергоблоками ЦКШ, ефективність.

Недоліки:

- Частка потужності парової частини - перевищує 80 % тому ККД ПГУ з КСШ на 2-3% вище ніж у звичайних блоків аналогічних параметрів.
- Технічна складність (у першу чергу у порівнянні з ЦКШ, які мають аналогічні переваги) та низька одинична потужність.

ТЕЦ Котбус (Німеччина) з модулем P200 (АББ Карбон) на бурому вугіллі.

Електрична потужність – 74 МВт (20% - ГТУ, 80% - ПТУ), теплова – 220 МВт (від блока та водогрійних котлів).

Конденсаційні модулі P200: електрична потужність – 100 МВт, ККД – 42-43%.

4. Технологія ПГУ з внутрішньою газифікацією вугілля (ПГУГВ).

Поєднує газифікацію вугілля з використанням ПГУ, які забезпечують найвищий ККД.

Газифікатор працює під тиском та інтегрується до схеми ПГУ. Хімічні реакції, що мають місце у газифікаторі, та склад синтез-газу наведені у таблицях 4.1-4.2.

При високому тиску процеси газифікації та очистки синтезгазу від SO_x та золи інтенсифікуються, а габарити зменшуються.

Незважаючи на значні втрати при газифікації та очистці від SO_x , ККД ПГУГВ досить значний і складає 40-45 %.

Табл. 4.1. Хімічні реакції, що протікають в процесі газифікації.

Виділення газоподібних речовин	$\text{CH}_4 + \text{CO} + \text{CO}_2 + \text{Олії} + \text{Дьоготь} + \text{Сажа}$
$\text{C} + \text{O}_2 = \text{CO}_2$	екзотермічна, швидка
$\text{C} + 1/2\text{O}_2 = \text{CO}$	екзотермічна, швидка
$\text{C} + \text{H}_2\text{O} = \text{CO} + \text{H}_2$	ендотермічна, повільніша ніж окислення
$\text{C} + \text{CO}_2 = 2\text{CO}$	ендотермічна, повільніша ніж окислення
$\text{CO} + \text{H}_2\text{O} = \text{CO}_2 + \text{H}_2$	дещо екзотермічна, швидка
$\text{CO} + 3\text{H}_2 = \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$	метанізація, екзотермічна
$\text{C} + 2\text{H}_2 = \text{CH}_4$	пряма метанізація, екзотермічна

Табл. 4.2. Склад синтез-газу.

	Типове вугілля	Нафтовий кокс
H_2	37,95	34,02
CO	44,06	48,29
$\text{N}_2 + \text{інші}$	2,38	3,08
Ar	0,88	1,00
CO_2	14,73	13,61

Перспективні технології ПГУГВ:

4.1. Газифікація в киплячому шарі (рис. 4.7).

$t=800-1000^\circ\text{C}$, $p=1,0-2,5$ МПа, частки вугілля 1-5 мм.

Переваги: ККД - 44-47%; екологічна чистота; можливість спалювання високозолистого (>50%) вугілля. Використовується сухе золовидалення. Відносно низькі температури - низькі викиди NO_x , додавання в шар вапна - зв'язування SO_x .

При використанні водовугільної суспензії газифікацію проводять на кисневому дутті.

При сухій подачі палива – повітряне або парокисневе дуття.

Приклад – технологія U-Gas (Чикаго). Потужність ПГУ – 55 МВт. 85% SO_x зв'язується у шарі, а 10% у гарячій сіркоочистці.

Після 2-го циклону газ ($980-1000^\circ\text{C}$) охолоджується до 540°C та поступає на сіркоочистку.

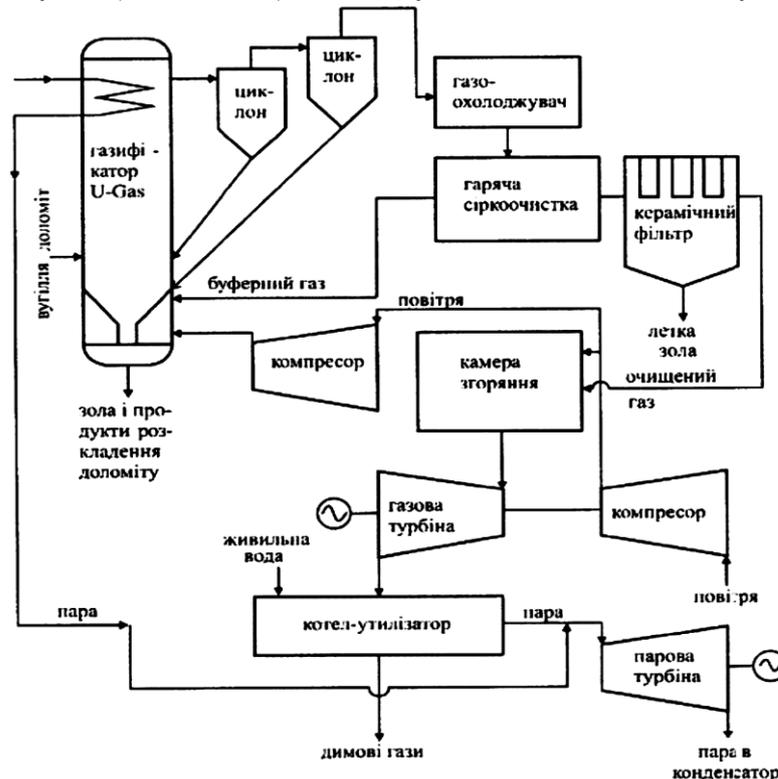


Рис. 4.7. Технологічна схема газифікації вугілля у киплячому шарі під тиском за методом «U-Gas» (проект ПГУ «Toms Creek») [7].

4.2. Газифікація у потоці.

$t=1500-2000^{\circ}\text{C}$, $p=2,5-4,0$ МПа, вугільний пил.

Переваги:

- більш високі температура, тиск та використання кисневого або парокисневого дуття забезпечує більшу продуктивність об'єму газифікатора.
- синтез-газ не містить смол и фенолів.

Неможливість зв'язування SO_x в газифікаторі компенсується глибоким очищенням меншого об'єму газу.

Приклад – установка Техасо - ПГУ Tampa Electric (США).

Потужність – 250 МВт, ККД – 38-42%.

Подача водовугільної суспензії та кисню - в верхню частину газифікатора.

Синтез-газ ($1320-1430^{\circ}\text{C}$) охолоджується до 430°C , при цьому виробляється пара високого тиску. Досягається видалення 98 % сірки.

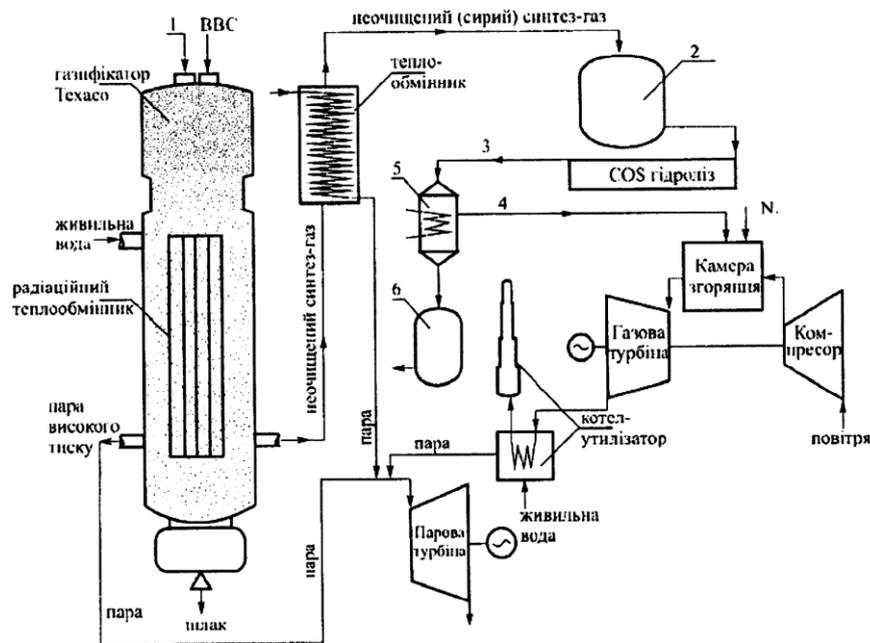


Рис. 4.8. Технологічна схема газифікації вугілля в потоці за методом «Техасо» [7]:

- 1 - кисень, вироблений кисневим заводом; 2 – скрубберне очищення газу; 3 – частково очищений синтез-газ; 4 – очищений синтез-газ; 5 – очищення від газів, що містять кислоту; 6 – установка для одержання сірчаної кислоти.

Недоліки ПГУГВ - технічна складність та висока вартість.

Підвищення ефективності ПГУГВ (зниження втрат при газифікації з 16-20% до 10-12%):

- підвищення ККД ГТУ,
- високотемпературна десульфуризація ($500-540^{\circ}\text{C}$);
- повітряне дуття замість кисневого;
- зниження втрат тиску та тепла в газо-повітряному трактах системи газифікації;
- вбудовані у газифікатор систем теплообміну.

ПГУГВ у порівнянні з ПТУ має вищу ефективність видалення SO_x та контроль NO_x в газовій турбіні (не потребує системи азотоочистки). В ПГУГВ видалення CO_2 здійснюється при високому тиску (та концентрації) газу, що ефективніше та дешевше.

Для широкого використання ПГУГВ повинні мати: ККД - 52-55% та капіталовкладення близькі до ПТУ (100-105%).

5. Використання на ТЕС біомаси.

Біомаса - значний нереалізований паливний потенціал.

Джерела біомаси: побутові відходи, відходи переробної промисловості, відходи лісового господарства та деревообробки, солома, продукція енергетичного лісництва.

Основна проблема - складність забезпечення стабільних поставок значних об'ємів палива. В результаті потужність станцій на біомасі рідко $>10-15$ МВт, хоча є станції потужністю до 100 МВт.

Найчастіше частіше всього використовується ПТУ. Біомаса спалюється в топках камерних, з киплячим шаром та ЦКШ.

Останнім часом розвивається **газифікація** біомаси зі спалюванням синтез-газу в ГТУ.

5.1. Комбіноване паливозабезпечення ТЕС.

Використання біомаси паралельно з іншими видами палива. дозволяє підвищити потужність, ККД, та знизити капітальні витрати.

Приклад: ТЕЦ Аведор-2 (Данія) (рис. 4.9). До енергоблоку входять суперкритичний паровий цикл (300 бар, 580 °С, 600 °С), дві ГТУ зі скиданням газів до котла-утилізатор та паровий котел на біомасі.

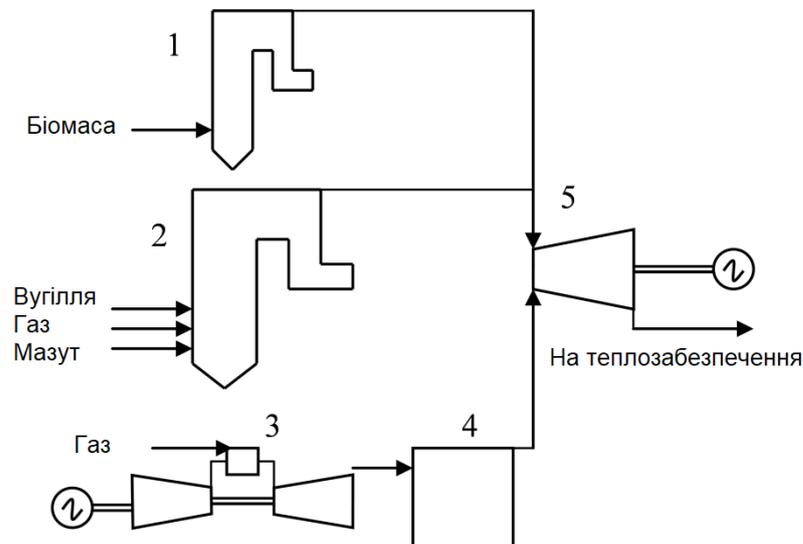


Рис. 4.9. Схема блоку № 2 ТЕЦ Аведор: 1 - паровий котел на біомасі; 2 - паровий котел; 3 - газова турбіна; 4 - котел утилізатор; парова турбіна.

Контрольні запитання до лекції 4.

1. Які основні технічні та екологічні переваги технології циркулюючого киплячого шару Вам відомі?

2. Наведіть приклад схеми котла з ЦКШ та поясніть принцип його дії.

3. Вкажіть та прокоментуйте основні переваги технології внутрішньої газифікації вугілля для парогазових установок.

4. В чому переваги використання біомаси в тепловій енергетиці? Яким чином організовується газифікація біомаси та як вона використовується в ГТУ?

Лекція. Парові турбіни.

1. Парова турбіна - двигун, в якому потенціальна енергія пари перетворюється у механічну роботу обертання ротора з подолання сил опору машин, що приводяться (електричний генератор, живильний насос, компресор, тощо).

Турбіна складається з рухомих та нерухомих частин:

- сукупність всіх нерухомих частин – статор,
- рухомих – ротор.

2. Принцип роботи турбіни:

На роторі встановлюються диски з **робочими лопатками** (рис. 5.1), на яких **кінетична енергія потоку перетворюється у механічну роботу** обертання валу турбіни.

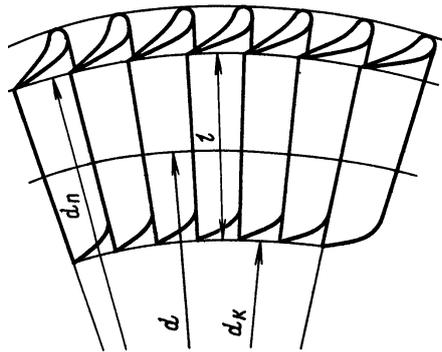


Рис. 5.1. Кільцева турбінна решітка (зображено лише сектор решітки).

Перед кожним диском з робочими лопатками на статорі встановлюють **соплові лопатки** (рис. 5.2), в яких **енергія пари перетворюється у кінетичну**.

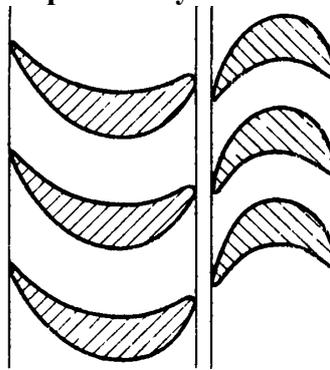


Рис. 5.2. Поперечний розріз ступені соплових та робочих лопаток

Парової турбіни.

Проточна частина, що складається з одного ряду сопел та одного ряду робочих лопаток, створює **турбінний ступінь**.

3. Загальна класифікація турбін

- **За принципом дії:** активні та реактивні,
- **За кількістю ступенів:** одноступінчасті та багатоступінчасті.

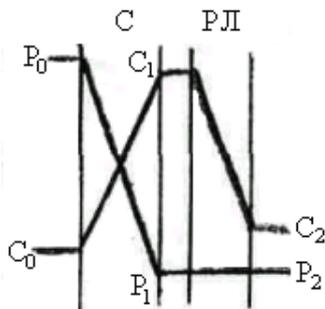


Рис. 5.3. Зміна термодинамічних параметрів у ступені активної турбіни

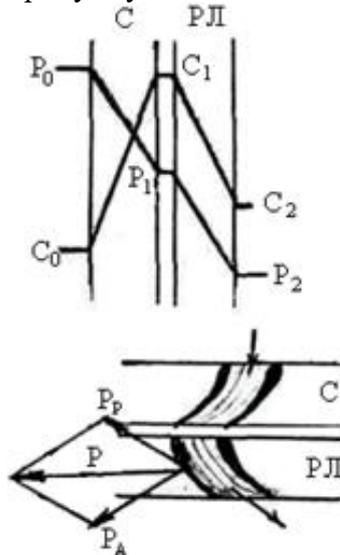


Рис. 5.4. Зміна термодинамічних параметрів у ступені реактивної турбіни

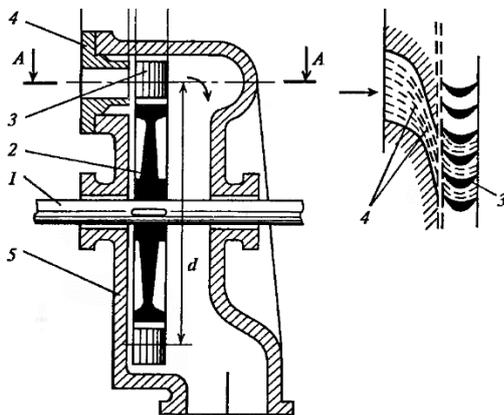


Рис. 5.5. Одноступенева активна турбіна. 1 – вал, 2 – диск, 3 – РЛ, 4 – СЛ, 5 – корпус.

3.1. Активні турбінні ступені

Розширення робочого тіла (падіння тиску) має місце лише у соплах (рис. 5.3); на робочих лопатках тиск залишається постійним.

Робота здійснюється за рахунок безпосередньої ударної дії потоку на лопатки.

На рис. 5.3 представлені зміни тиску та швидкості у сопловому апараті (С) та на робочих лопатках (РЛ), де $P_0 - P_1 - P_2$ - зміни тиску, а $C_0 - C_1 - C_2$ - зміна швидкості.

3.2. Реактивні турбінні ступені

Розширення робочого тіла здійснюється в два етапи: тиск частково падає в соплах, а потім - до кінцевого значення - на робочих лопатках.

На лопатках, внаслідок наявності перепаду тиску, поряд з безпосередньо ударною (активною) дією потоку, з'являється реактивна віддача, тобто, повна сила, що діє на лопатку, яка складається з двох складових.

На рис. 5.4 представлені зміни тиску та швидкості, а також діючі сили, де P_a - сила активної дії, P_r - реактивна сила, а P - повна сила, яка діє на робочу лопатку.

3.3. Одноступенева активна турбіна Лавалля.

Перший прототип активної турбіни був запропонований шведським інженером Густавом Лавалем в 1883 році (рис. 5.5).

Турбіни Лавалля повинні були мати надзвичайно велику швидкість обертання, щоб ефективно спрацювати енергію пари.

Найменші з турбін Лавалля (діаметр диска 100 мм, потужність 2,5 кВт) мали частоту обертання 500 с^{-1} . Ці турбіни також мали низький ККД.

3.4. Багатоступенева турбіна Парсонса.

У 1884 році англійський інженер Чарльз Парсонс розробив багатоступінчасту реактивну турбіну (рис. 5.6). Завдяки великій кількості ступенів значно зменшився перепад тиску на один ступінь, впали швидкості пари на виході з соплових решіток та знизилась колова швидкість лопаток.

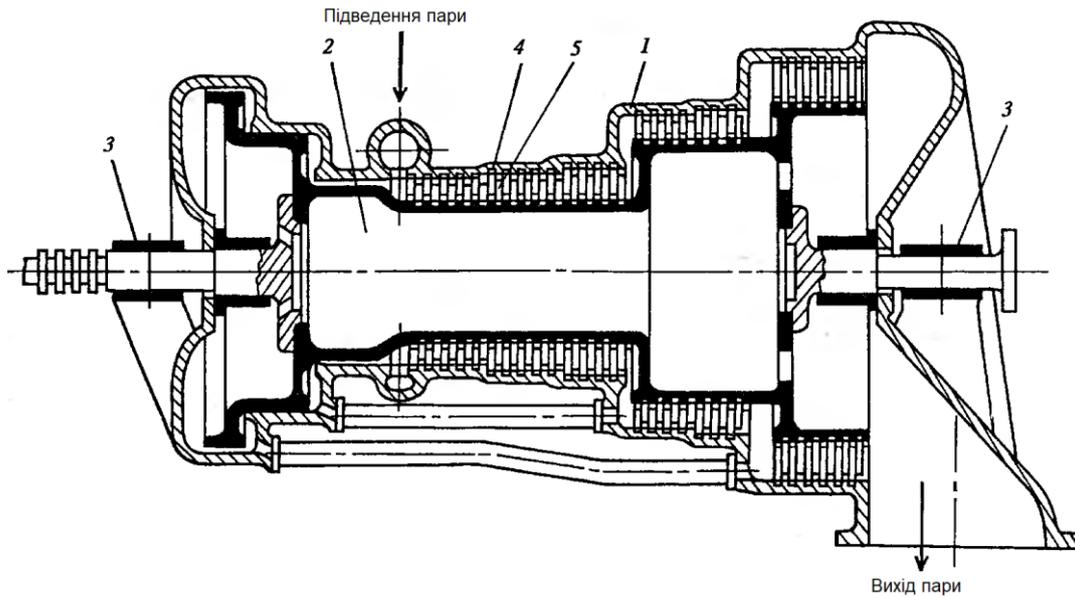


Рис. 5.6. Багатоступенева реактивна турбіна Парсонса:
1 - корпус, 2 - барабан, 3 - підшипник, 4 - соплові лопатки, 5 - робочі лопатки

3.5. Багатоступеневі турбіни

Турбіна (рис. 5.7) складається з декількох, послідовно розташованих одноступінчастих турбін - ступенів багатоступеневої турбіни.

Розширення робочого тіла відбувається поступово, від ступеня до ступеня. Такі турбіни можуть бути як активного, так і реактивного типу.

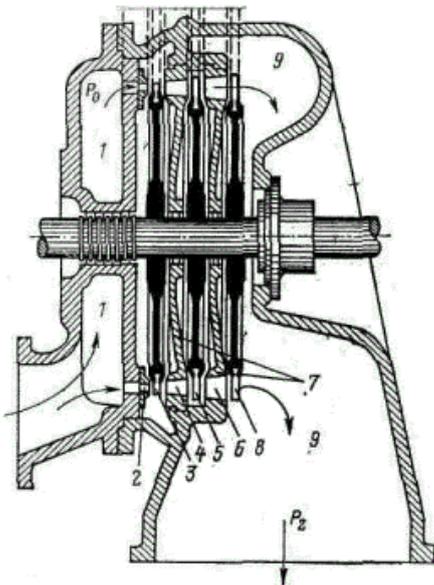


Рис. 5.7. Схема багатоступеневої турбіни: 1 - камери підведення та відведення пари; 2, 4, 6 – сопла; 3, 5, 8, - робочі лопатки; 7 – діафрагми.

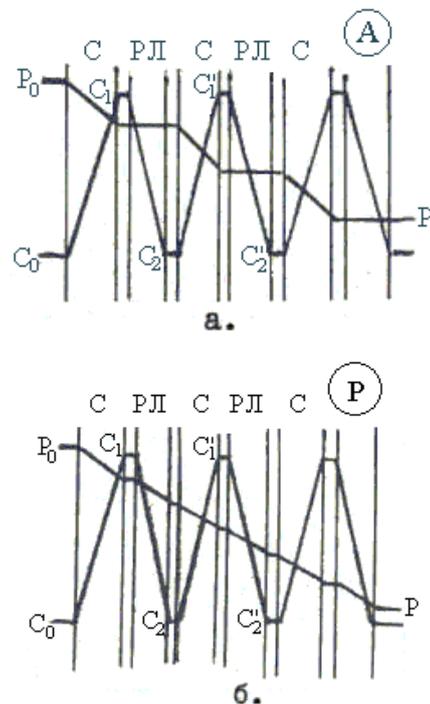


Рис. 5.8. Зміна тиску та швидкості потоку:
а - активний варіант, б - реактивний.

4. Одноциліндрова конденсаційна турбіна потужністю 50 МВт з початковим тиском 8,8 МПа та температурою 535 °С) представлена на рис. 5.9.

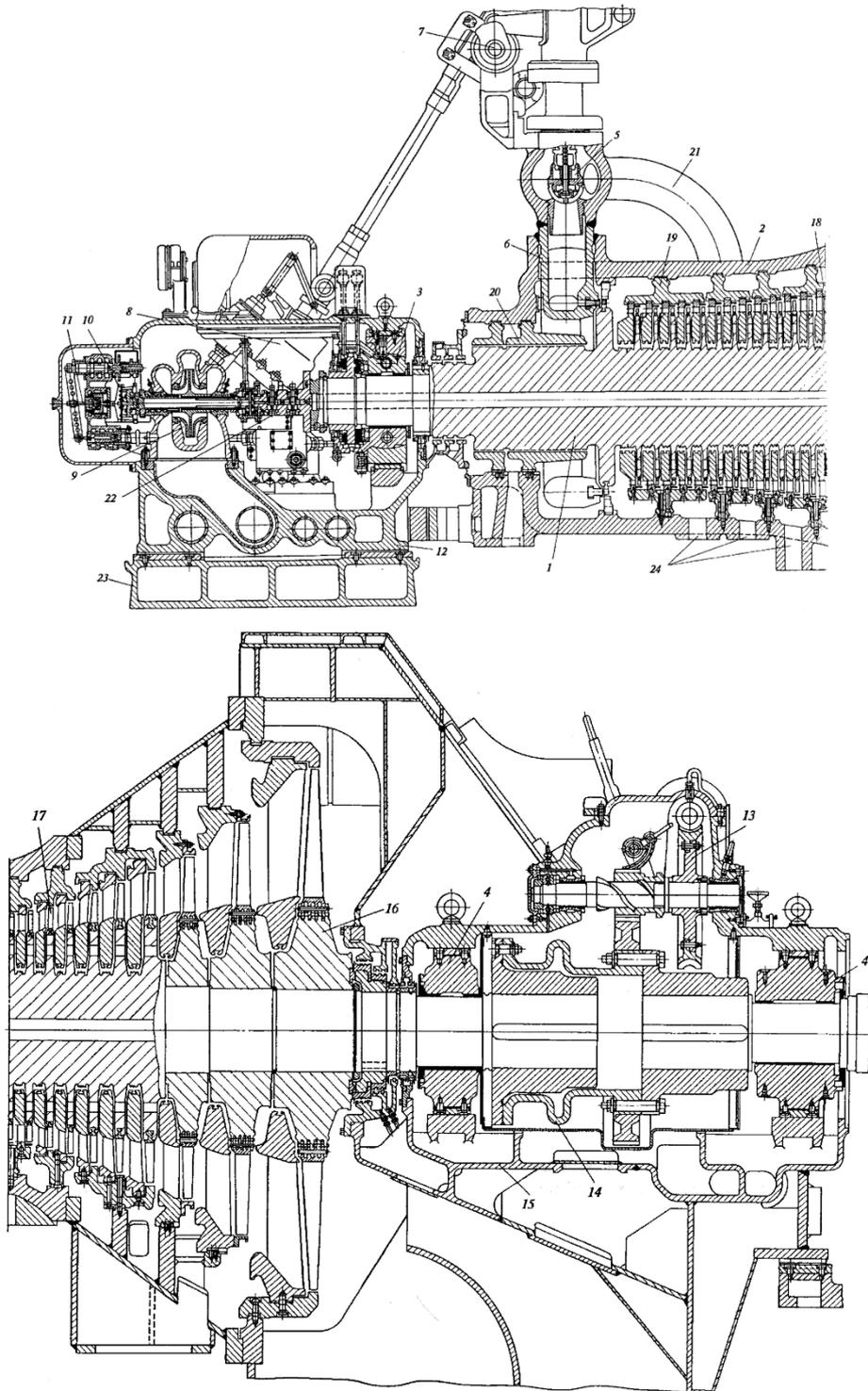


Рис. 5.9. Поздовжній розріз турбіни К-50-90 [3]: 1 – ротор турбіни; 2 – корпус турбіни; 3 – опорно-упорний підшипник; 4 – опорний підшипник; 5 – регулюючий клапан; 6 – соплова коробка; 7 – кулачковий вал; 8 – сервомотор; 9 – головний оливний насос; 10 – регулятор швидкості; 11 – золотник, що стежить; 12 – картер переднього підшипника; 13 – валоповоротний пристрій; 14 – з’єднуюча муфта; 15 – вихлопний патрубок турбіни; 16 – насадні диски; 17 – робочі лопатки; 18 – діафрагми; 19 – обойми діафрагм; 20 – обойми переднього кільцевого ущільнення; 21 – перепускна труба (від стопорного до регулюючого клапану); 22 – датчики автомату безпеки; 23 – фундамента плита; 24 – патрубки відборів пари на регенерацію.

Комбінований ротор: перші 19 дисків (працюють в зоні високої температури) відковані разом з валом турбіни, останні три диски – насадні (зона низьких температур).

Проточна частина з 22 ступенів. По мірі пониження тиску питомий об'єм пари зростає, що вимагає збільшення висоти лопаток та середнього діаметру ступенів.

До переднього торця ротора прикріплено **приставний кінець валу**, на якому встановлено **датчики автомату безпеки**, які діють на стопорний та регулюючі клапани та припиняють доступ пари при підвищенні частоти обертання ротора на 10–12%.

Головний масляний насос - для подачі масла до системи змащування підшипників та до системи регулювання.

Датчик частоти обертання - бистрохідний пружний регулятор швидкості, встановлений на кінці валу насосу.

З боку виходу пари ротор турбіни поєднаний **напівгнучкою муфтою з ротором генератора**.

Статор турбіни складається з **корпусу**, у який закріплено **діафрагми та ущільнення**.

Передня частина корпусу лита, середня частина корпусу та вихідний патрубок - зварні.

В передньому картері **опорно-упорний підшипник**, в задньому – **опорні підшипники** роторів турбіни та генератора.

Передній картер встановлено на фундаментній плиті та при тепловому розширенні корпусу він може вільно пересуватись.

Задній картер виконаний за одне ціле з вихлопним патрубком турбіни, та при теплових розширеннях залишається нерухомим. В задньому картері турбіни розташований валоповоротний пристрій.

Пристрій автоматичного регулювання турбіни складається з чотирьох регулюючих клапанів. Сервомотор отримує імпульс від регулятора швидкості та регулює положення клапанів. Регулюючі клапани відкриваються один за одним.

В корпусі турбіни передбачено декілька патрубоків регенеративних відборів, через які пара відбирається з проміжних ступенів на підігрів живильної води, яка подається до котла.

На рис. 5.10-5.13 представлені зображення парових турбін працюючих на ТЕС України.



Рис. 5.10. Зовнішній вигляд парової турбіни К-300-240

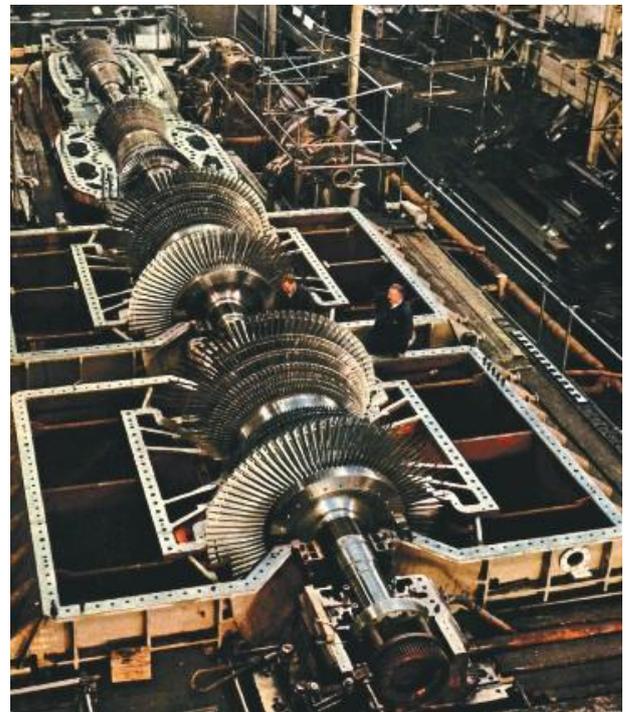
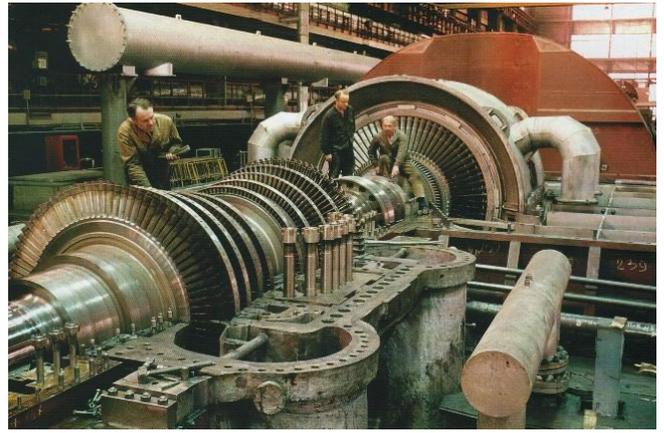


Рис. 5.11. Парова турбіна 300 МВт з демонтованою верхньою кришкою



Рис. 5.12. Ротор парової турбіни



Мал.5.13 Збирання парової турбіни на випробувальному стенді

На рис. 5.14-5.16 представлені зображення та характеристики сучасних парових турбін виробництва General Electric.

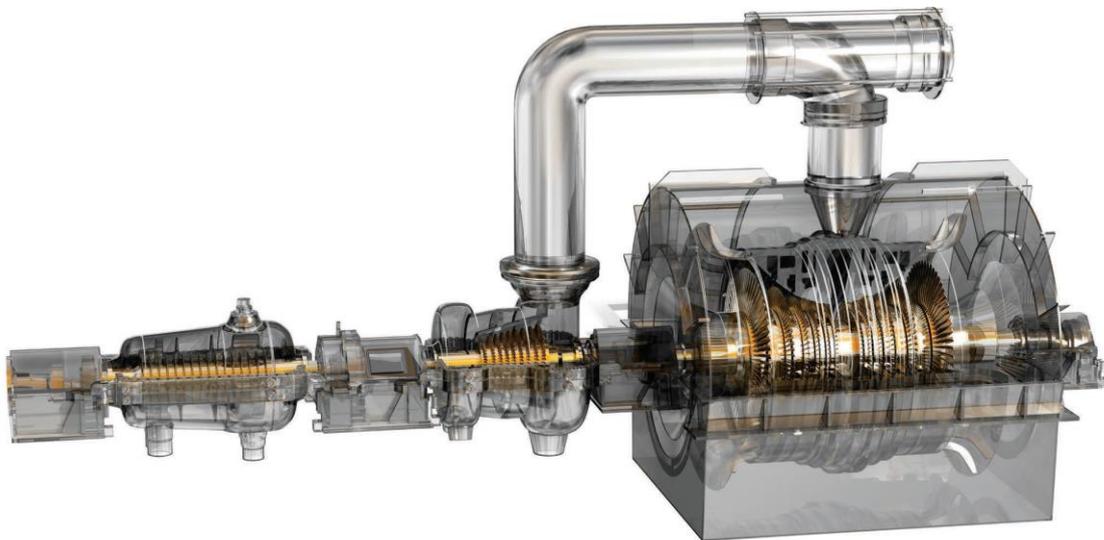


Рис. 5.14. Парова турбіна ST-D650.

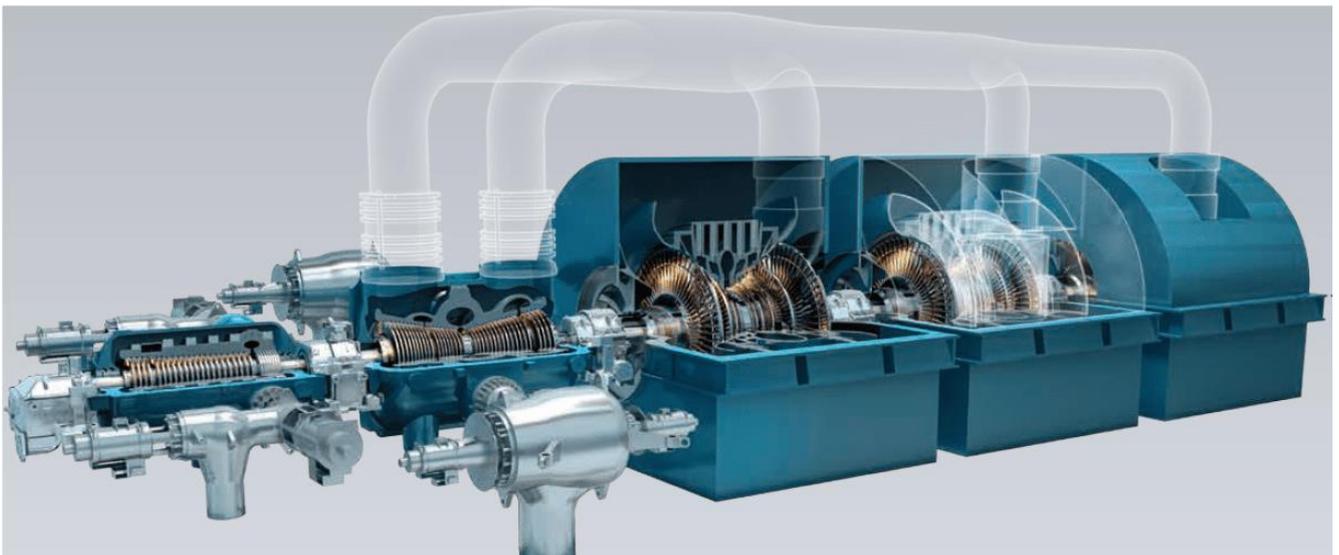


Рис. 5.15. Парова турбіна ST-D1050.

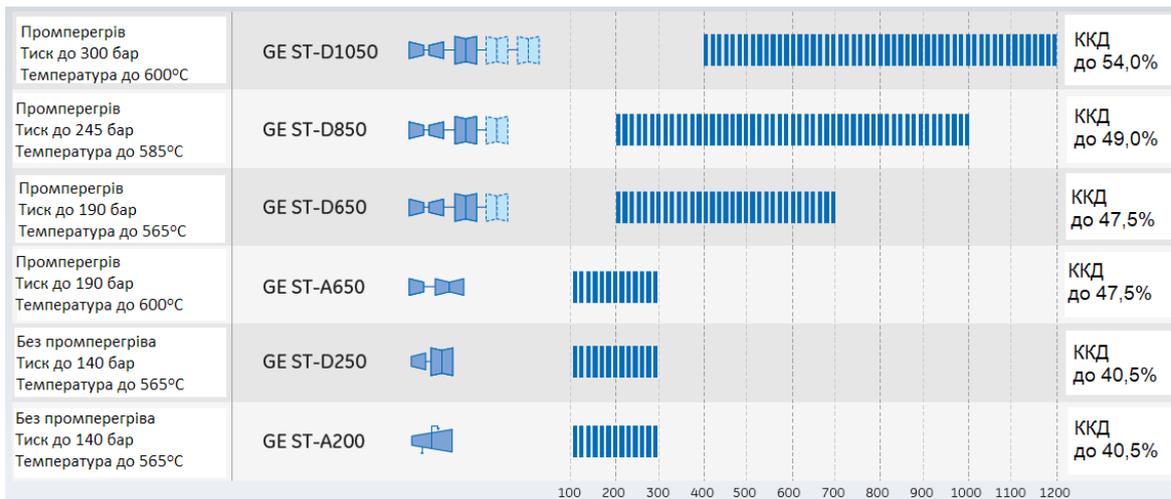


Рис. 5.16. Деякі технічні характеристики парових турбін виробництва General Electric.

5. Останні технології та перспективи розвитку парових турбін (Mitsubishi Heavy Industries)

5.1. Збільшення потужності

Останні ступені парових турбін, які виробляють значну потужність, є одними з найважливіших компонентів для визначення ефективності, надійності, та загальної конструкції турбіни.

Збільшення висоти лопаток останнього ступеню:

- знижуються вихідні втрати енергії пари та збільшується економічність турбіни
- збільшення одиничної потужності турбіни,
- зменшується кількість потоків, що дозволяє зробити меншими габарити турбінного відділення.

Лопатки висотою 152,4 см (60 дюймів) є останнім кроком у розвитку технології Mitsubishi Heavy Industries (рис. 5.17-5.18).



Рис. 5.17. Зовнішній вигляд лопаток висотою 127 см (50 дюймів).

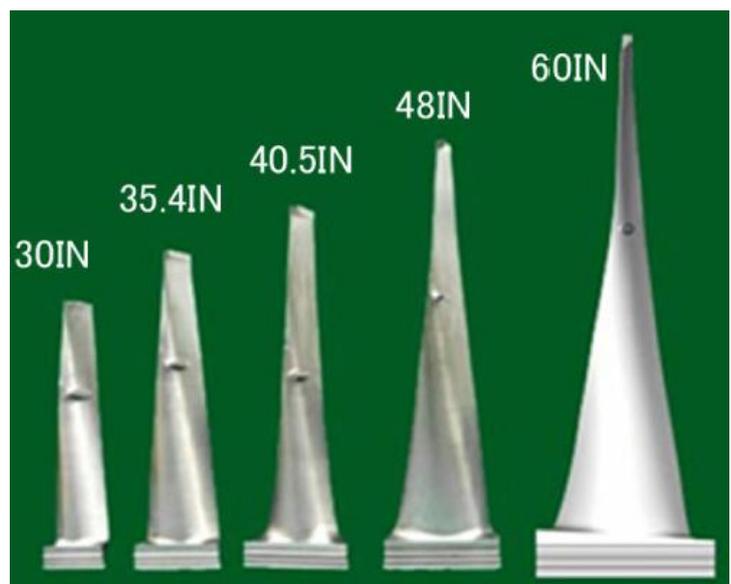
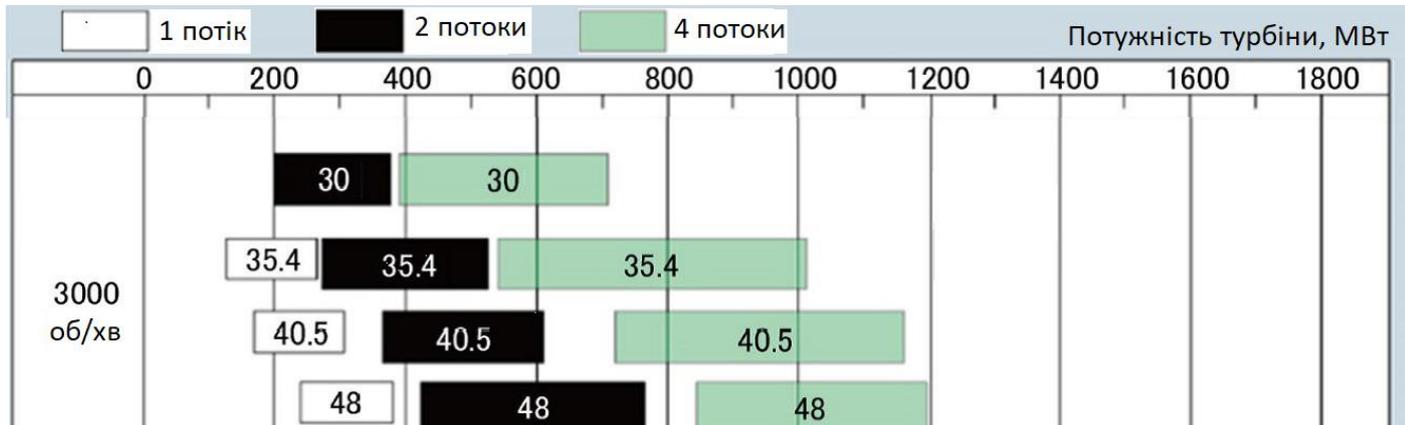


Рис. 5.18. Лопатки останнього ступеню серії ISB (1 дюйм = 2,54 см).

Застосування лопаток висотою 152,4 см для класу турбін 1000 MW дозволяє:

- суттєво підвищити ефективність
- зменшити кількість потоків у порівнянні з існуючими турбінами.



Цифри на діаграмі - висота лопаток (дюйми).

Рис. 5.19. Застосування лопаток останнього ступеню серії ISB.

Використання лопаток висотою 152,4 см для турбін що працюють у складі ПГУ дозволило створити однопоточну компактну турбіну (рис. 5.20).

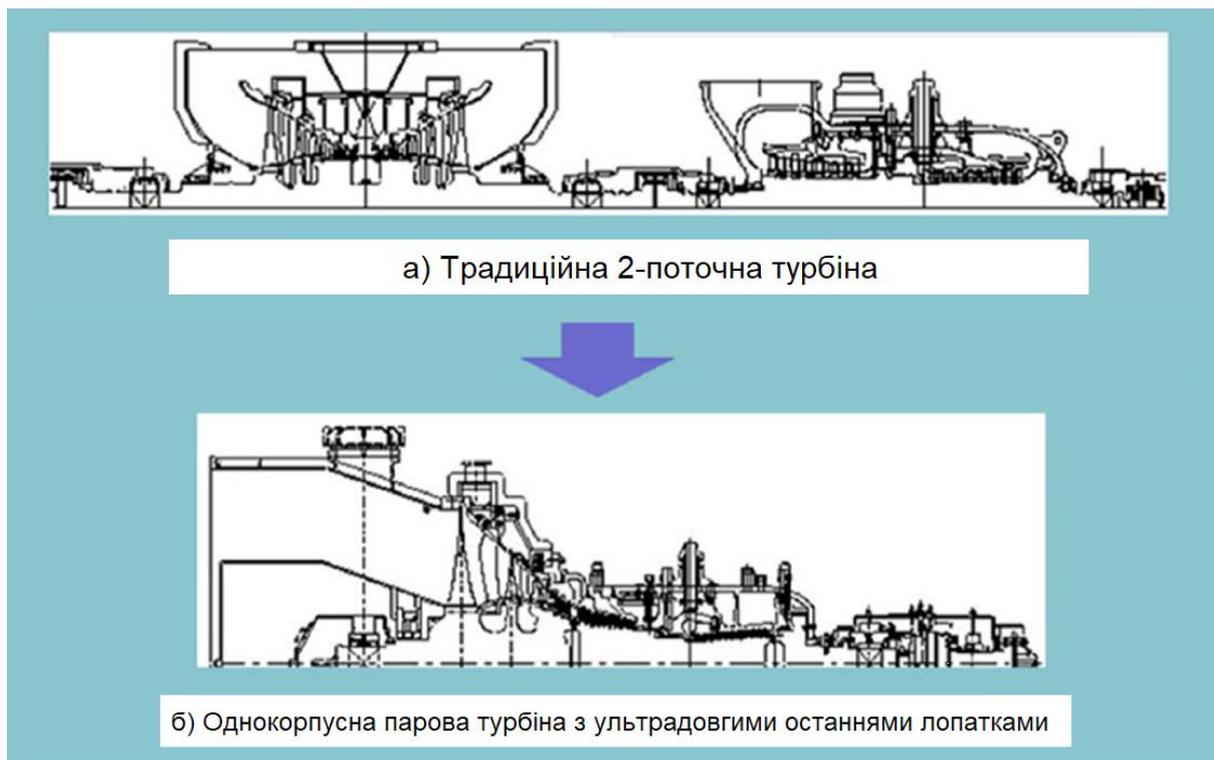


Рис. 5.20. Еволюція потужної парової турбіни для ПГУ: а – звичайна 2-поточна турбіна низького тиску; б – однокорпусна турбіна з ультра-довгими лопатками вихідного ступеню.

5.2. Останні технології для забезпечення високої ефективності та надійності

На рис. 5.21 представлені основні особливості конструкції турбін Mitsubishi Heavy Industries, які дозволили досягти високих техніко-економічних показників.

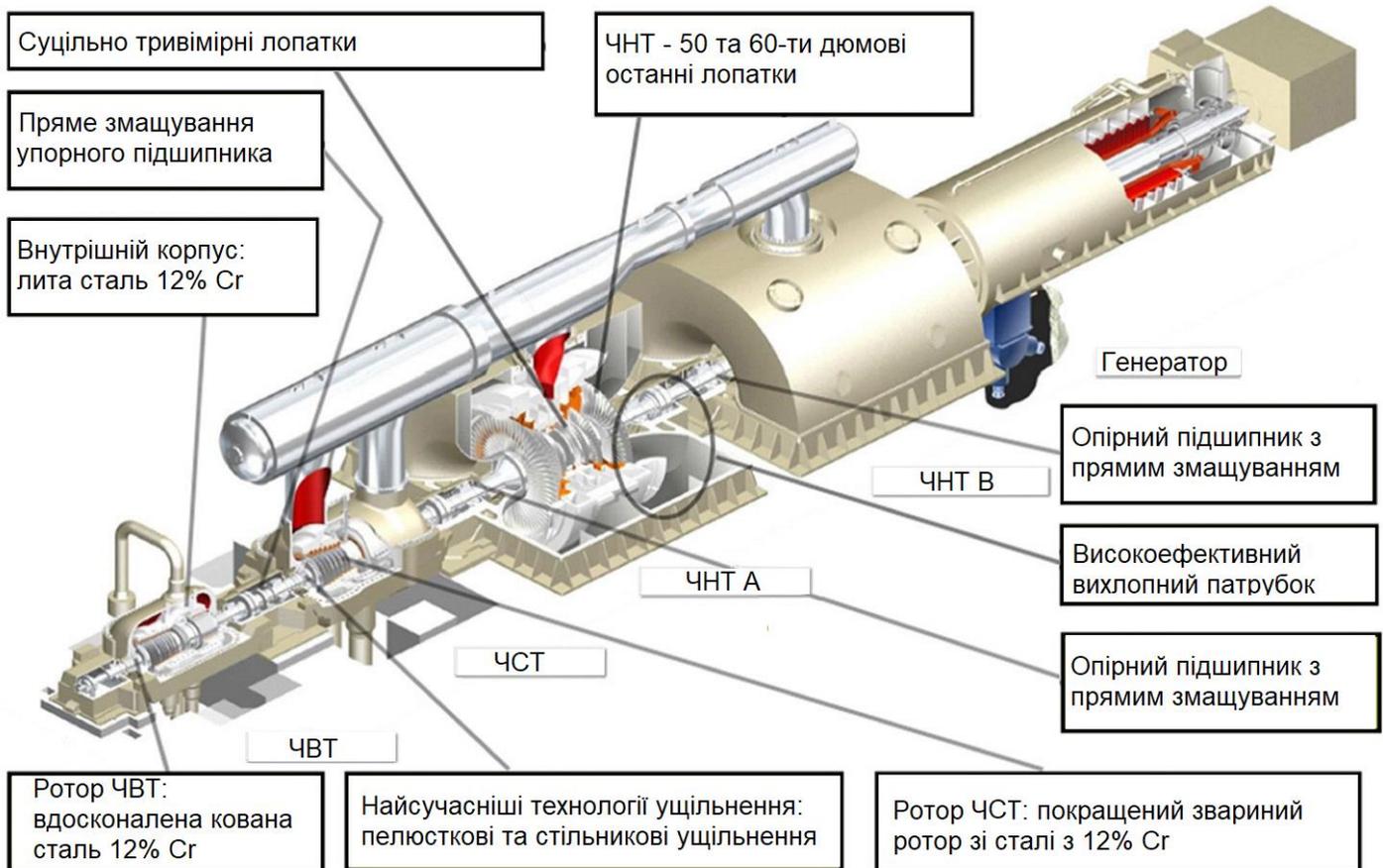


Рис. 5.21. Схематичне зображення парової турбіни потужністю 1000 MW та застосованих технологічних вдосконалень.

1) Лопатки виготовлені за 3D технологією.

2) Лопатки останнього ступеню довжиною 152,4 см та високоєфективний вихлоп пари:

- оптимізація для роботи у середовищі вологої пари.
- оптимізація форми вихідних лопаток у комплексі з вихлопом пари та конденсатором.

3) Оптимізація ущільнень.

4) Технологія прямого змащування підшипників.

Забезпечує нижчу температуру масла та значне зниження втрат у підшипниках.

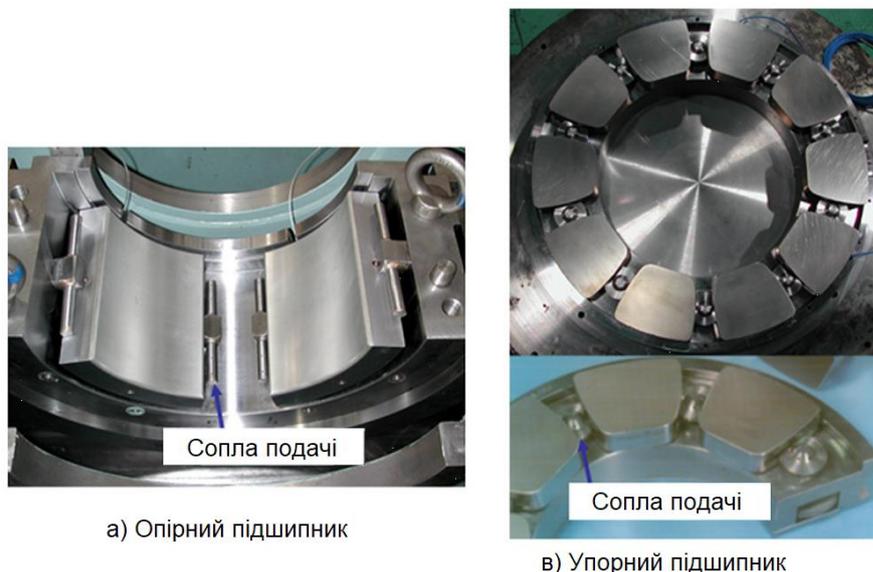


Рис. 5.22. Технологія прямого змащування підшипників.

5) Сучасний зварний ротор зі сталі з 12% Cr.

Ротор MTR10A створений для роботи при температурі 600 °С.

Комбінований зварний ротор для парової турбіни, що працює у складі ПГУ (рис. 5.21). Сталь MTR10A для високотемпературних частин (центр) та 2.25% CrMoV сталь та 3.5% NiCrMoV сталь для низькотемпературних частин (кінці ротора).

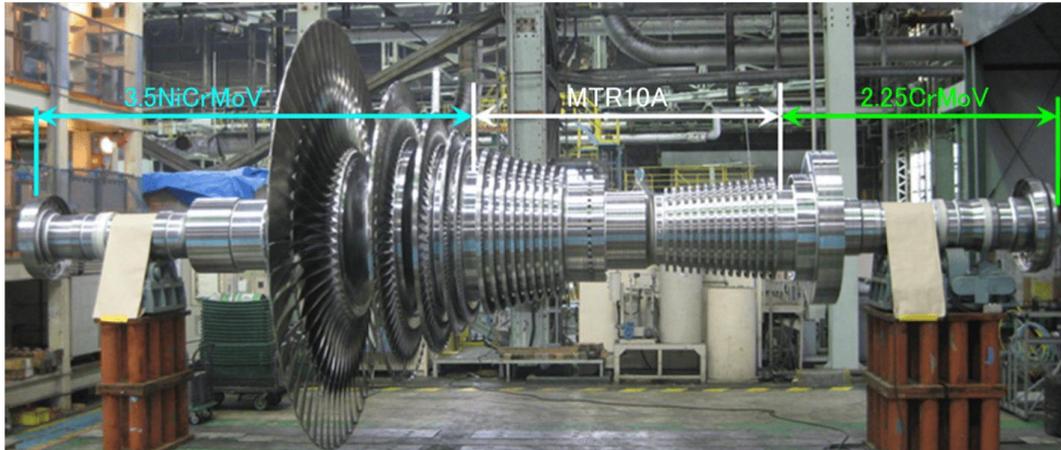


Рис. 5.23. SRT50 зварний ротор.

5.3. Підвищення параметрів пари.

На рис. 5.24 наведені історичні етапи зростання параметрів гострої пари для паротурбінних установок.

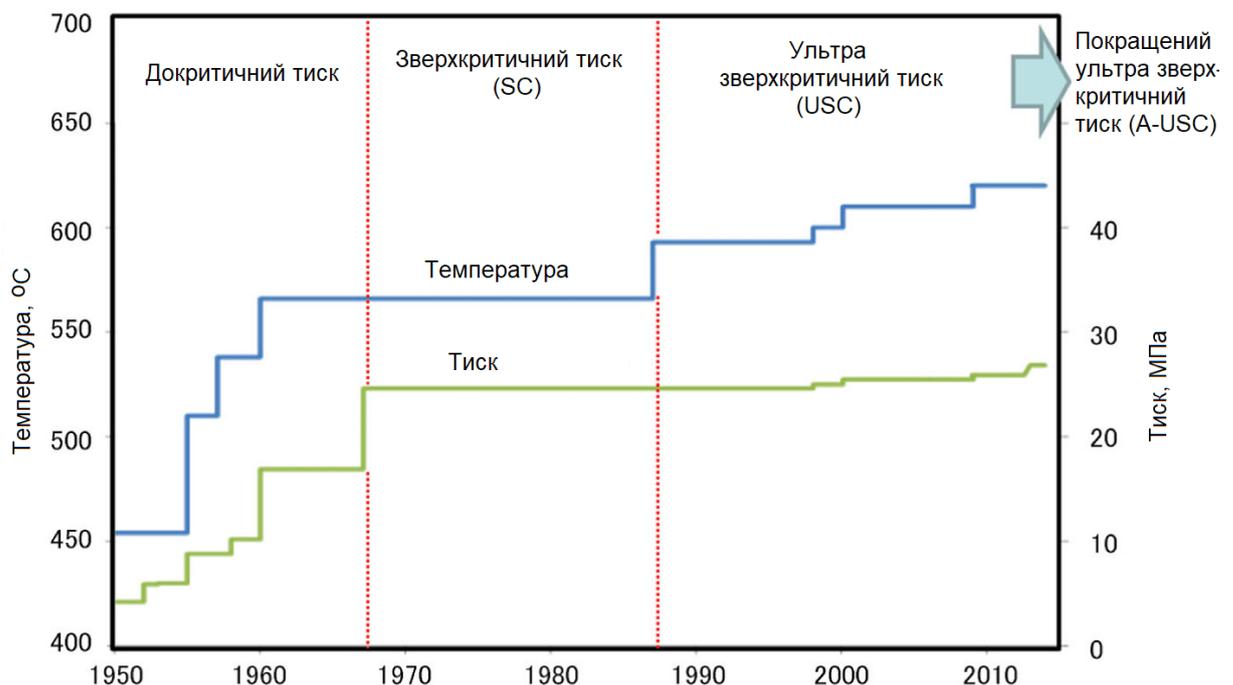


Рис. 5.24. Історія зміни параметрів пари для пилувугільних електростанцій.

5.4. Напрямки розвитку.

Основною рушійною силою зростання ефективності парових турбін є вдосконалення матеріалів. Максимальні температура для сталей, що виробляються промисловістю (12% Cr) - 630 °С подальше збільшення температури вимагає використання нікелевих сплавів.

Табл. 5.1. Розробка нікелевих сплавів.

Назва матеріалу	C	Ni	Cr	Mo	Co	W	Nb	Al	Ti	Fe
FENIX700	0.01	42	16	-	-	-	2	1.3	1.7	Val.
	Залізно-нікелевий сплав ціна якого складає дві третини типового нікелевого сплаву. Прекрасно підходить для великих поковок. Використання - ротор турбіни.									
LTES700R	0.03	Val.	12	6.2	-	7	-	1.65	0.65	-
	Нікелевий сплав з коефіцієнтом лінійного розширення на рівні сталей з високим вмістом хрому. Прекрасно підходить для зварювання. Використання - ротор турбіни.									
USC141	0.03	Val.	20	10	-	-	-	1.2	1.6	-
	Високий супротив повзучості при 18 МПа та 700°C протягом 100,000 годин. Використання – лопатки, шпильки, паропроводи котла.									
USC800	0.04	Val.	17	6	23	2	-	4	-	-
	Нікелевий сплав високої міцності, прекрасно підходить для ковки. Високий спротив повзучості при 27 МПа та 700°C протягом 100,000 годин. Використання – лопатки, шпильки, паропроводи котла та товстостінні труби.									

Контрольні запитання до лекції 5.

1. Що таке парова турбіна? Яка її основна функція?

2. Поясніть призначення та принцип дії соплових та робочих лопаток турбіни.

3. В чому відмінність між турбінами активного та реактивного типу?

4. В чому переваги багатоступневих парових турбін перед одноступневими?

Прокоментуйте зміну термодинамічних параметрів робочої пари в осьовому напрямку активної багатоступеневої турбіни.

5. Які ключові конструктивні елементи відносяться до ротора багатоступеневої турбіни?

6. Які ключові конструктивні елементи відносяться до статора багатоступеневої турбіни?

7. Перерахуйте відомі Вам прогресивні технології для забезпечення високої ефективності та надійності турбінних установок.