

## ЗМІСТ

Лекція 1. Вступ до курсу	4
Лекція 2. Цикли паротурбінних теплоенергетичних установок	9
Лекція 3. Парові котли	17
Лекція 4. Котли з циркулюючим киплячим шаром, газифікація вугілля	27
Лекція 5. Парові турбіни	35
Лекція 6. Принципова теплова схема, устаткування ТЕС	46
Лекція 7. Газотурбінні установки	54
Лекція 8. Паро-газові установки	65
Лекція 9. Вплив теплової енергетики на навколишнє середовище	75
Лекція 10. Комбіноване виробництво електроенергії та тепла	84
Лекція 11. Устаткування когенераційних установок	92
Лекція 12. Компоновка головного корпусу та генеральний план	102
Лекція 13. Розподілена генерація	110
Лекція 14. Мікро-генерація	121
Лекція 15. Холодильні машини. Тригенерація	133
Лекція 16. Особливості розвитку електроенергетики в ринкових умовах	139
Список літератури	148

## Лекція 1. Вступ до курсу.

### 1. Структура енергетичної галузі.

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

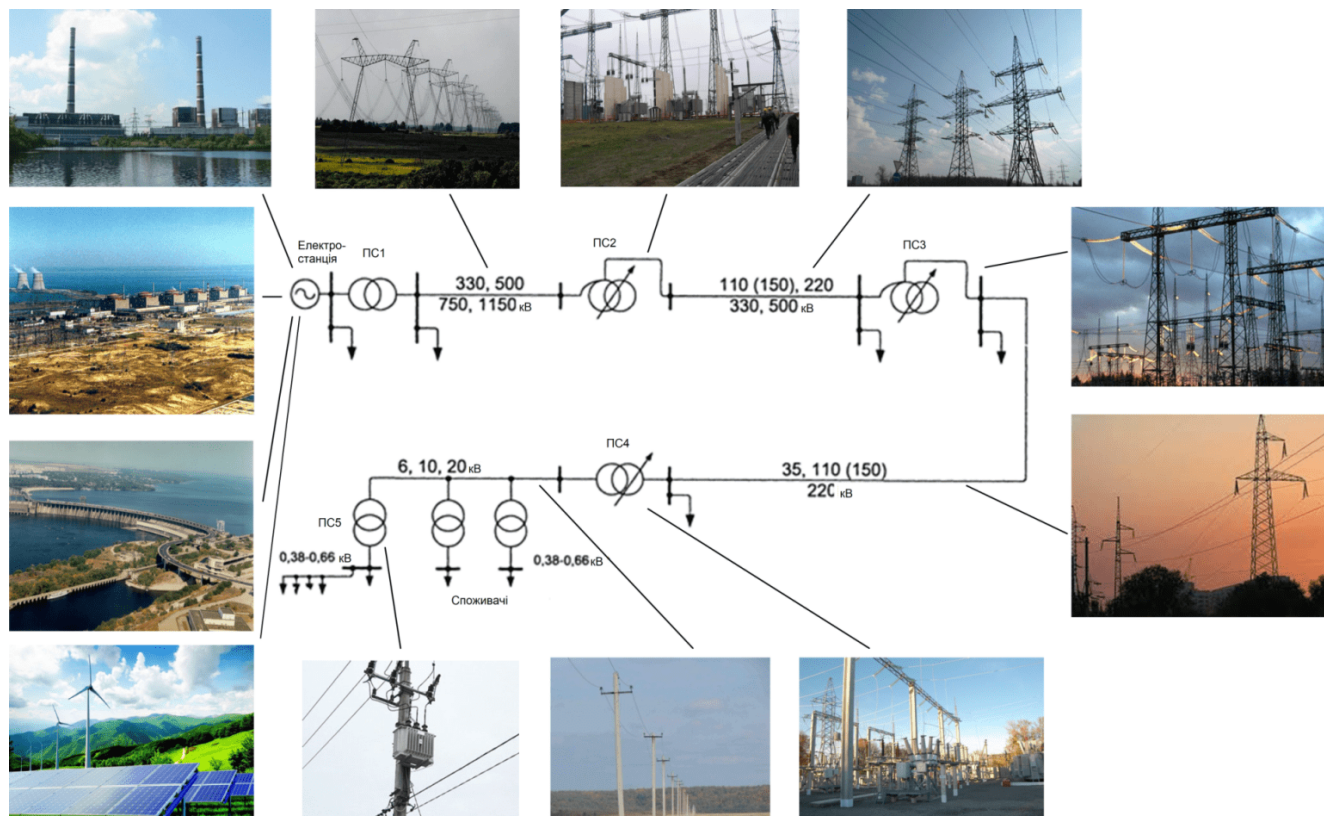


Рис. 1.1. Структура енергетичної системи.

### 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).

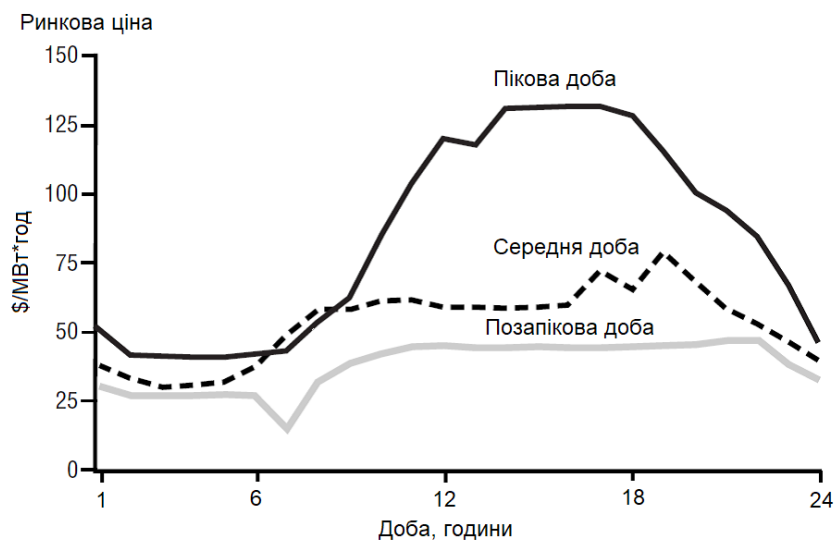


Рис. 1.2. Добовий графік цін для New York City [1].

**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.

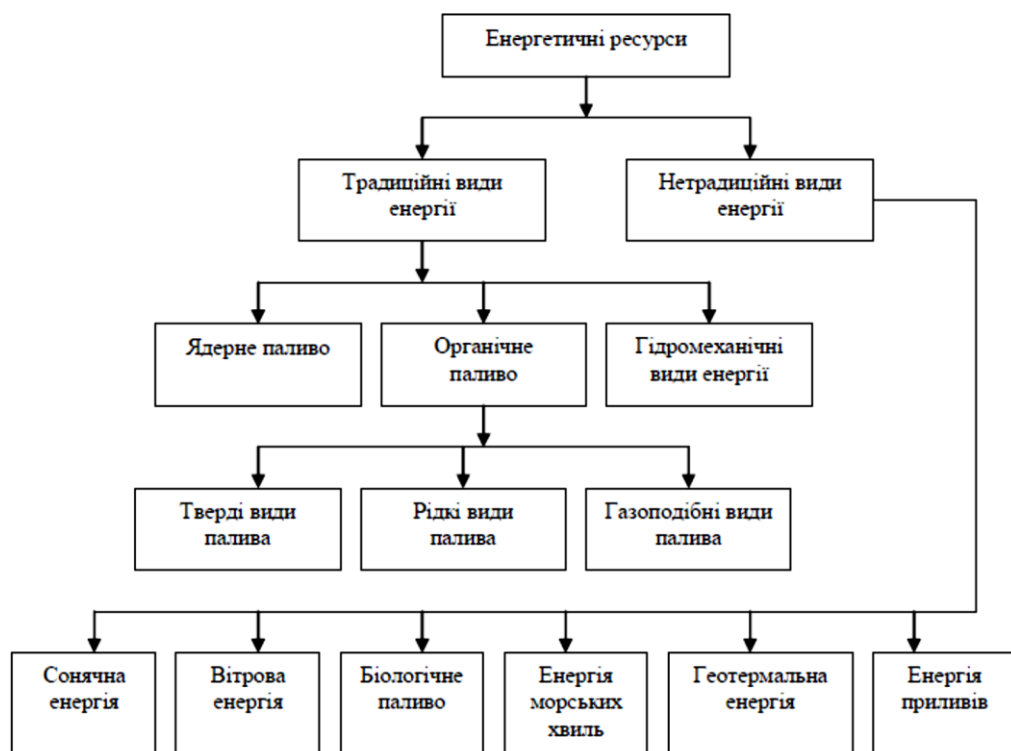


Рис. 1.3. Класифікація енергоресурсів.

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

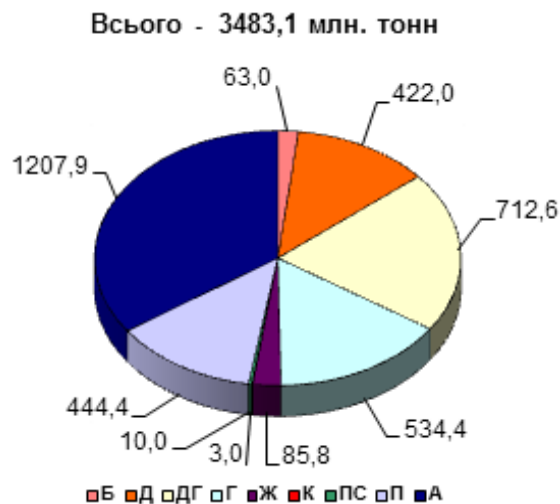


Рис. 1.4. Запаси вугілля в Україні [2].

#### 4. Технологій виробництва електроенергії

Технології виробництва електроенергії можна класифікувати за видом джерела нерегії, яке використовується для виробництва, а також за наявністю викидів CO<sub>2</sub> 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<sub>x</sub> (100-150 \$/кВт) (EIA).

Табл. 1.3. Класифікація технологій генерації.

Технології виробництва електроенергії											
Джерело енергії	Традиційні джерела енергії										
	Вугілля					Природний газ			H <sub>2</sub>	Ядерне паливо	
Без утилізації CO <sub>2</sub>	Докритичні ПВ*	Докритичні ЦКШ*	Суперкритичні ПВ*	Ультразвукові критичні ПВ	ПГУ з газифікацією*	ПГУ*	ГТУ*	Поршневі двигуни*	X	X	X
ВДЕ або утилізація CO <sub>2</sub>	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 <sub>2</sub>	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
ВДЕ або утилізація CO <sub>2</sub>	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 CO<sub>2</sub>;

\* 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  $\text{NO}_x$  є низькими. Додавання вапна у киплячий шар дозволяє зв'язати до 95%  $\text{SO}_2$ .

**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 2. 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).

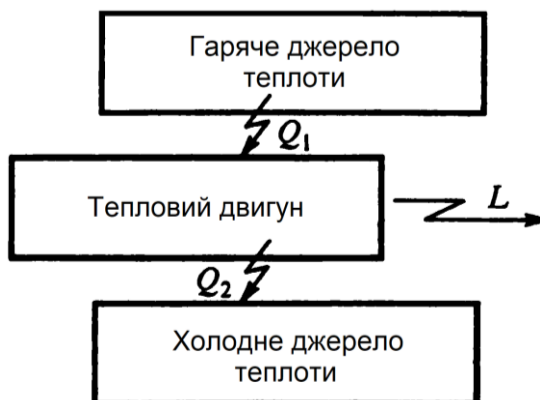


Рис. 2.1. Схема теплового двигуна.

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):

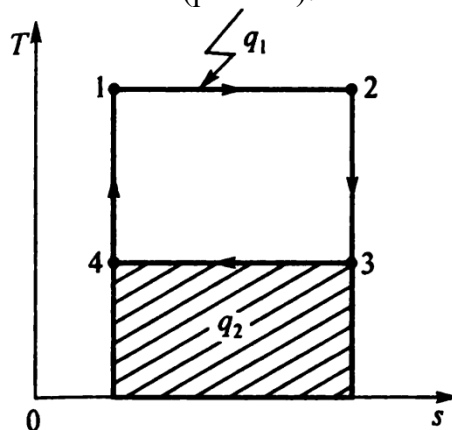


Рис. 2.2. Цикл Карно у Ts координатах

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:

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

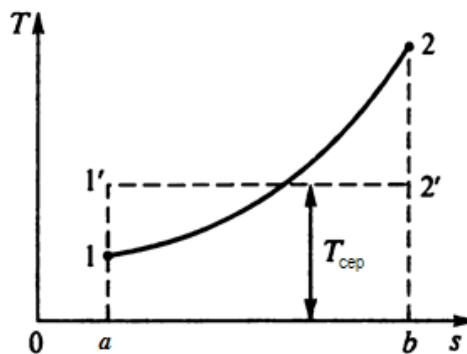


Рис. 2.3. Середньоінтегральна температура підведення теплоти.

### 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.

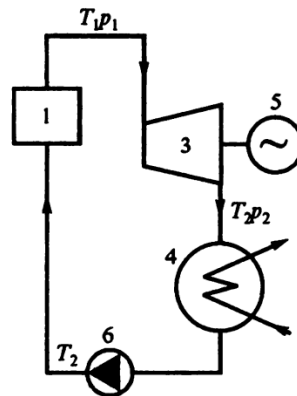


Рис. 2.5. Принципова схема паротурбінної установки: 1 – котел; 3 – турбіна; 4 – конденсатор; 5 – генератор; 6 – живильний насос.

**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**.

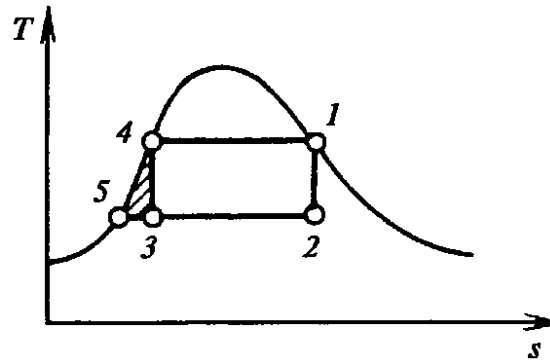


Рис. 2.6. Цикли Карно та Ренкіна для насиченої пари

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

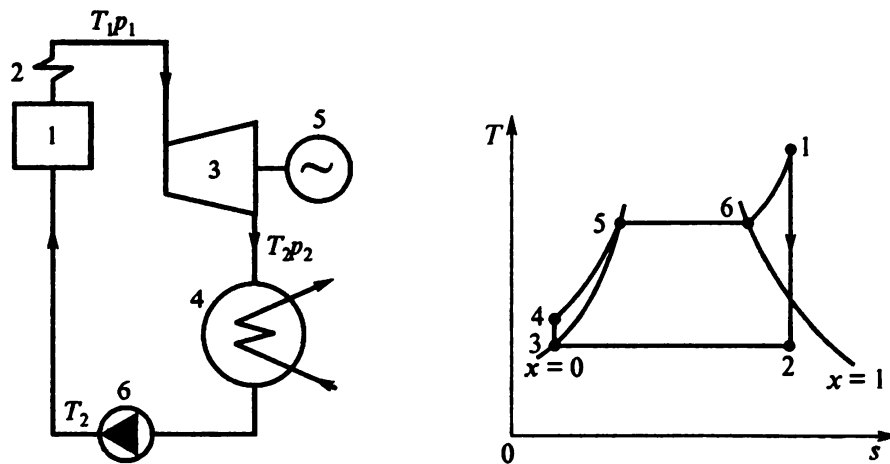


Рис. 2.7. Цикл Ренкіна з перегрівом пари: 1 – котел; 2 – пароперегрівник; 3 – турбіна; 4 – конденсатор; 5 – генератор; 6 – живильний насос.

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 адіабатичного 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.

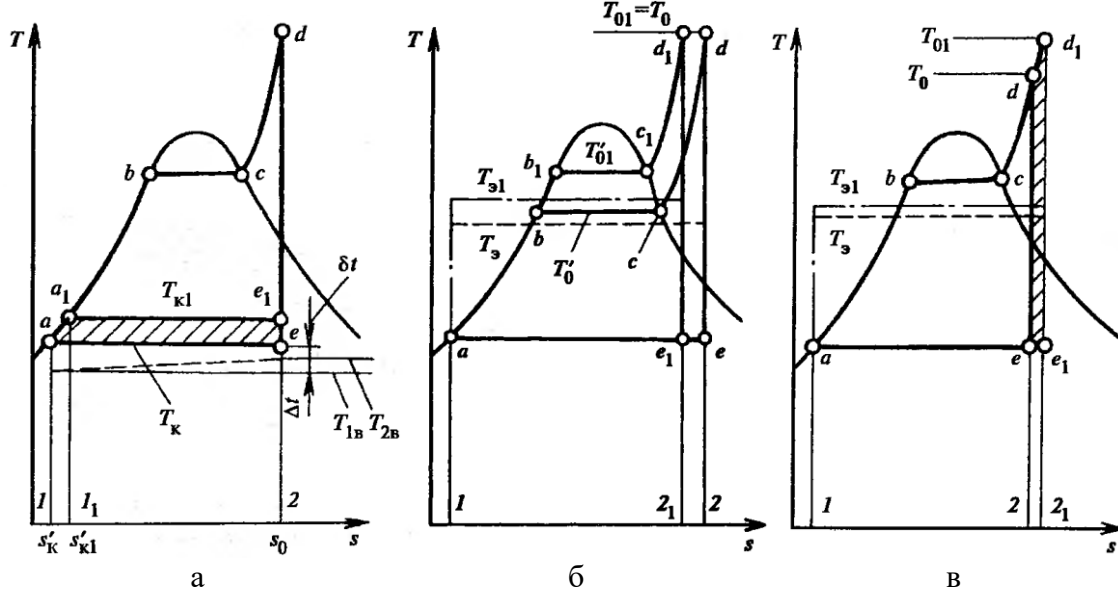


Рис. 2.8. Вплив параметрів пари на ККД циклу: а – впливі кінцевого тиску, б – початкового тиску, в – початкової температури

**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.

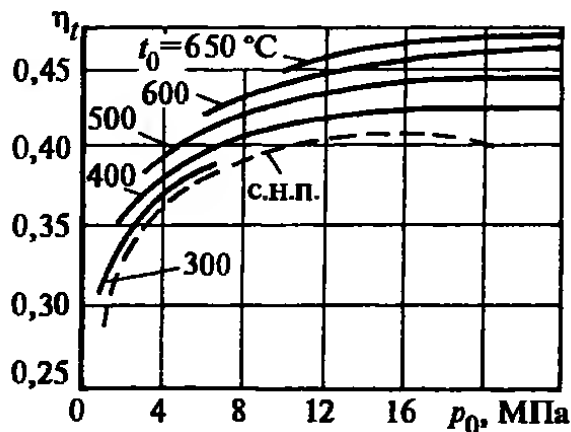


Рис. 2.9. Вплив початкового тиску та температури пари на ККД ідеального циклу, с.н.п. – суха насичена пара.



**В регенеративному циклі з проміжного ступеню турбіни відводиться частина пари, яка конденсується у підігрівнику живильної води. Процес конденсації - 10-11.**

Кількість тепла, перетвореного у механічну енергію - 10-11-5-6-1-10.

Тепло відібраної пари спочатку виконує роботу в турбіні, а потім передається воді, з якою повертається до котла. Тобто, **тепло відпрацьованої пари регенеративних відборів не втрачається у конденсаторі.**

Відповідно ККД циклу завдяки регенерації зростає.

В потужних паросилових установках кількість регенеративних відборів може досягати дев'яти.

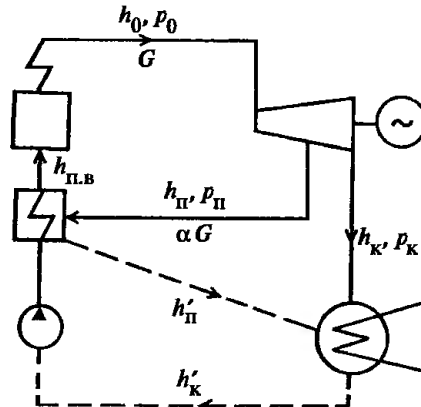


Рис. 2.12. Установа з одним ступенем регенеративного підігріву.

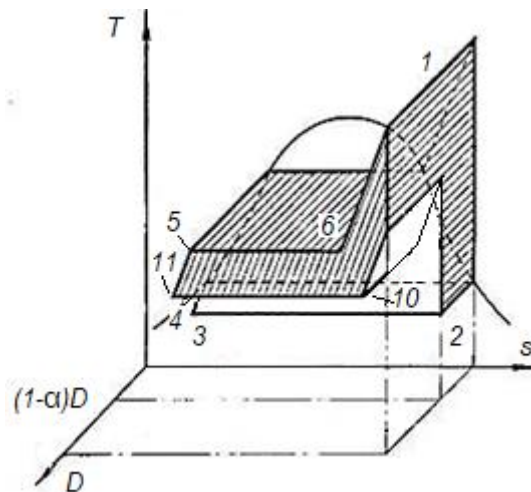


Рис. 2.13 Ts-діаграма циклу Ренкіна та регенеративного циклу,  $\alpha < 1$  – частка пари, що відбирається з турбіни.

### 9. Теплофікаційні цикли.

У конденсаційній турбіні **відпрацьована у турбіні пара в конденсаторі віддає сховану теплоту пароутворення** охолоджуючій воді. Ця теплота складає 55-65% підведеної у котлі теплоти.

**Для побутових та технологічних потреб необхідна невисока температура теплоносія (100-150 °С).**

Якщо споживачу тепла направити відпрацьовану у турбіні пару – можна повністю використати теплоту конденсації цієї пари, а конденсат повернути до паротурбінної установки (рис. 2.14). Порівняння конденсаційного та теплофікаційного циклів в Ts-координатах показано на рис. 2.15.

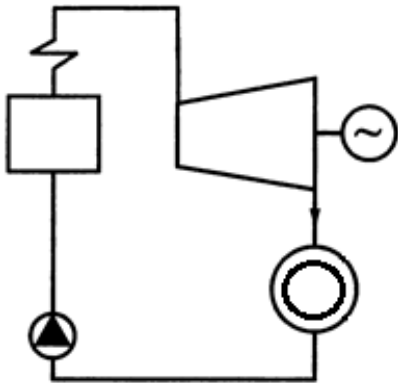


Рис. 2.14. Принципова схема теплофікаційної установки

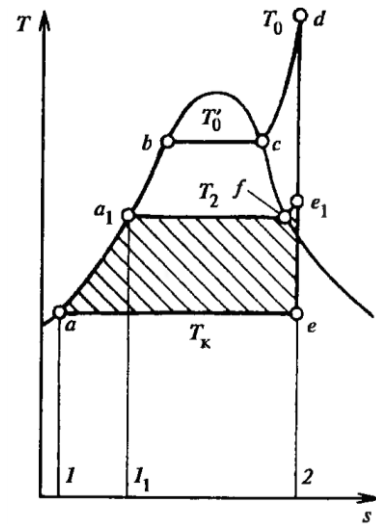


Рис. 2.15. Порівняння конденсаційного та теплофікаційного циклів.

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 ( $q_T$ ) – 1<sub>1</sub>-a<sub>1</sub>-e<sub>1</sub>-2-1<sub>1</sub> 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 3. 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 прямоотчні.

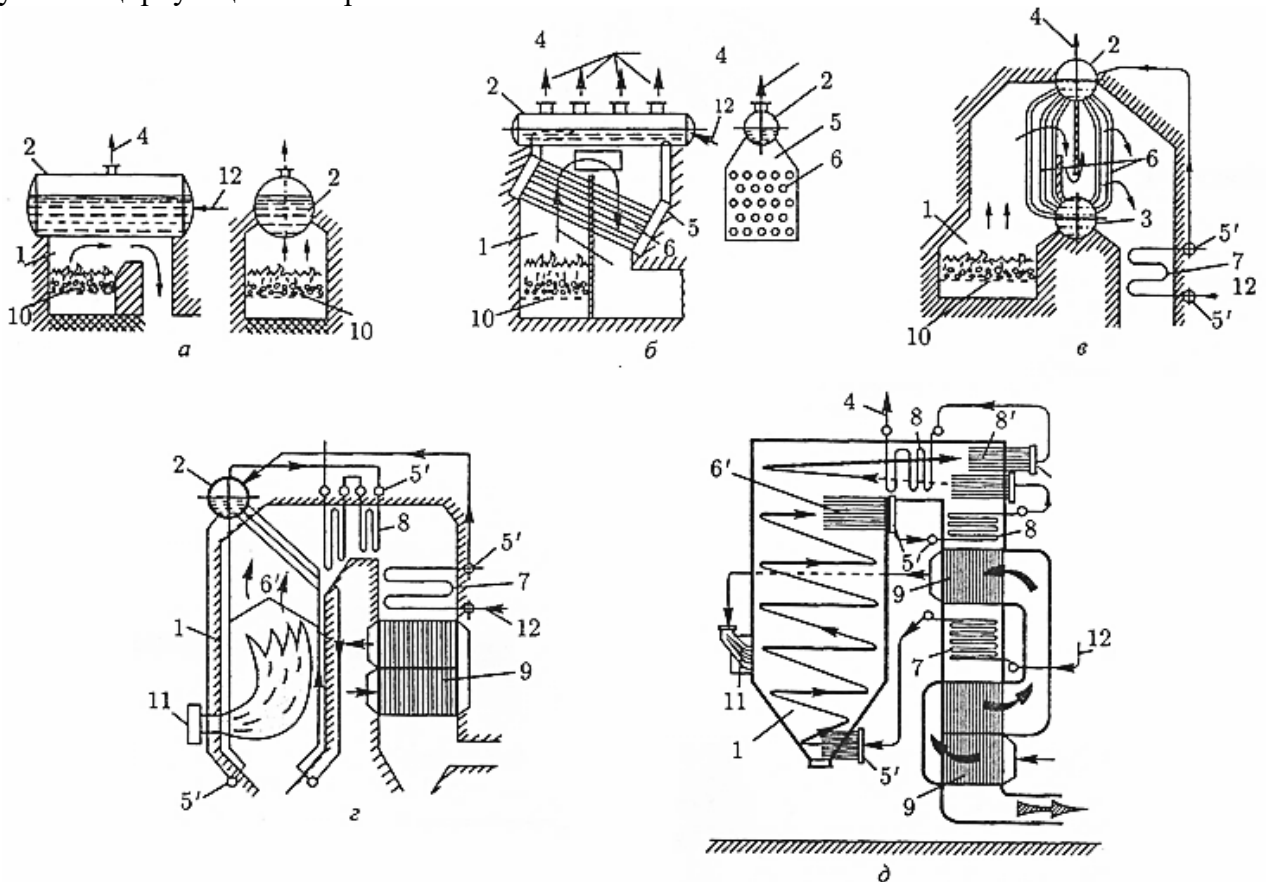


Рис. 3.1. Розвиток водотрубних котлів [3]: а – циліндричний; б – горизонтально-водотрубний; в – двобарабний вертикально-водотрубний; г – однобарабний факельний вертикально-водотрубний; д – прямоотчний; 1 – топка; 2 – барабан-сепаратор; 3 – нижній барабан; 4 – вихід пари; 5 – розділююча водяна камера; 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.

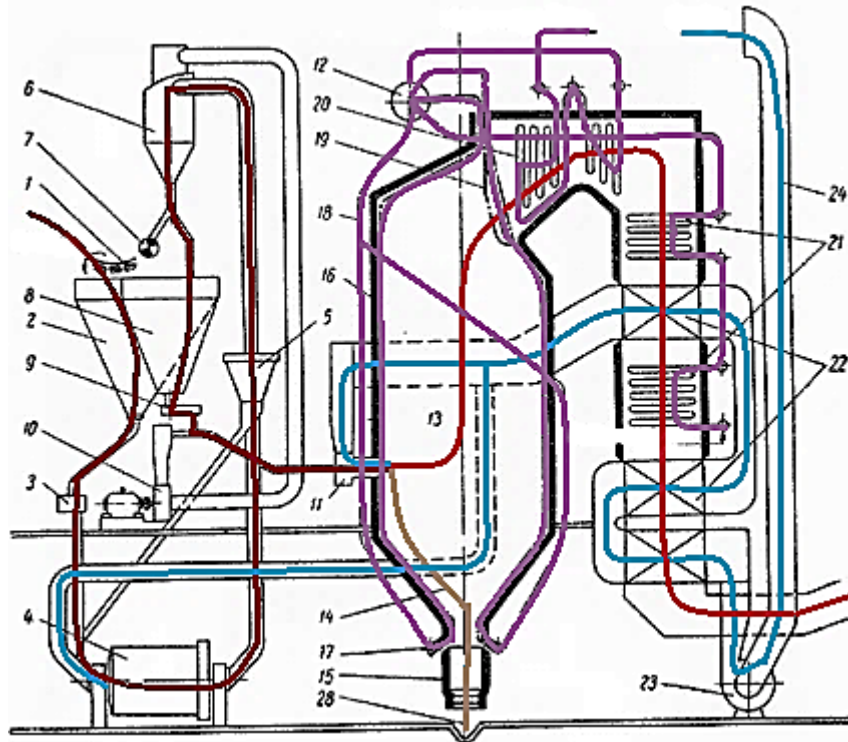


Рис. 3.2. Схема котельної установки [4]: 1 – стрічковий транспортер; 2 – бункер сирого вугілля; 3 – живильник сирого вугілля; 4 – вугільний млин; 5 – сепаратор; 6 – циклон; 7 – пиловий шнек; 8 – бункер вугільного пилу; 9 – живильник вугільного пилу; 10 – млиновий вентилятор; 11 – пальники; 12 – барабан 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.



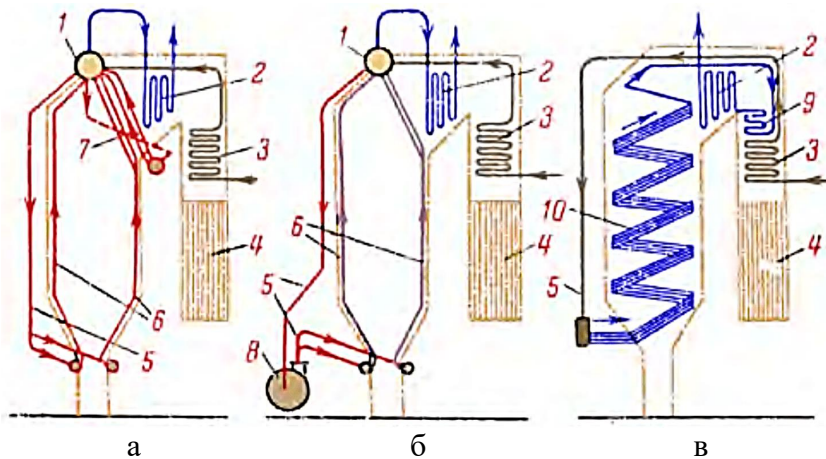


Рис. 3.3. Схеми основних типів котлів докритичного тиску [4]:

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.

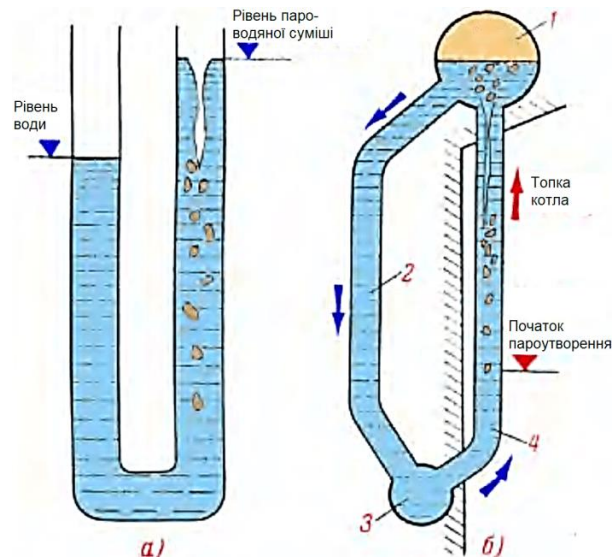


Рис. 3.4. Умови руху води і пара в екрані котла з природною циркуляцією [4]:  
 а - вигнута, відкрита зверху труба, в одній половині якої випаровується вода (пароводяна суміш знаходиться вище рівня води); б - циркуляційний контур екрану; 1 - барабан котла; 2 - водоопускна труба; 3 - нижній колектор екрану;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



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).

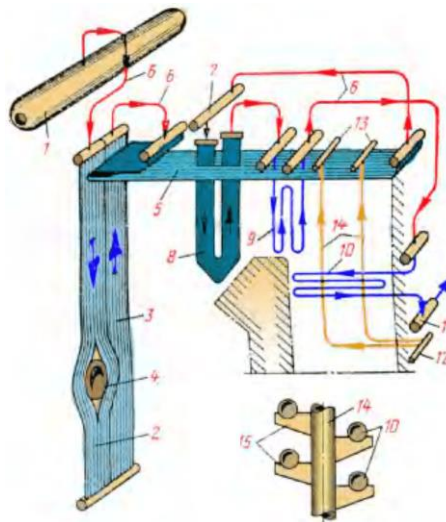


Рис. 3.6. Орієнтовна схема руху первинного пара в котлі з природною циркуляцією [4]:  
 1 - барабан; 2 - опускні труби радіаційної панелі пароперегрівника; 3 - підйомні труби; 4 - отвір для пальника; 5 - стельова панель; 6 - перепускні труби, що не обігріваються; 7 - пароохолоджувач; 8 - напіврадіаційний 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.

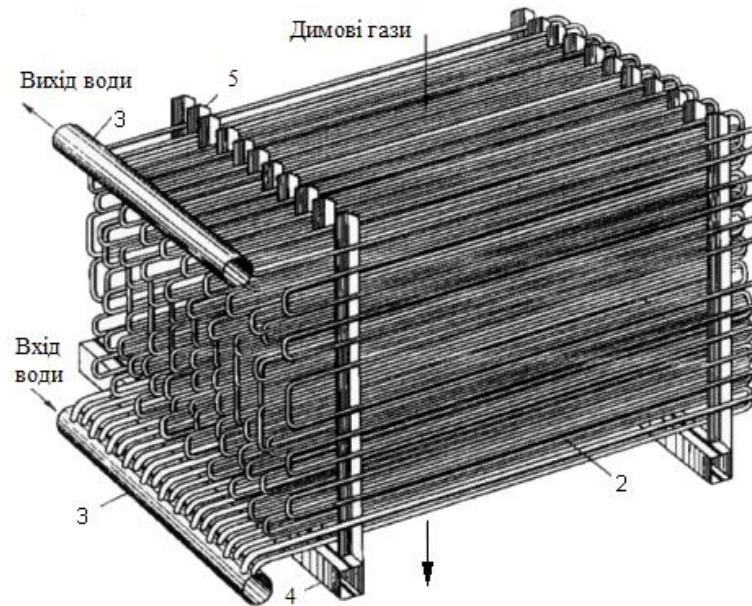


Рис. 3.8. Загальний вигляд пакету економайзера [5]: 2 - трубні змійовики; 3 - колектор; 4 - опорна балка; 5 - опорні стійки.

### 7. Регенеративний повітропідігрівник.

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.

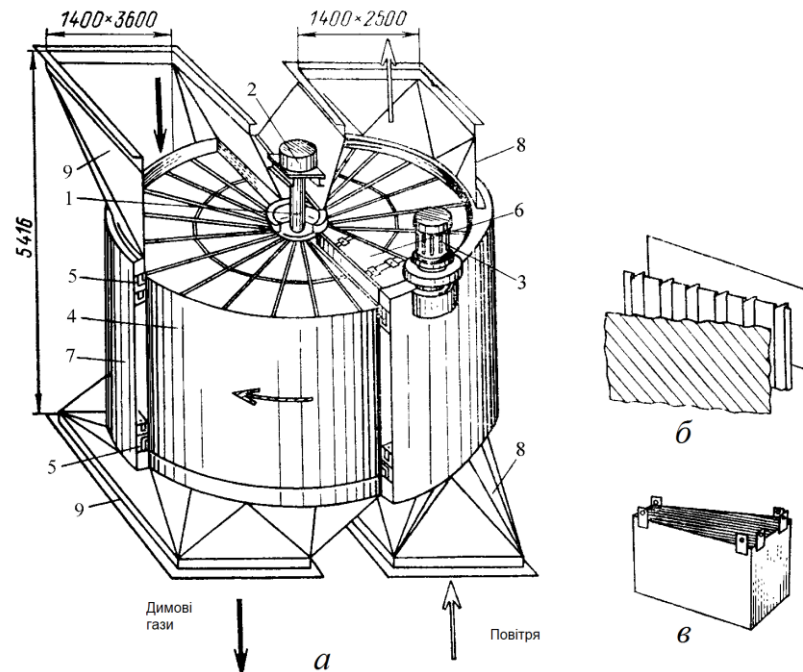


Рис. 3.9. Регенеративний повітряпідігрівник, що обертається [5]:

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.

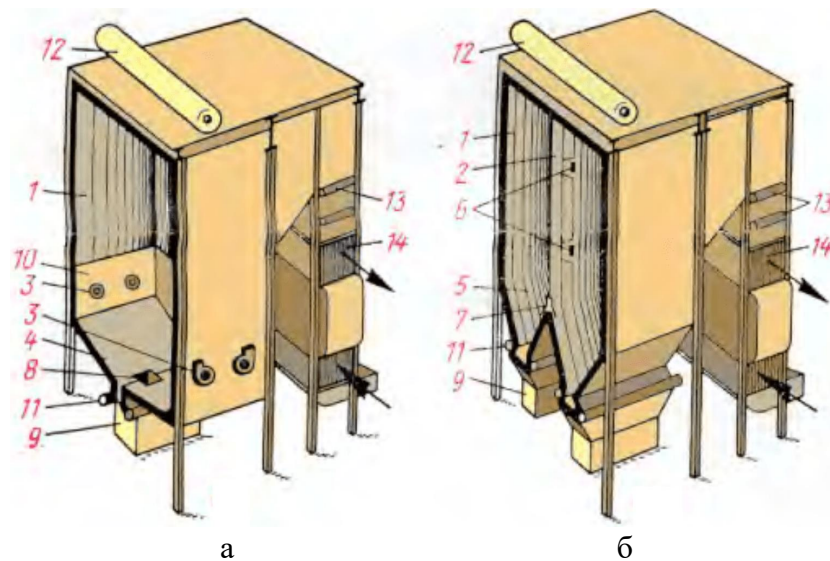


Рис. 3.10. Спрощений вигляд пиловугільних котлів великої продуктивності [4]:

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.

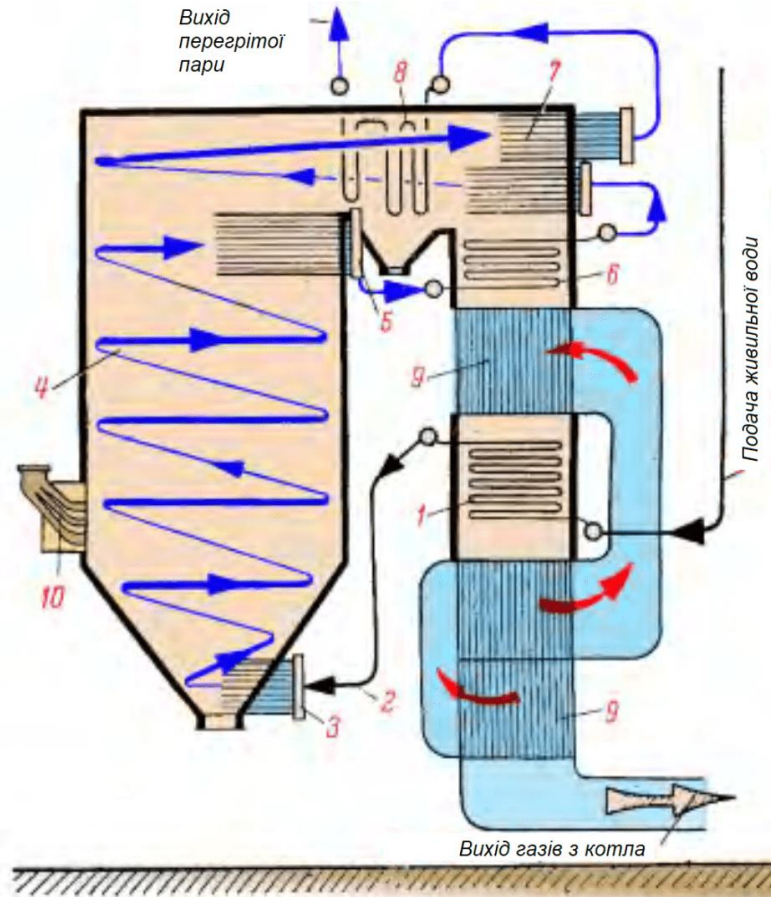


Рис. 3.11. Котел Рамзіна [4]: 1 – економайзер, 2 – перепускні труби, що не обігріваються, 3 – нижня екранна камера, 4 – екранні труби, 5 – верхня екранна камера, 6 – перехідна зона, 7 – настінна частина пароперегрівника, 8 – конвективна частина пароперегрівника, 9 – повітропідігрівник, 10 – пальники.

- 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.



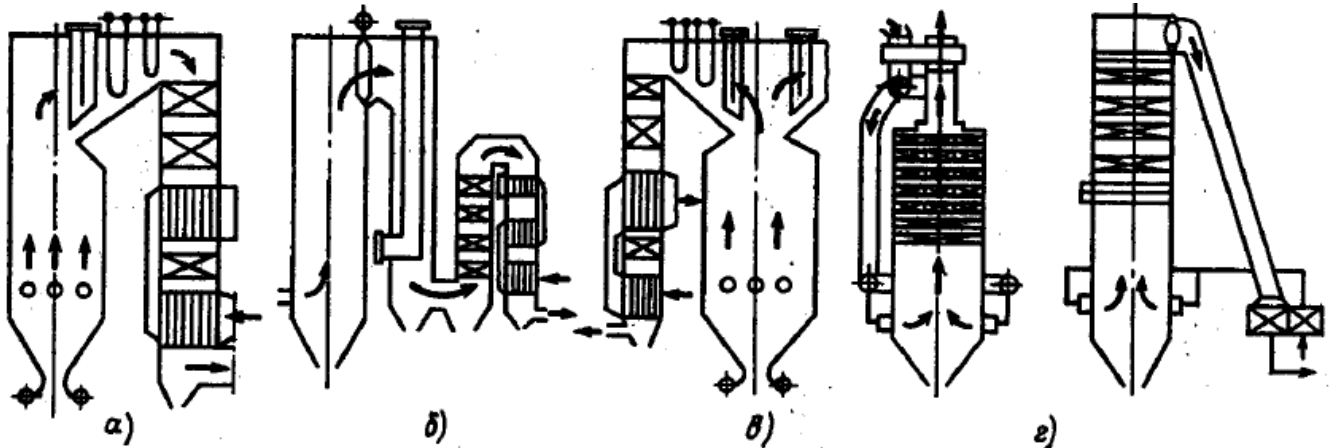


Рис. 3.12. Основні компоновки котлів [6]: а - П-подібна; б - N- подібна (4-ходова); в - Т- подібна; г - баштова.

**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.

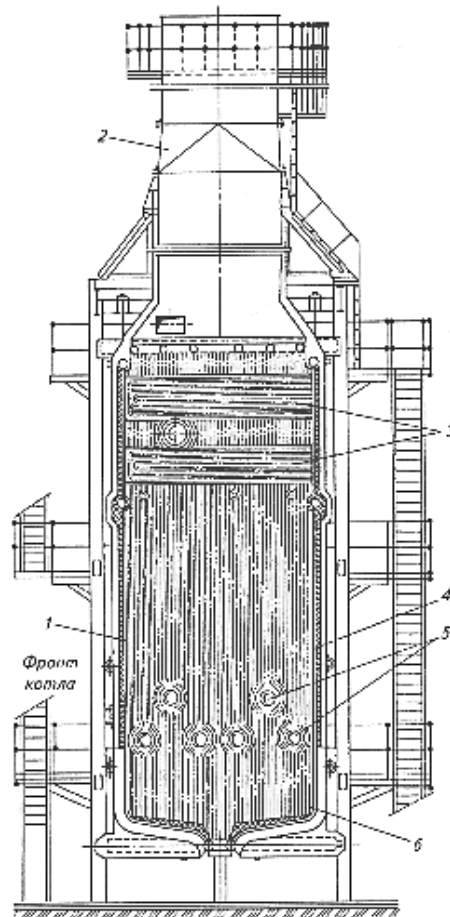


Рис. 3.13. Схема водогрійного котла ПТВМ-50-1 тепловою потужністю 58 МВт [3]:  
1, 4, 6 – екрани; 2 – димова труба; 3 – конвективні поверхні нагріву; 5 – пальники.

*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 4. 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.

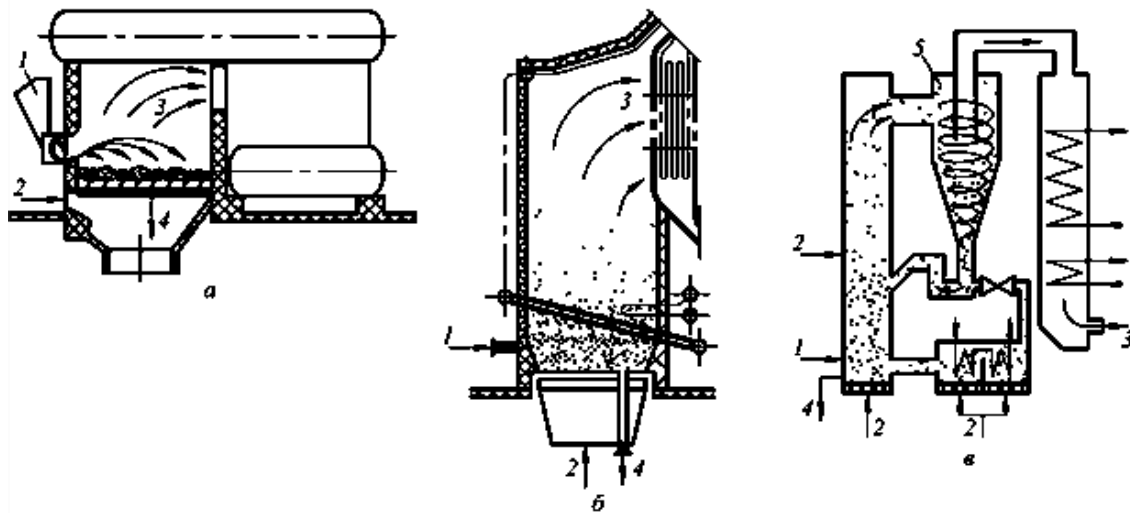


Рис. 4.1. Основні типи топок парових котлів [3]: а – з нерухомим шаром; б – з киплячим шаром, 1 – паливо; 2 – повітря; 3 – продукти спалювання та зола; 4 – подова зола; 5 – циклон

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.

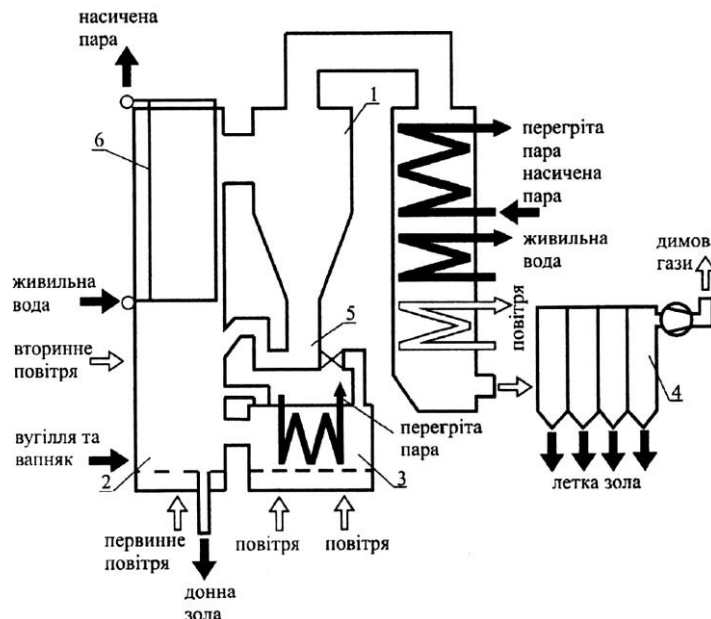


Рис. 4.2. Принципова схема ЦКШ-котлоагрегата системи «Lurgi» [7]:

- 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.

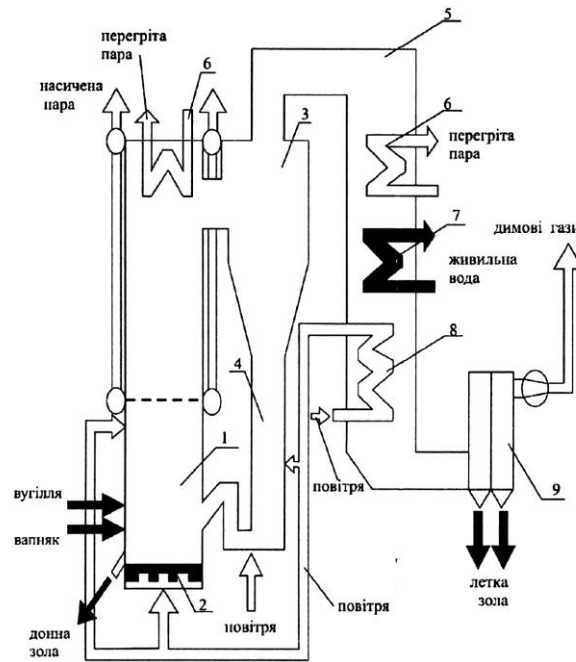


Рис. 4.3. Принципова схема ЦКШ-котлоагрегата системи «Pyroflow» [7]:

- 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).

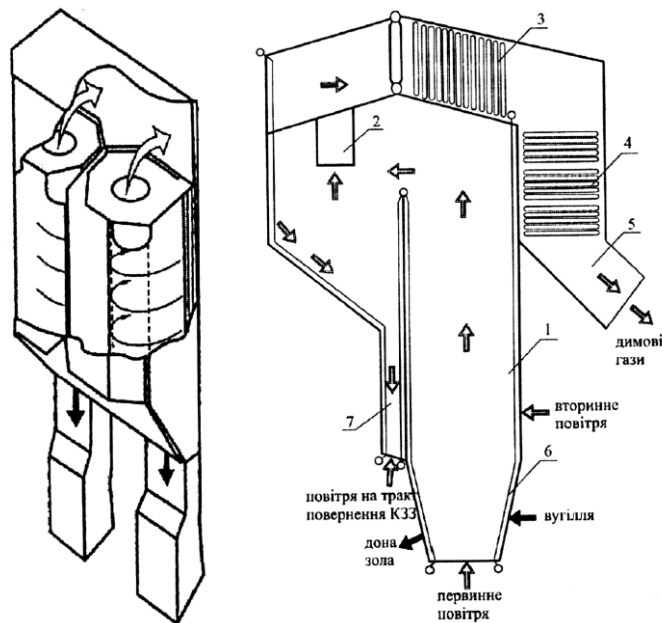


Рис. 4.4. Принципова схема ЦКШ-котлоагрегата системи «Pyroflow» (компакт-дизайн) [7]:

- 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.

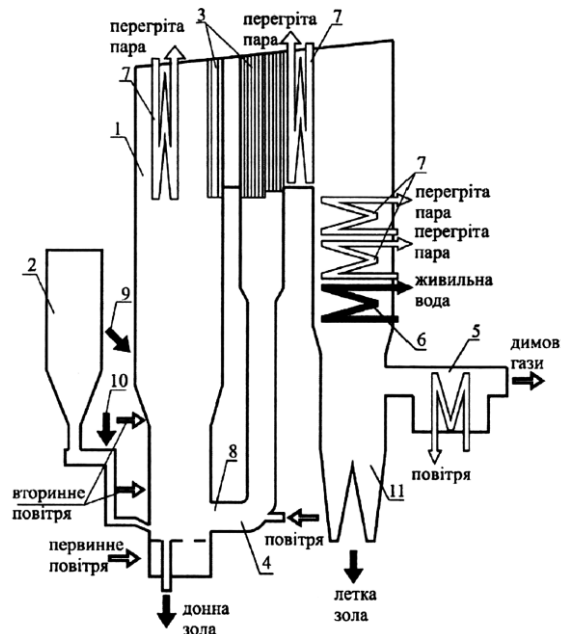


Рис. 4.5. Принципова схема ЦКШ-котлоагрегата з жалюзійним пиловідділювачем фірми «Babcock & Wilcox» [7]: 1 – топка з випарними поверхнями; 2 – бункер вугілля; 3 – швелерні сепаратори; 4 - L-кран; 5 – повітряпідігрівник; 6 – економайзер; 7 – ступені пароперегрівника; 8 – рециркуляція золи; 9 – рециркуляція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

Найбільший котлоагрегат на ТЕС Ява (Індонезія) має паропроductивність – 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.



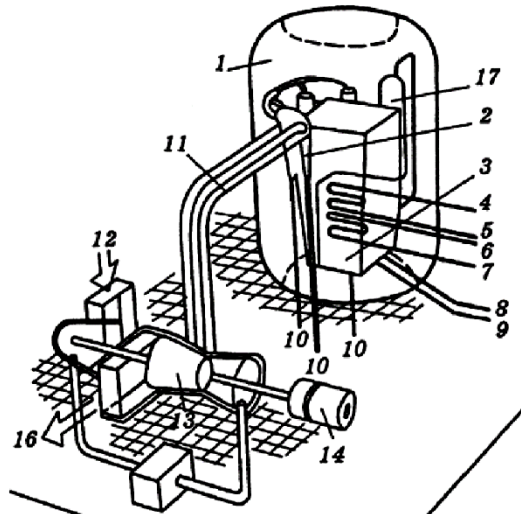


Рис. 4.6. ПГУ з пузирковим киплячим шаром під тиском:

- 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
$\text{H}_2$	37,95	34,02
$\text{CO}$	44,06	48,29
$\text{N}_2 + \text{інші}$	2,38	3,08
$\text{Ar}$	0,88	1,00
$\text{CO}_2$	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 високозольного (>50%) вугілля. Використовується сухе золовидалення. Відносно низькі температури - низькі викиди  $\text{NO}_x$ , додавання в шар вапна - зв'язування  $\text{SO}_x$ .

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%  $\text{SO}_x$  зв'язується у шарі, а 10% у гарячій сіркоочистці.

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

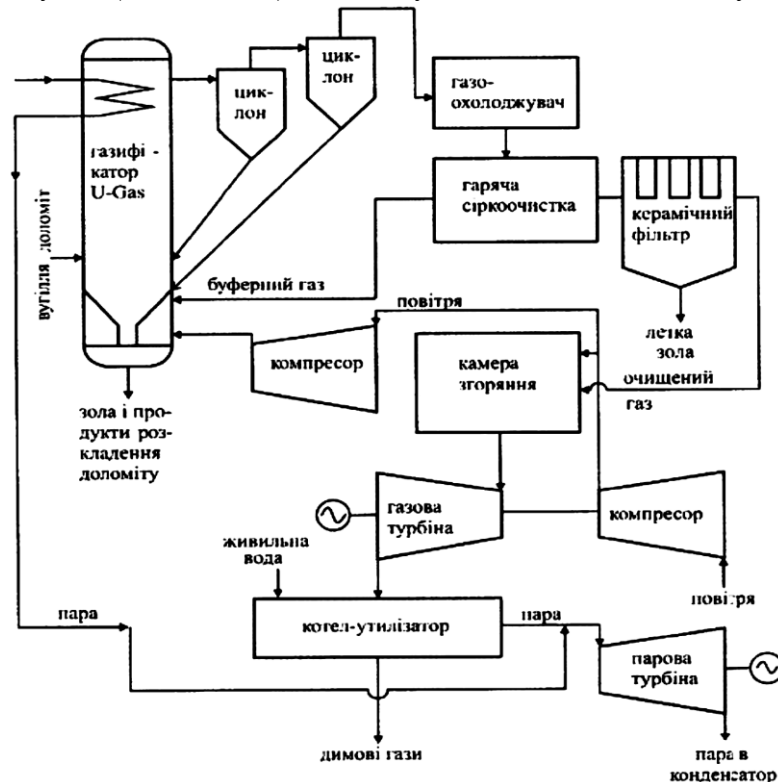


Рис. 4.7. Технологічна схема газифікації вугілля у киплячому шарі під тиском за методом «U-Gas» (проект ПГУ «Toms Creek») [7].

#### 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  $\text{SO}_x$  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  $430^{\circ}\text{C}$ , при цьому виробляється пара високого тиску. Досягається видалення 98 % сірки.

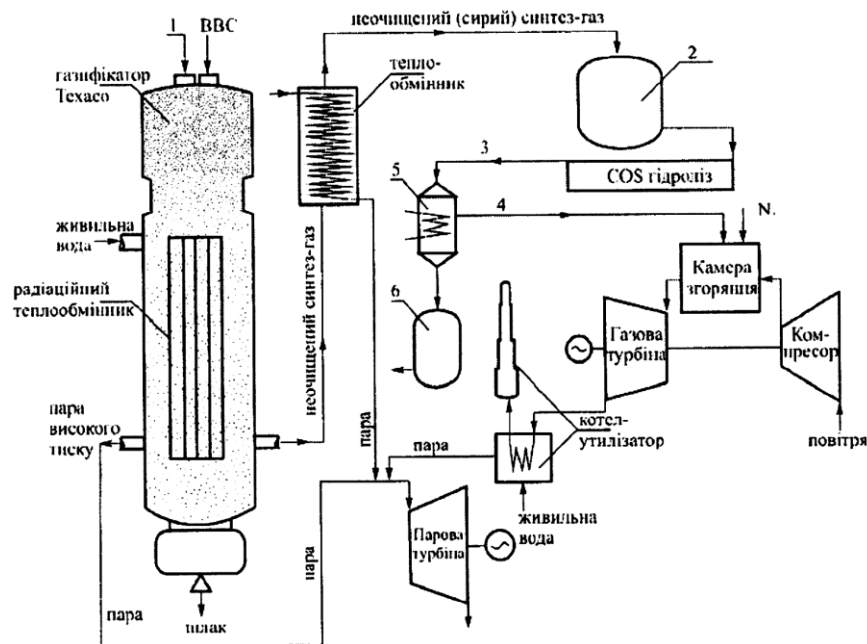


Рис. 4.8. Технологічна схема газифікації вугілля в потоці за методом «Техасо» [7]:

- 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  $\text{SO}_x$  та контроль  $\text{NO}_x$  в газовій турбіні (не потребує системи азотоочистки). В ПГУГВ видалення  $\text{CO}_2$  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.

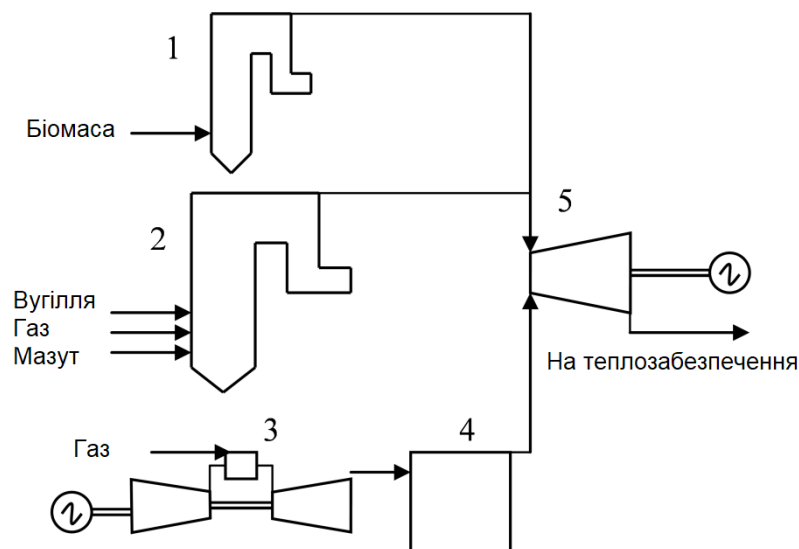


Рис. 4.9. Схема блоку № 2 ТЕЦ Аведор: 1 - паровий котел на біомасі; 2 - паровий котел; 3 - газова турбіна; 4 - котел утилізатор; парова турбіна.

*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 5. 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.

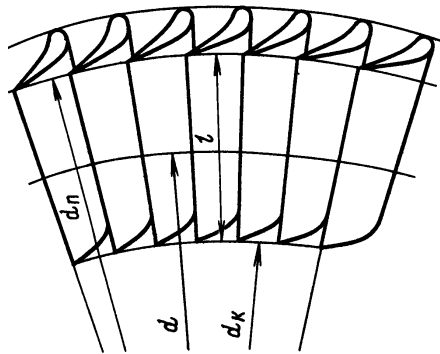


Рис. 5.1. Кільцева турбінна решітка (зображено лише сектор решітки).

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

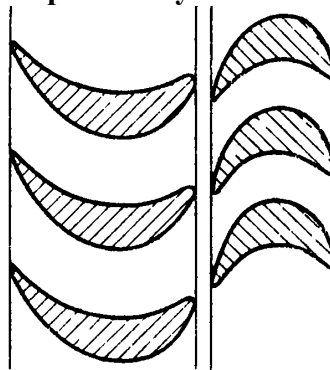


Рис. 5.2. Поперечний розріз ступені соплових та робочих лопаток

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.

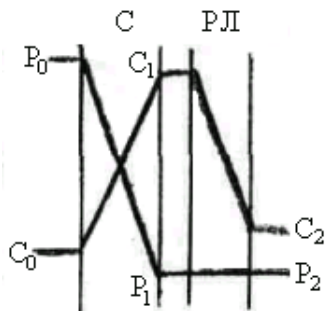


Рис. 5.3. Зміна термодинамічних параметрів у ступені активної турбіни

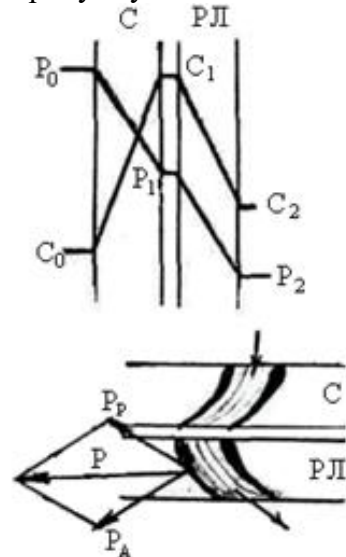


Рис. 5.4. Зміна термодинамічних параметрів у ступені реактивної турбіни

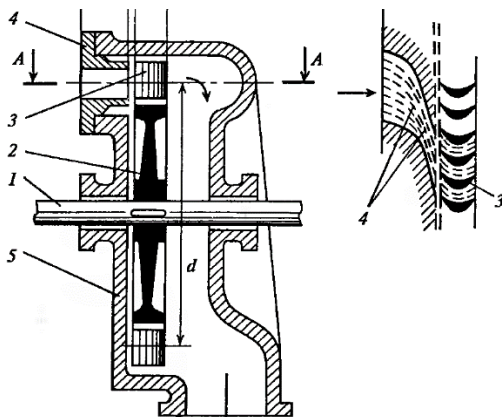


Рис. 5.5. Одноступенева активна турбіна. 1 – вал, 2 – диск, 3 – РЛ, 4 – СЛ, 5 – корпус.

### 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  $500 \text{ с}^{-1}$ . 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.

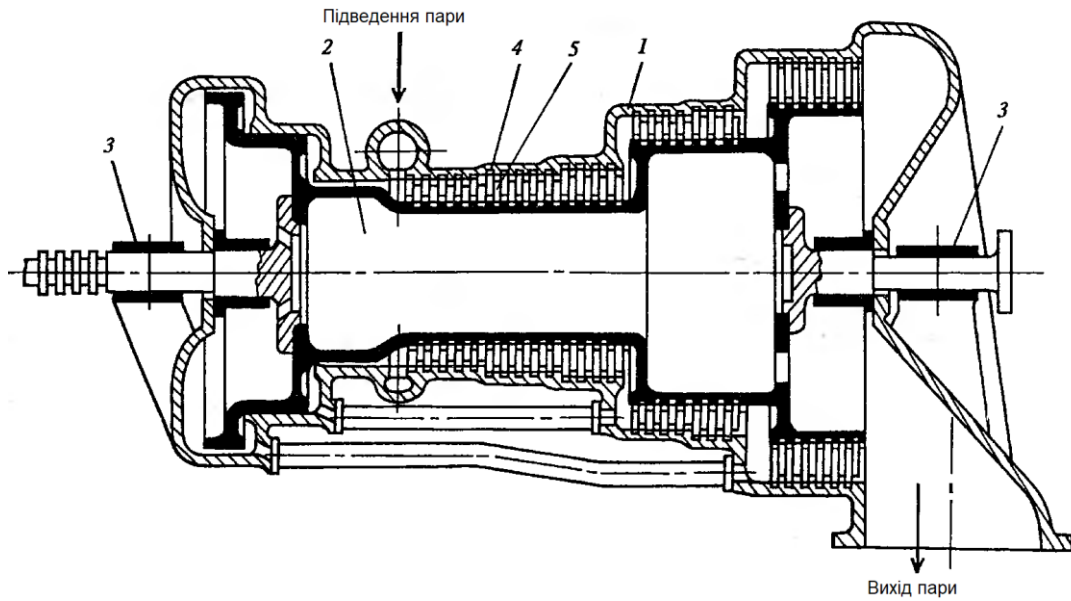


Рис. 5.6. Багатоступенева реактивна турбіна Парсонса:  
1 - корпус, 2 - барабан, 3 - підшипник, 4 - соплові лопатки, 5 - робочі лопатки

### 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.

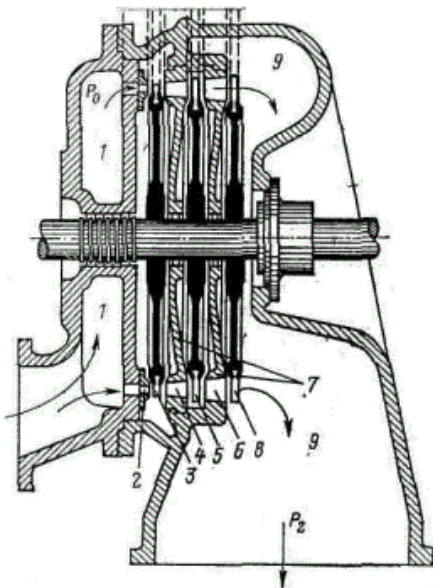


Рис. 5.7. Схема багатоступеневої турбіни: 1 - камери підведення та відведення пари; 2, 4, 6 - сопла; 3, 5, 8, - робочі лопатки; 7 - діафрагми.

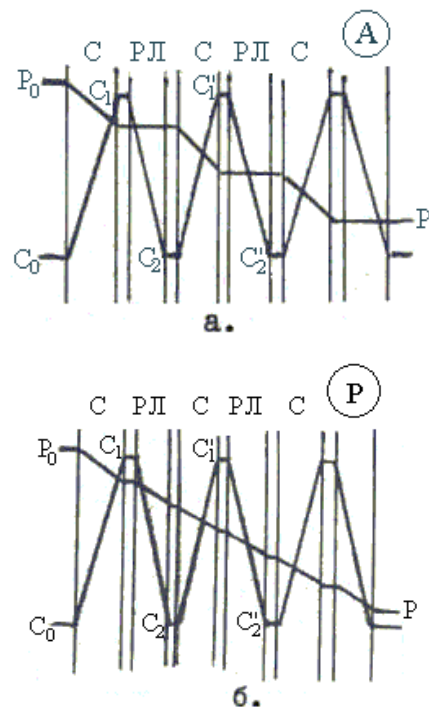


Рис. 5.8. Зміна тиску та швидкості потоку:  
а - активний варіант, б - реактивний.



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

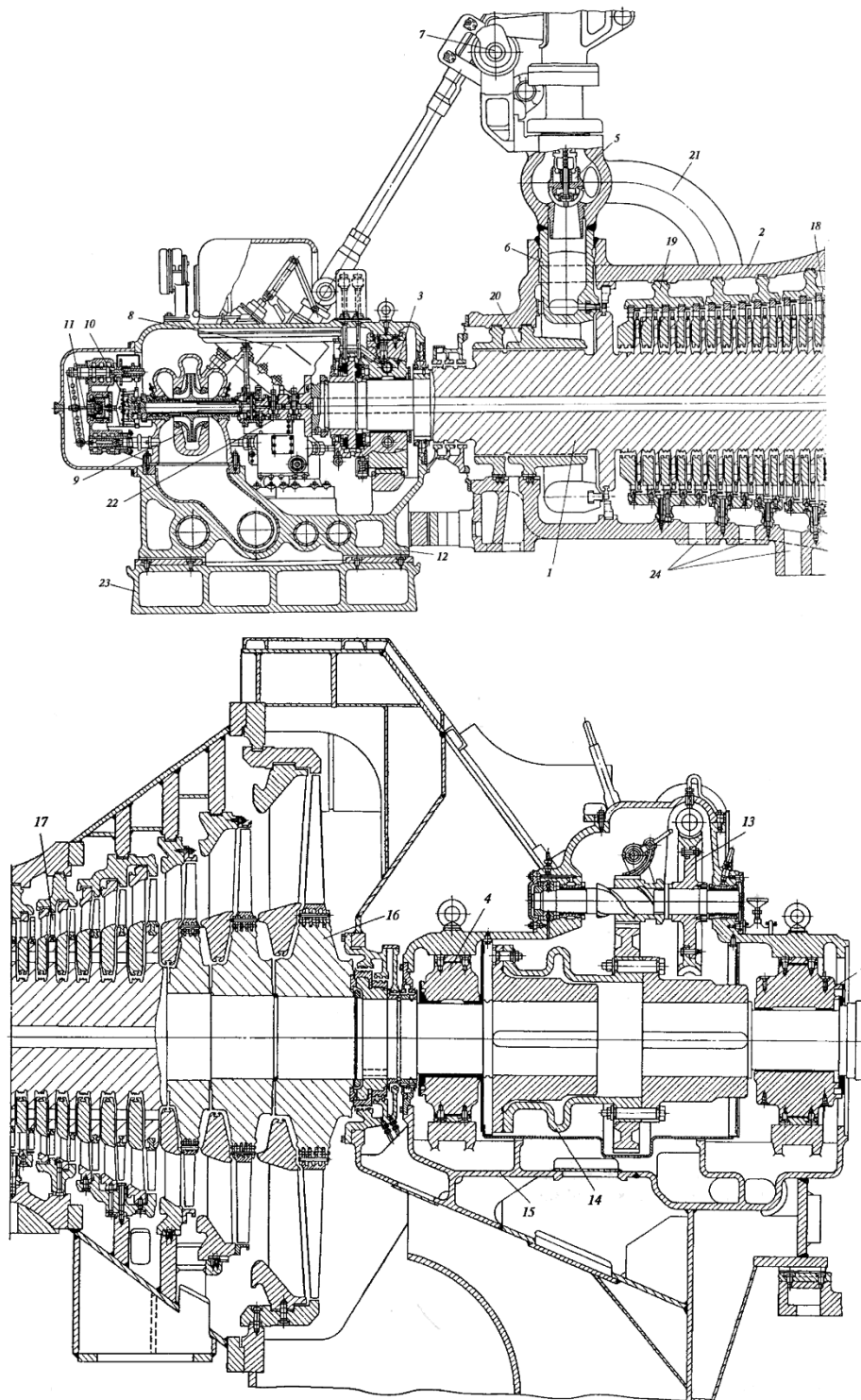


Рис. 5.9. Поздовжній розріз турбіни К-50-90 [3]: 1 – ротор турбіни; 2 – корпус турбіни; 3 – опорно-упорний підшипник; 4 – опорний підшипник; 5 – регулюючий клапан; 6 – соплова коробка; 7 – кулачковий вал; 8 – сервомотор; 9 – головний оливний насос; 10 – регулятор швидкості; 11 – золотник, що стежить; 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 – фундаментна 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

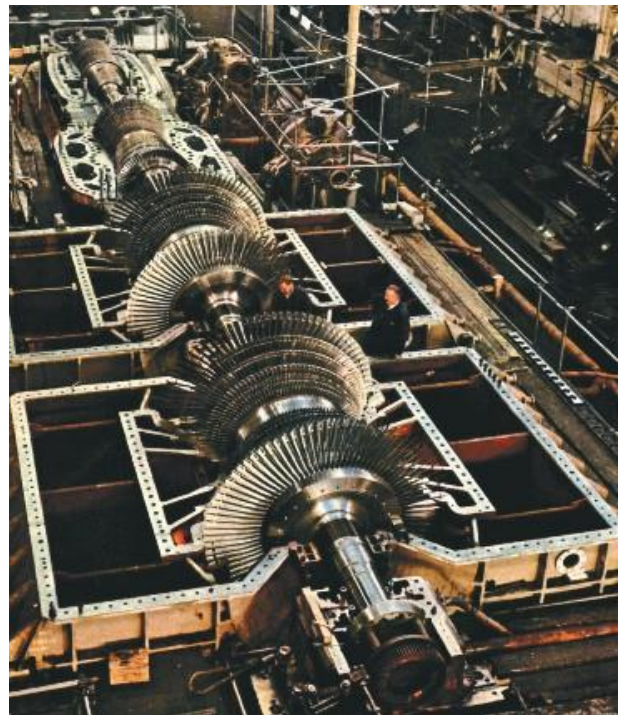
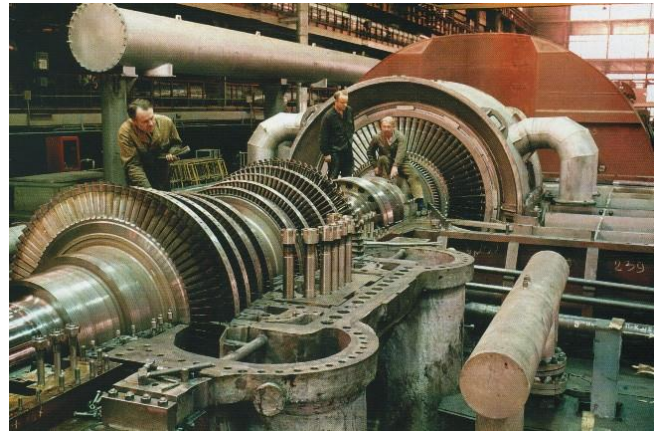


Рис. 5.11. Парова турбіна 300 МВт з демонтованою верхньою кришкою





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.

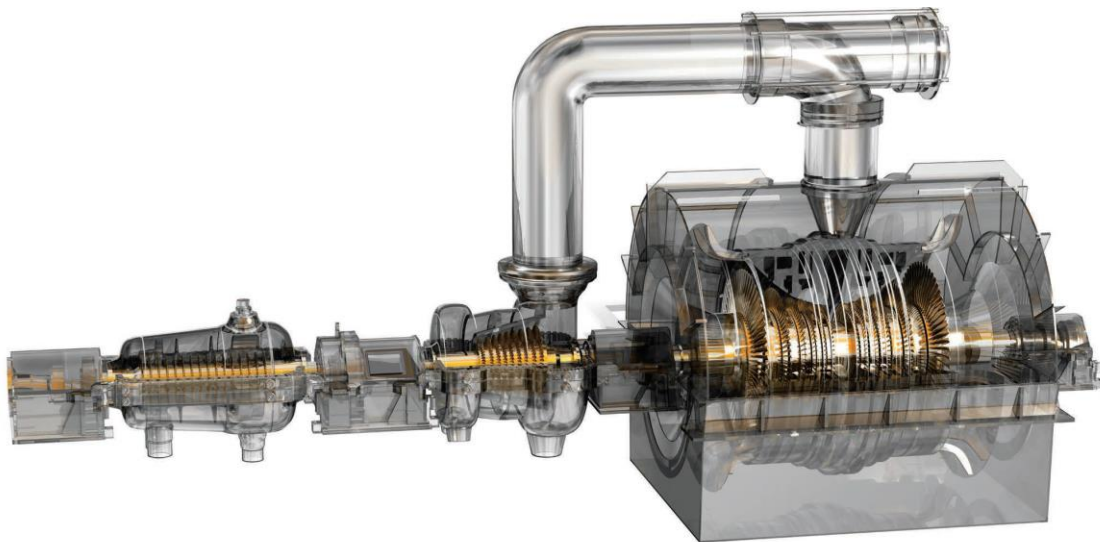


Рис. 5.14. Парова турбіна ST-D650.

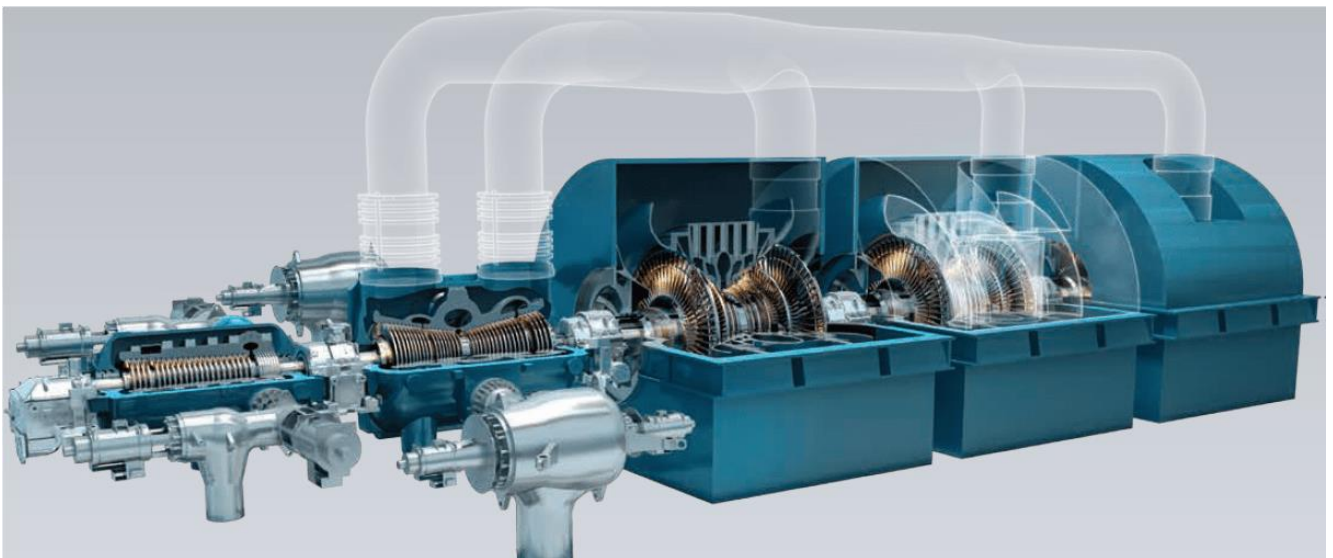


Рис. 5.15. Парова турбіна ST-D1050.

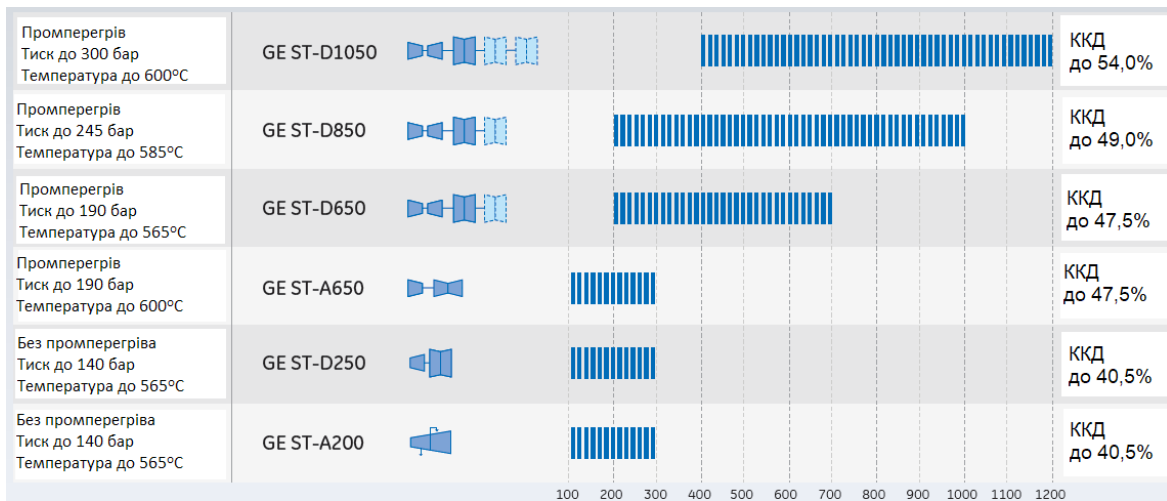


Рис. 5.16. Деякі технічні характеристики парових турбін виробництва General Electric.

## 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).

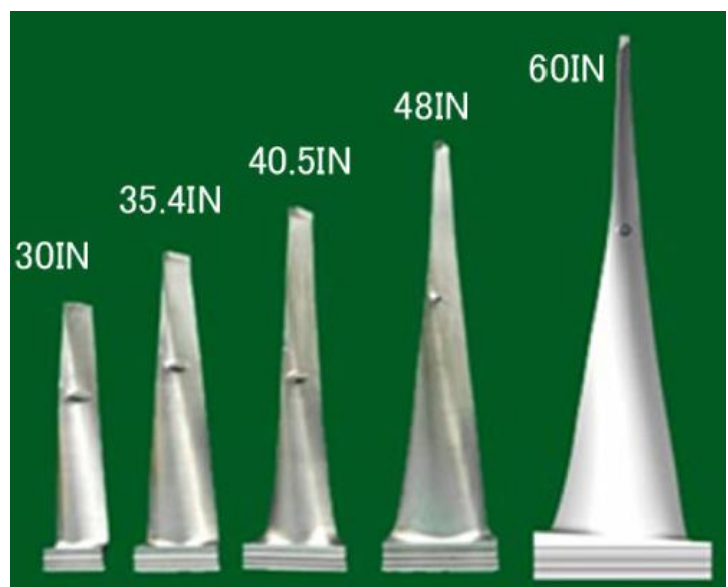
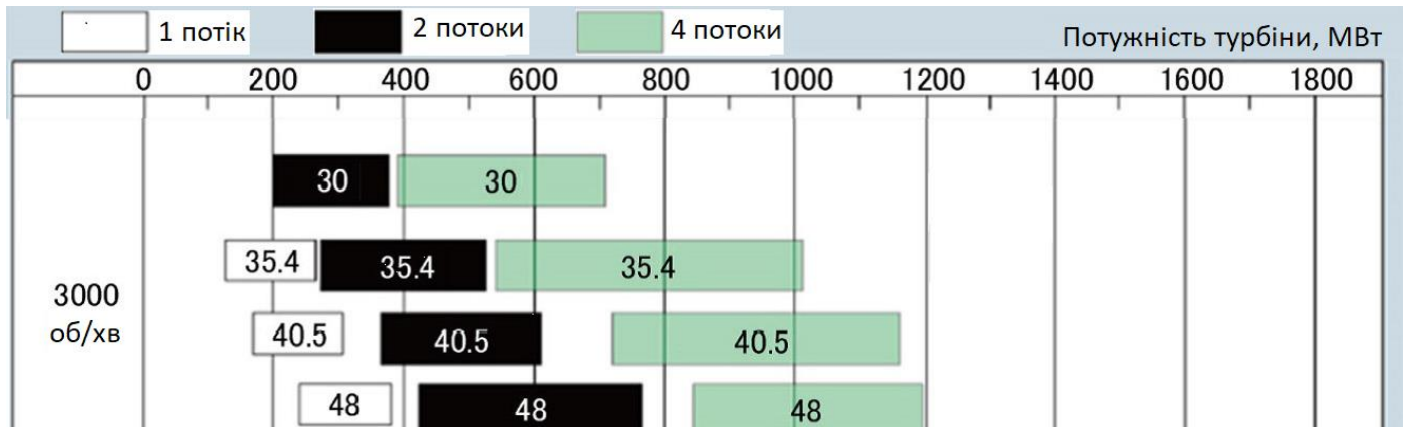


Рис. 5.18. Лопатки останнього ступеню серії ISB (1 дюйм = 2,54 см).

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).

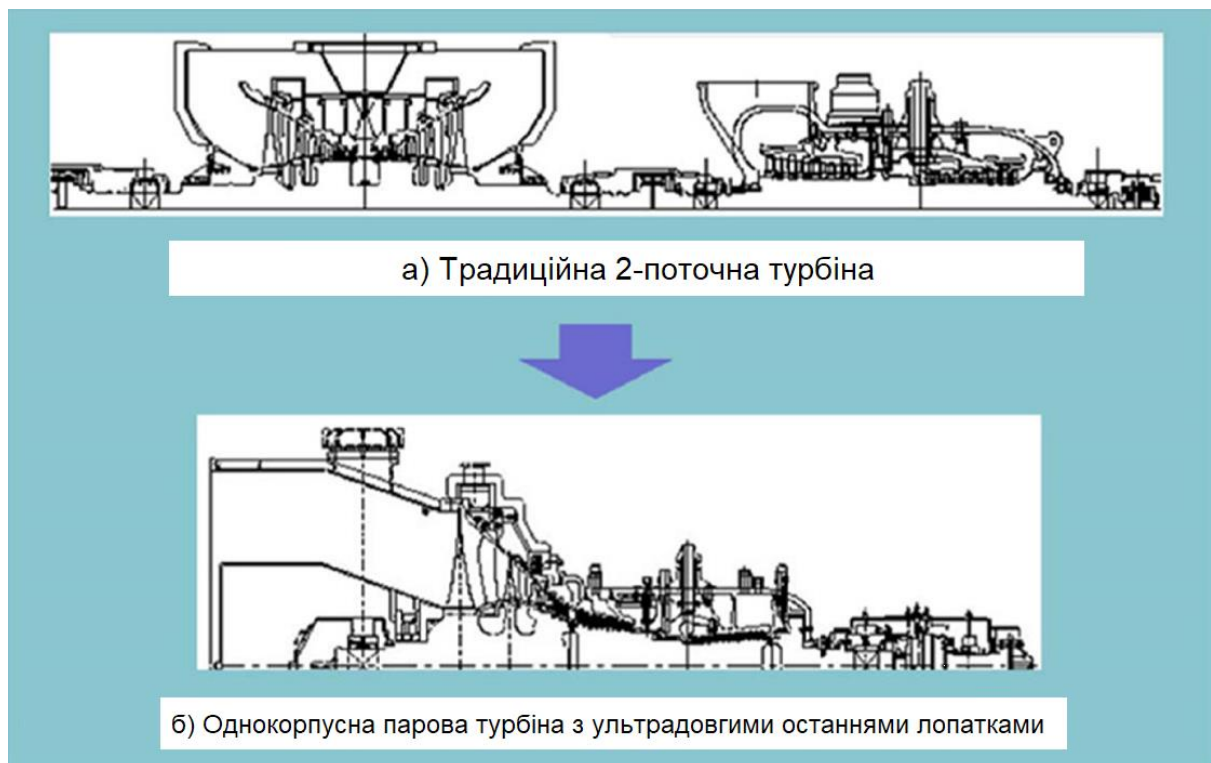


Рис. 5.20. Еволюція потужної парової турбіни для ПГУ: а – звичайна 2-поточна турбіна низького тиску; б – однокорпусна турбіна з ультра-довгими лопатками вихідного ступеню.

## 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.



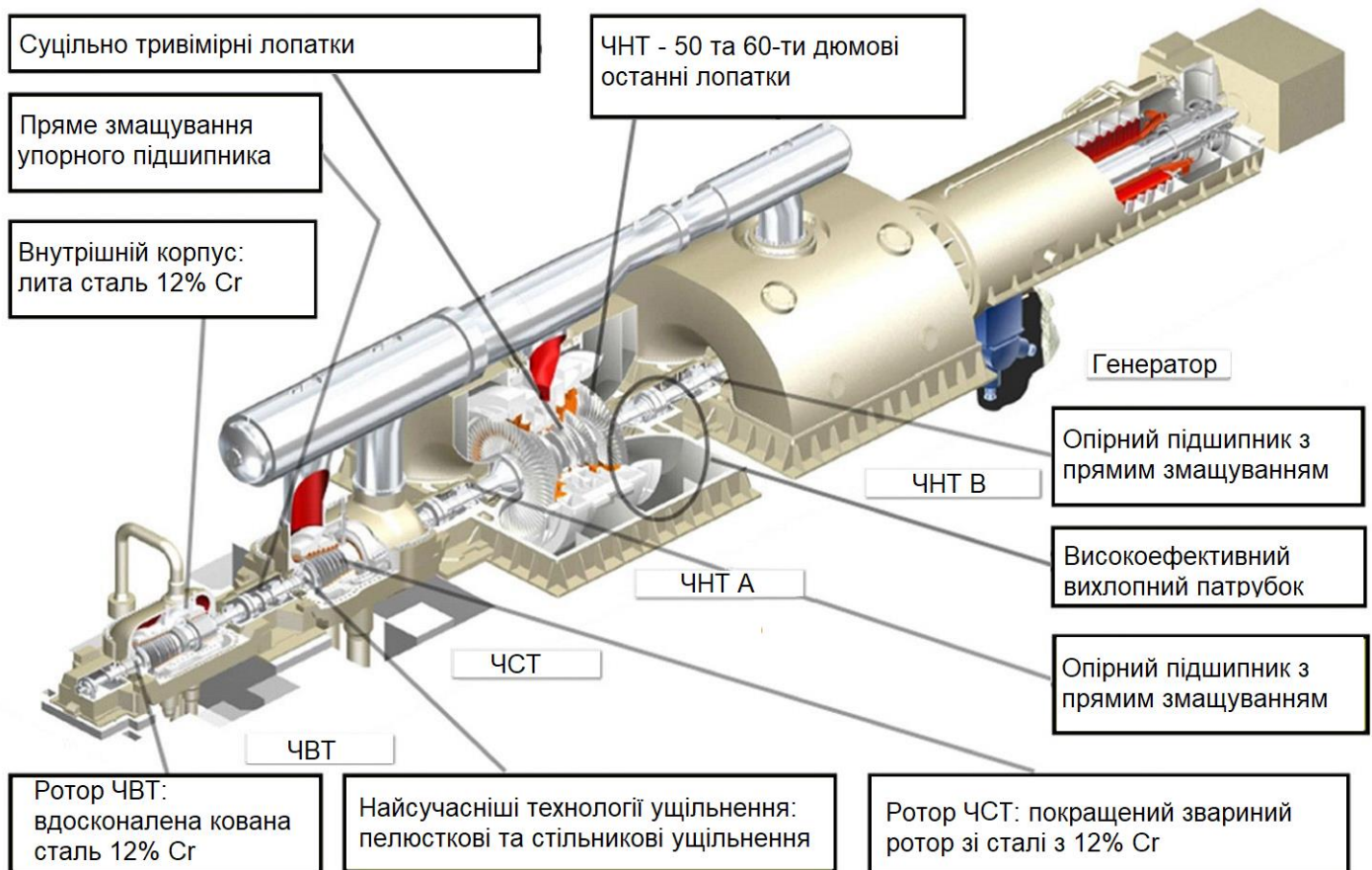


Рис. 5.21. Схематичне зображення парової турбіни потужністю 1000 MW та застосованих технологічних вдосконалень.

**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.

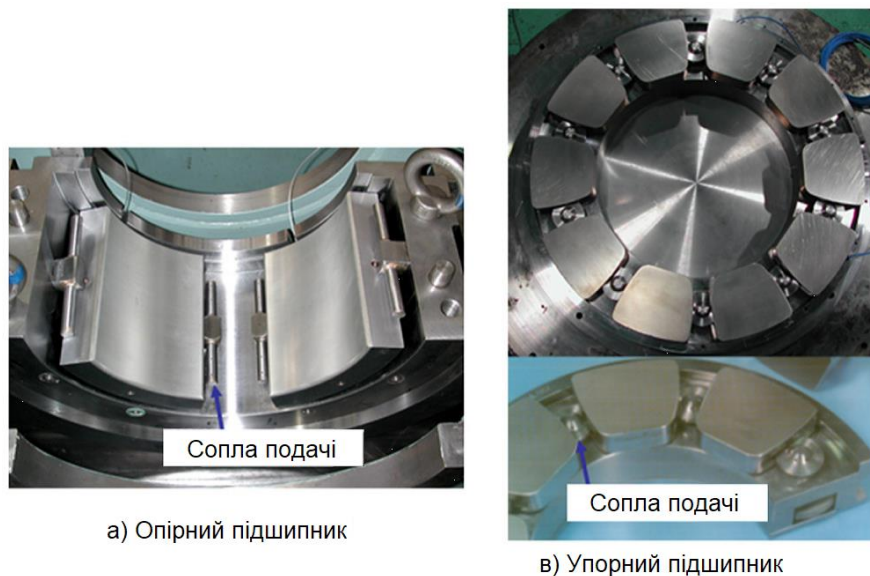


Рис. 5.22. Технологія прямого змащування підшипників.

### 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).

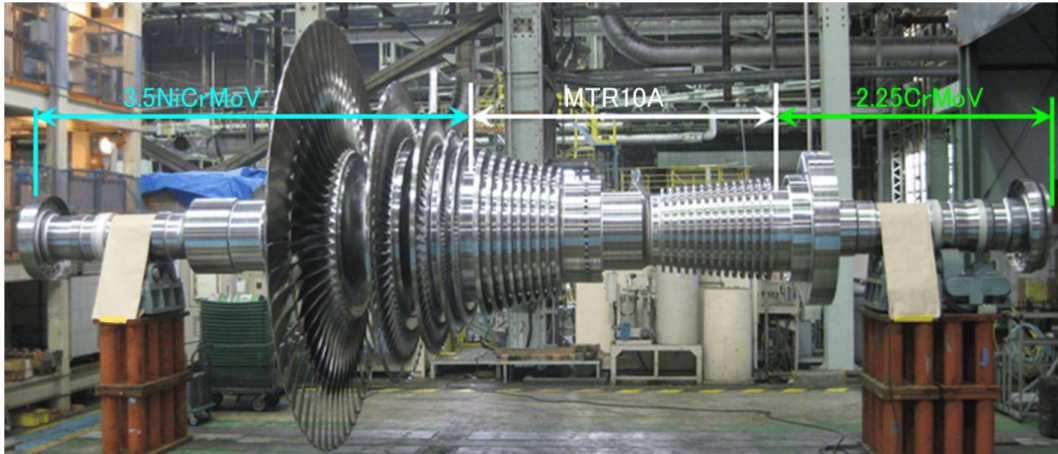


Рис. 5.23. SRT50 зварний ротор.

### 5.3. Підвищення параметрів пари.

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

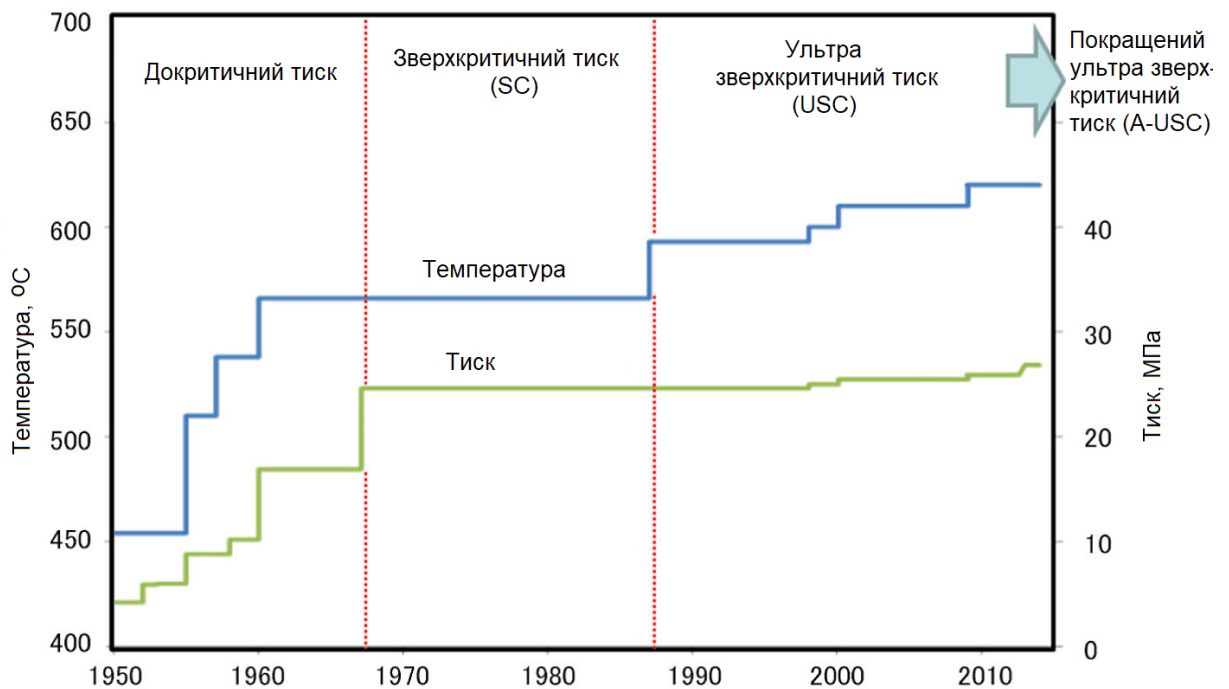


Рис. 5.24. Історія зміни параметрів пари для пилувугільних електростанцій.

### 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 багатоступеневих парових турбін перед одноступеневими?*

*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.*

## Лекція 6. Принципова теплова схема, устаткування ТЕС.

### 1. Теплова схема турбінної установки (рис. 6.1).

Свіжа пара з котла надходить до турбіни з параметрами  $p_0, t_0$ .

Пара розширюється в турбіні та спрямовується до конденсатора. Для підтримання вакууму з конденсатора ежектором (ЕЖ) відсмоктується пароповітряна суміш.

Конденсат відпрацьованої пари конденсатними насосами (КН) подається до системи регенерації.

Втрати теплоти в конденсаторі прямо пропорційні кількості відпрацьованої пари. Витрати пари в конденсатор можна зменшити (на 30–40%) шляхом його відбору для підігріву живильної води після того, як вона виробила роботу в попередніх ступенях.

#### До системи регенерації входять:

- підігрівники, які обігріваються парою з відборів турбіни,
- деаератор,
- допоміжні теплообмінники (сальникові підігрівники, конденсатори пари випаровувачів, ежекторів, тощо),
- насоси (конденсатні, живильної води, зливні).

Конденсат через охолоджувач ежектора (ОЕ), охолоджувач пари ежектора відкачування ущільнень (ОЕУ), сальниковий підігрівник (СП) та регенеративні підігрівники низького тиску (П1, П2) подається до деаератора (Д).

Деаератор призначений для видалення розчинених у конденсаті агресивних газів ( $O_2$  і  $CO_2$ ), які викликають корозію.

Конденсат на ділянці від конденсатора до деаератора - основний конденсат, на ділянці від деаератора до котла - живильною водою. Живильна вода з деаератора подається через підігрівники високого тиску П3, П4 до котла.

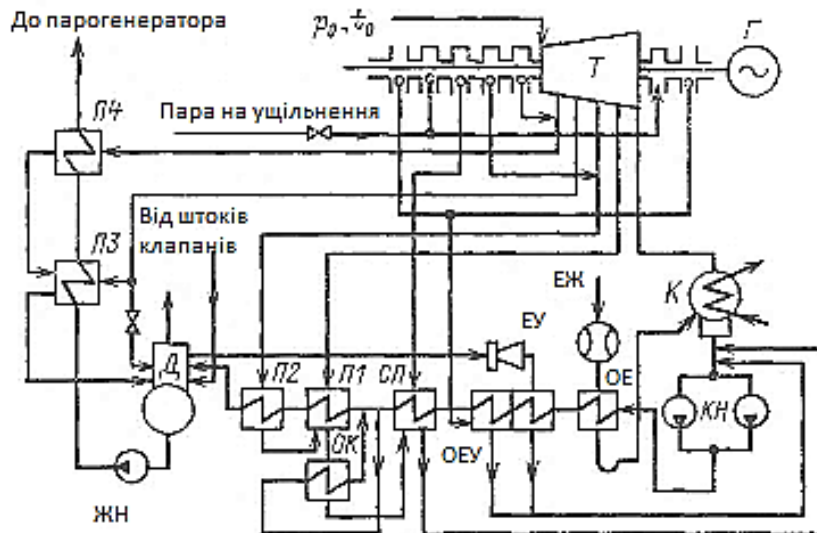


Рис. 6.1. Теплова схема турбінної установки: Т – турбіна; Г – генератор; К – конденсатор; КН – конденсатний насос; ЕЖ – основний ежектор; ОЕ – охолоджувач основного ежектора; ЕУ – ежектор ущільнень; ОЕУ – охолоджувач пари ежектора відсосу ущільнень; СП – сальниковий підігрівник; П1–П4 – підігрівники; ОК – охолоджувач конденсату; Д – деаератор; ЖН – живильний насос

Важливо запобігти витоку з турбіни пари високого тиску та потрапляння повітря до хвостової частини турбіни (вакуум).

- З крайніх камер ущільнень пар відсмоктується до охолоджувача ежектора ущільнень (ОЕУ).

- Частина пари підвищеного тиску з ущільнень направляється до П2 та П4.

- Для запобігання присосу повітря через кінцеві ущільнення в останніх камерах ущільнень - надлишковий тиск.

## 2. Конденсаційна установка.

За температури 28,6 °С тиск насиченої пари – 4,0 кПа (значно нижче атмосферного).

Продовження розширення пари в турбіні до стану вакууму - збільшення виробництва енергії на десятки відсотків.

**Конденсатор** (рис. 6.2) – теплообмінний апарат, призначений для конденсації відпрацьованої у турбіні пари. Конденсація пари відбувається при його контакті з поверхнею тіла, яке має нижчу температуру, та супроводжується виділенням теплоти, витраченої раніше на випарування, яка відводиться за допомогою охолоджуючої води.

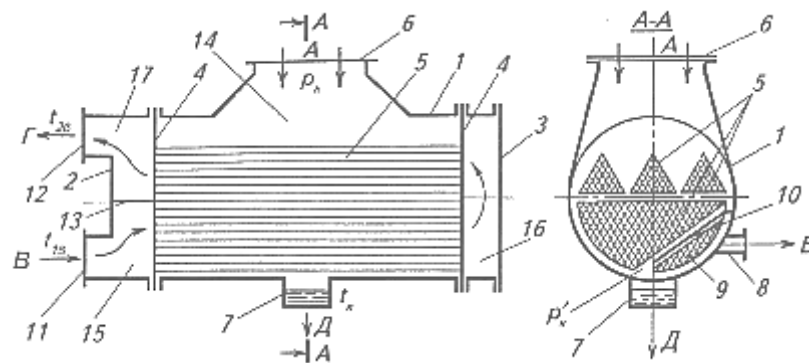


Рис. 6.2. Схема двоходового: А – вхід відпрацьованої пари; Б – відкачування пароповітряної суміші; В, Г – вхід та вихід охолоджуючої води; Д – відведення конденсату; 1 – корпус; 2, 3 – кришки водяних камер; 4 – трубна дошка; 5 – конденсаторні трубки; 6 – приймальний паровий патрубок; 7 – конденсатозбірник; 8 – патрубок відсосу пароповітряної суміші; 9 – повітроохолоджувач; 10 – паронаправляючий щит; 11, 12 – вхідний та вихідний патрубки охолоджуючої води; 13 – розділююча перегородка; 14 – паровий простір конденсатора; 15, 16, 17 – вхідна, поворотна та вихідна камери охолоджуючої води.

Конденсатор складається з корпусу, торці якого закриті трубними дошками з конденсаторними трубками, що входять своїми кінцями до водяних камер.

Камери розділяються перегородкою, яка ділить всі конденсаторні трубки на дві секції, утворюючи ходи води (на рис. 6.2 – два ходи). Вода поступає до водяної камери через патрубок та проходить по трубках, розташованих нижче перегородки. В поворотній камері вода переходить до другої секції трубок, розташованої вище перегородки. Вода йде у зворотному напрямку (другий «хід»), потрапляє до камери та виходить через вихідний патрубок.

Пара з турбіни конденсується на поверхні конденсаторних трубок, всередині яких протікає охолоджуюча вода. За рахунок різкого зменшення питомого об'єму робочого тіла в конденсаторі утворюється вакуум. Утворений конденсат стікає до конденсатозбірника.

Видалення повітря (пароповітряної суміші) з конденсатора здійснюється ежектором через патрубок 8. З метою зменшення об'єму суміші, її охолоджують у виділеному перегородкою відсіку конденсатора – повітроохолоджувачі.

**Конденсаційна установка** парової турбіни (рис. 6.3) складається з конденсатора та пристроїв, які забезпечують його роботу.

Подача охолоджуючої води до конденсатора здійснюється **циркуляційним насосом**.

**Конденсатні насоси** слугують для відкачування з нижньої частини конденсатора конденсату та подачі його в систему регенеративного підігріву живильної води.

**Повітрівідкачуючі пристрої** призначені для видалення повітря, яке поступає в турбіну та конденсатор разом з парою, а також через нещільності фланцевих з'єднань, кінцеві ущільнення, тощо.

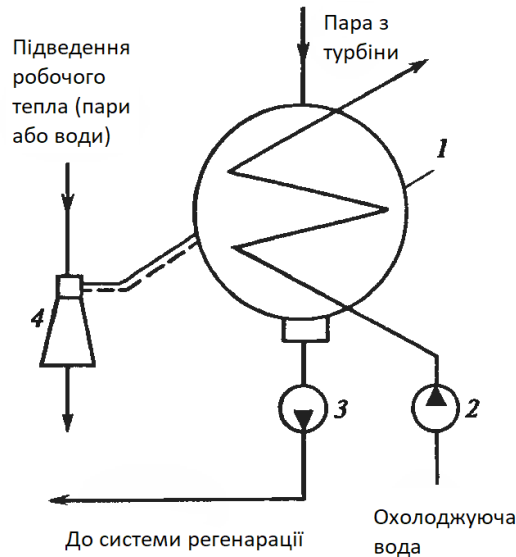


Рис. 6.3. Принципова схема конденсаційної установки: 1 – конденсатор; 2 – циркуляційний насос; 3 – конденсатний насос; 4 – повітрівідкачуючий пристрій.

**Ежектор** - пристрій, у якому відбувається передача кінетичної енергії від одного середовища, яке рухається з великою швидкістю, до іншого.

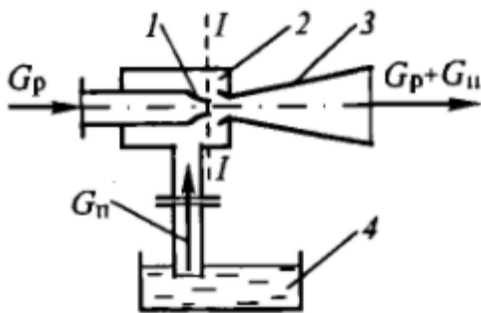


Рис. 6.4. Схема елеватора:  
1 – сопло; 2 – камера змішування; 3 – дифузор; 4 – витратний резервуар.

В ежекторах (Рис. 6.4) робоче середовище ( $G_p$ ) з великою швидкістю витікає з сопла 1 та надходить до камери змішування 2. Через зростання швидкості у перерізі  $I-I$  тиск в ньому падає, таким чином виникає різниця тисків (напір) між витратним резервуаром 4 і перерізом  $I-I$ .

Під дією цього напору рідина з витратного резервуару (витрата  $G_n$ ) надходить до камери змішування. Після змішування середовище, що перекачується, із робочим, суміш поступає до дифузора 3, який переходить у напірний трубопровід.

У дифузори (який також називають камерою змішування) швидкість потоку зменшується внаслідок зростання поперечного перетину, в результаті кінетична енергія руху переходить у потенціальну енергію тиску.

### 3. Теплообмінне устаткування системи регенерації.

#### 3.1. Підігрівники низького тиску (ПНТ).

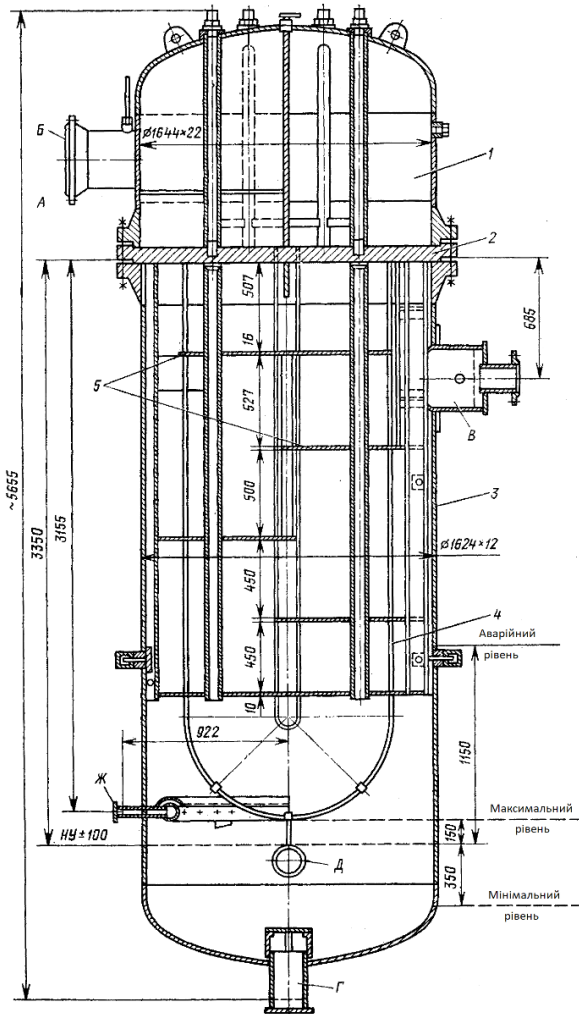
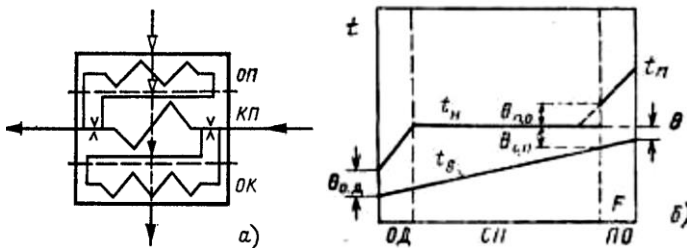


Рис. 6.5. Підігрівник низького тиску ПН-400-25-8-V [8]: А, Б – вхід та вихід конденсату; В – вхід грійочої пари; Г – вихід конденсату; Д – підведення конденсату; Ж – відведення парогазової суміші; 1 – водяна камера; 2 – трубна дошка; 3 – корпус; 4 – трубка; 5 – перегородка.

#### 3.2. Підігрівники високого тиску (ПВТ).

Теплообмінна поверхня ПВТ заключається до одного корпусу та поділяється на зони охолодження пари (ОП), конденсації грійочої пари (КП), охолодження конденсату грійочої пари (ОК).



Основні вузли ПНТ (рис. 6.5):

- водяна камера з патрубкам для підведення та відведення основного конденсату, перегородками в її середині (для організації у визначеного числа ходів – як правило - чотирьох) та фланцем;
- трубна система з U-подібних трубок діаметром 16 і товщиною стінку 1 мм, кінці яких завальцовані у трубній дошці;
- направляючі проміжні перегородки встановлені для організації потоку пари;
- корпус підігрівника з привареними до нього патрубками, опорними лапами та фланцем.

Трубна дошка за допомогою шпильок закріплюється між фланцями корпусу та водяної камери.

У ПНТ застосовуються трубки з латуні, а в апаратах призначених для турбоустановок надкритичних параметрів – з нержавіючої сталі.

Рис. 6.6. Схема ПВТ з ОП та ОК (а) та температурні напори (б) [8]: ОД - охолоджувач дренажу; СП - власне підігрівник; ПО - пароохолоджувач; F - поверхня нагріву;  $t_b$  та  $t_n$  - температура води та пари;  $t_n$  - температура насичення пари;  $\theta_{c,п}$  та  $\theta$  - недогрів води в підігрівнику та кінцевий після пароохолоджувача;  $\theta_{п,о}$  - залишковий перегрів пари після пароохолоджувача;  $\theta_{о,д}$  - температурний напір на вході води до охолоджувача дренажу.

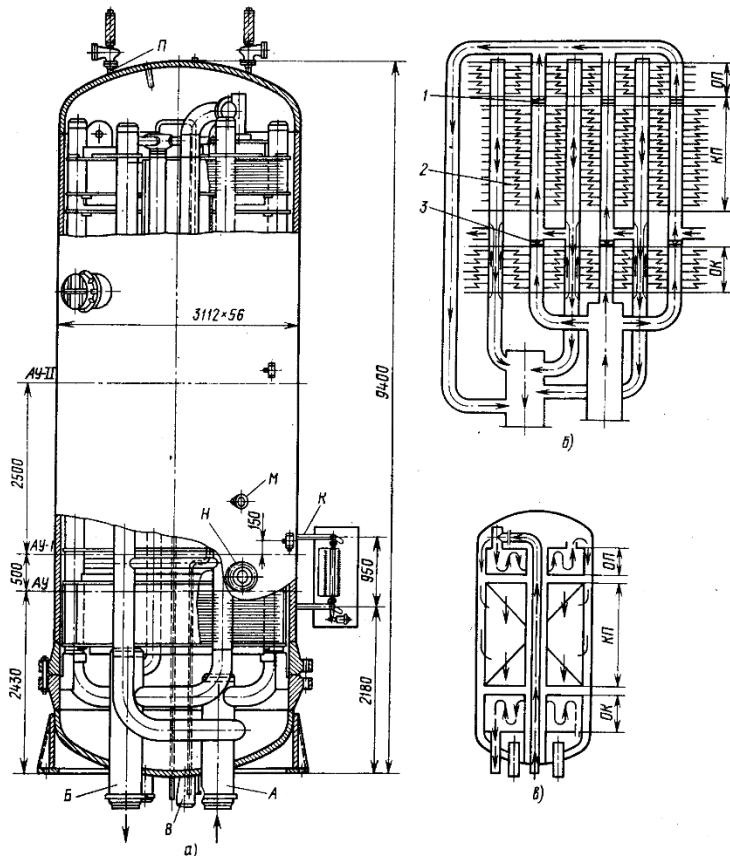


Рис. 6.7. Підігрівник високого тиску ПВ-1700-380-51 [8]:  
 а – загальний вигляд; б – схема руху води в трубній системі; в – схема руху пари та конденсату; 1 – діафрагма; 2 – спіральний змійовик; 3 – дросельна шайба; А – вхід живильної води; Б – вихід живильної води; В – вхід гріючої пари; К – до водовказівного приладу; М – вхід конденсату з ПВТ вищого ступеню; Н – вхід повітря з ПВТ вищого ступеню; П – до запобіжного клапана.

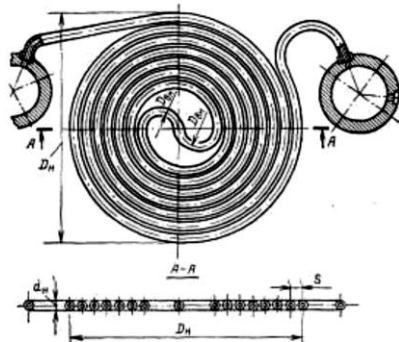


Рис. 6.8. Навивка спіральних труб [8].

#### 4. Деаератори термічні.

Основну корозійну дію на метал устаткування здійснює  $O_2$ .

$CO_2$  провокує корозію самостійно та діє як каталізатор агресивної дії  $O_2$ , а також сприяє забрудненню пароводяного тракту сполуками заліза та міді, які потім відкладаються на трубах парових котлів.

Для видалення з живильної води  $O_2$ ,  $CO_2$  та інших газів застосовують термічні деаератори.

Основні фактори, які визначають концентрацію газів в воді та їх рівноважний стан: тиск та температура води, кількісний склад газової суміші, фізична природа газу.

Коефіцієнт абсорбції газу (рис. 6.9)  $\alpha^a = V_T/V_B$ , де  $V_T$ ,  $V_B$  – об'єми розчиненого газу у воді,  $m^3$ .

Конструктивно всі ПВТ (Рис. 6.7) є вертикальними апаратами зварної конструкції з теплообмінною поверхнею, набраною з витих у плоскі спіралі (рис. 6.8) гладких труб зовнішнім діаметром 32 мм та товщиною стінки 4 мм, які приєднані до вертикальних вхідних (2 або 3) та вихідних (2 або 3) колекторів. Високий тиск живильної води у ПВТ не дозволяє використовувати трубні дошки.

Для організації руху пари та відведення конденсату, що утворюється, між спіральними трубними елементами встановлюють горизонтальні перегородки.

Спіральні елементи зон ОП та ОК розташовуються у спеціальних кожухах.

Всі елементи трубної системи виготовлені зі сталі 20.

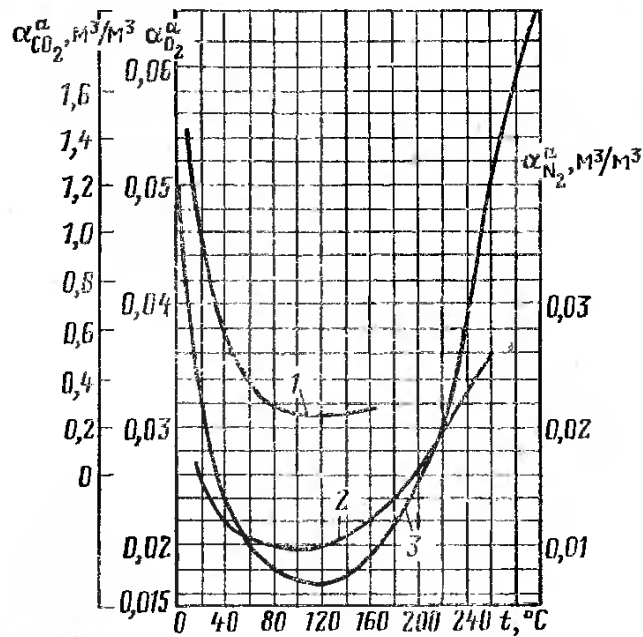


Рис. 6.9. Залежність коефіцієнта абсорбції від температури води для  $O_2$ ,  $CO_2$  і  $N_2$ :  
1 –  $CO_2$ ; 2 –  $N_2$ ; 3 –  $O_2$  [8].

Таким чином для забезпечення термічної дегазації води в деаераторі необхідно нагріти до температури насичення.

Застосовуються струйні та барботажні системи деаерації:

У **струйних деаераторах** розподіл рідини у паровій фазі відбувається шляхом розділення потоку рідини на струмені системою перфорованих сит (тарілок). Перфоровані сита встановлюються у деаераторі послідовно декількома ярусами, утворюючи між ситами окремі відсіки.

Струмені води поперечно обтікаються паром та нагріваються до стану насичення.

**Барботажний ступінь деаератора** (рис. 6.10) – непроливний дирчастий лист, на якому рідина утримується внаслідок підпирання паровою подушкою.

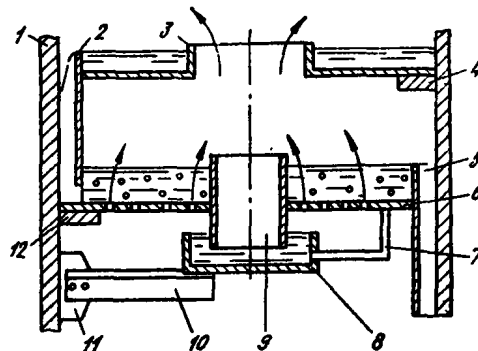


Рис. 6.10. Конструктивні рішення незануреного барботажного ступеню з гідрозатвором [8]:

- 1 – корпус деаераційної колонки; 2 – переливний канал з непроливної таріли струменевого ступеню; 3 – непроливна таріль; 4 – опірня конструкція; 5 - переливний канал барботажної таріли; 6 - барботажна таріль; 7 – перепускна лінія до гідрозатвору; 8 – корпус гідрозатвору; 9 – пароперепускна горловина; 10 – опірний тавр корпусу гідрозатвору; 11 – косинка опірної конструкції; 12 – опірня конструкція барботажної таріли.

Через горловину 1 до водозмішуючої камери 2 поступають потоки некиплячого конденсату після ПНТ. Далі вода поступає на верхній дирчастий лист 4, звідки струменями зливається на дирчасту тарілку 5. Через отвори дирчастої тарілки 5 вода попадає на непроливну таріль 6, звідки через сегментарні отвори поступає на барботажну тарілку 7. На барботажній тарілці вода обробляється паром та зливається через поріг у зону між корпусом 10 та листом 9, що утворює гідрозатвір та виключає пропуск гріючої пари повз барботажний пристрій.



Пара подається з колектора під барботажний лист. Зі збільшенням витрати пари та підвищенням тиску у паровій подушці під барботажним листом включається пароперепускна труба 14. Нижній кінець її занурений у воду на піддоні 13 та утворює гідрозатвір. Заливка затвору забезпечується через підживлювальну трубку 8. Випар видаляється з колонки через горловину 3.



Рис. 6.11. Зовнішній вигляд деаератора.

Деаераційні колонки (рис. 6.12) встановлюють безпосередньо на деаераторних баках, які забезпечують необхідний запас води та надійну роботу живильних насосів.

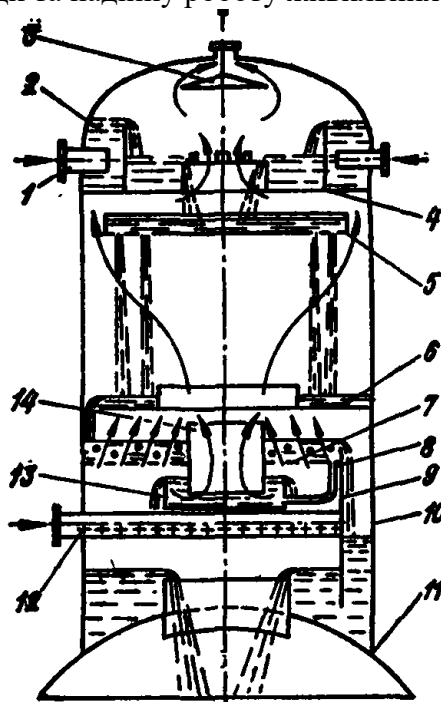


Рис. 6.12. Схема деаераційної колонки ДП-1000 [8]: 1 – підведення основного конденсату та води ХВО; 2 – водозмішувальна камера; 3 – сепараційний пристрій випару; 4 – верхній дірчастий лист; 5 – перепускна таріль; 6 – непроливна таріль; 7 – барботажна таріль; 8 – підживлювальна труба; 9 – гідрозатвор; 10 – корпус колонки; 11 – бак-акумулятор; 12 – паропідвідний колектор; 13 – піддон гідрозатвору; 14 – перепускна горловина.

## 5. Живильні насосні установки

**Живильна установка** призначена для подачі живильної води з деаератора через ПВТ до котла. Схеми включення живильних насосів (рис. 6.13):

1) **однопідйомна**, в якій живильний насос подає воду з кінцевим тиском через ПВТ до котла (рис. 6.13 а);

2) **однопідйомна з послідовним включенням бустерного та основного живильного насосів** (рис. 6.13 б);

На енергоблоках потужністю до 200 МВт застосовують однопідйомну схему з одним живильним насосом з **електричним асинхронним приводом** (6–8 МВт). Це забезпечує простоту та компактність живильної установки, швидкість її включення у роботу.

Для регулювання витрати води при часткових навантаженнях:

- гідромуфти;
- регульований електропривод.

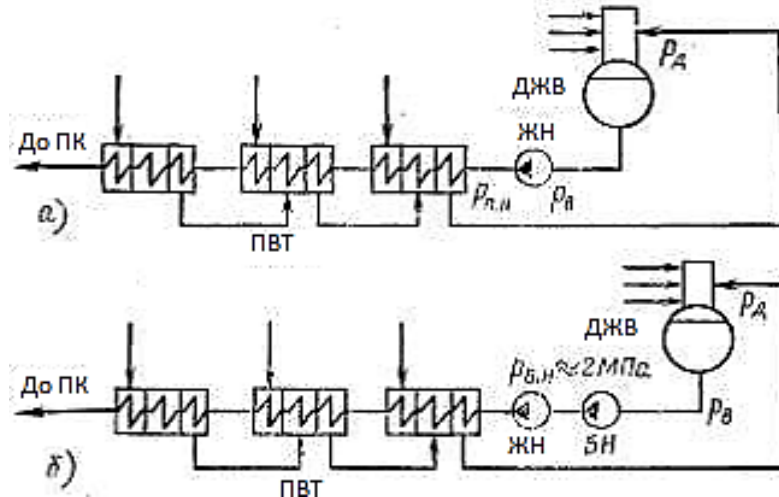


Рис. 6.13. Схеми включення живильних насосів: а – однопідйомна; б – однопідйомна з бустерним (БН) та головним живильним насосом (ПН)

Для запобігання кавітації - забезпечують запас тиску води на вході в насос над тиском насиченої пари. Рішення:

- двоступеневе підвищення тиску бустерним та головним живильними насосами;
- встановлення деаераторів на значній висоті (вище живильних насосів на 12–15 м).

**Живильна установка потужного блоку ( $\geq 300$  МВт)** складається з головного живильного насоса з турбінним приводом, пускорезервного живильного насоса з електроприводом та бустерних насосів з електроприводом.

Головний насос вмикається в роботу при навантаженні блока 50–60 %. Пускорезервний живильний насос ПЕН приводиться в обертання асинхронним електродвигуном. Бустерний насос розраховують на підвищення тиску до 2 МПа та пониженої частоти обертання, що забезпечує його безкавітаційну роботу.

*Контрольні запитання до лекції б.*

1. Перерахуйте відоме Вам допоміжне обладнання паротурбінної установки, що зображується на теплових схемах.

2. Які важливі функції на ТЕС виконує конденсатор? Наведіть типову конструкцію конденсатора.

3. Яке допоміжне устаткування входить до конденсаційної установки? Поясніть принцип роботи основного ежектора.

4. Для чого призначені регенеративні підігрівачі в тепловій схемі. Вкажіть та обґрунтуйте конструктивні відмінності між підігрівачами високого та низького тиску.

5. Поясніть, як на ТЕС запобігають високотемпературній корозії. Наведіть приклад конструктивного виконання деаератора струменево-барботажного типу.

6. Які головні функції виконують живильні насоси на ТЕС? Які поширені приводи живильних насосів Вам відомі? Які їхні сфери застосування?

7. Що таке кавітація живильної води в насосі? Засоби забезпечення безкавітаційного стиснення води.

## Лекція 7. Газотурбінні установки.

### 1. Принцип роботи газотурбінної установки (ГТУ).

ГТУ – тепловий двигун, робоче тіло в якому залишається газоподібним у всіх точках циклу.

ГТУ складається з турбіни, компресора, камери згоряння (рис. 7.1).

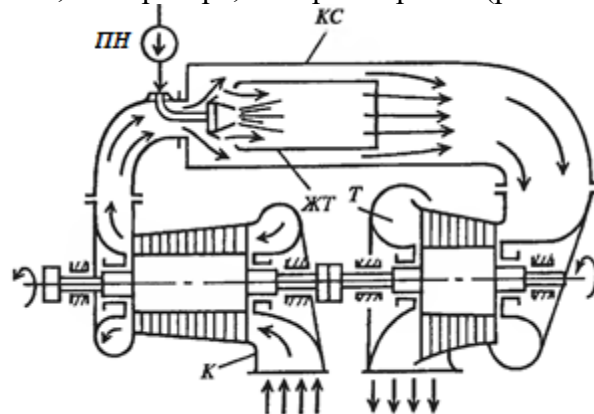


Рис. 7.1. Схема першої стаціонарної ГТУ для виробництва електроенергії (4 МВт, АВВ).

Повітря забирається з атмосфери компресором (К), стиснене повітря подається до камери спалювання (КС), куди також подається паливо. В КС повітря розділяється на два потоки: один потік, в кількості необхідній для спалювання палива, поступає в жарову трубу ЖТ, другий обтікає ЖТ ззовні та підмішується до продуктів спалювання для зниження температури.

### 2. Цикли ГТУ.

#### 2.1. Цикл простої ГТУ.

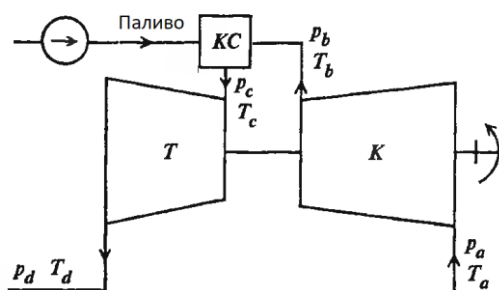


Рис. 7.2. Схема простої ГТУ

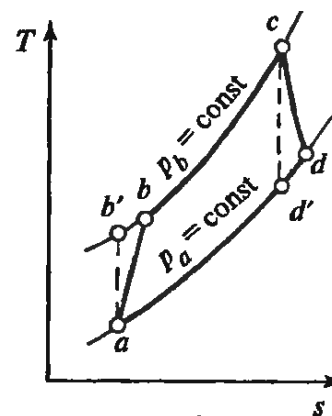


Рис. 7.3. Цикл простої ГТУ

Точка а - початкові параметри повітря перед компресором  $p_a$ ,  $T_a$ .

ab - процес стискання повітря в компресорі до параметрів  $p_b$ ,  $T_b$ .

ab' – ізоентропне стискання 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  $p_d$ .

#### 2.2. Цикл ГТУ з регенерацією теплоти.

У простій ГТУ гази виходять з високою температурою  $T_d$  та теплота  $q_2 = c_{pr}(T_d - T_a)$  втрачається. Для використання цієї теплоти використовується ГТУ з регенератором, в якому вихідні гази віддають частину своєї теплоти повітря, стисненому у компресорі:

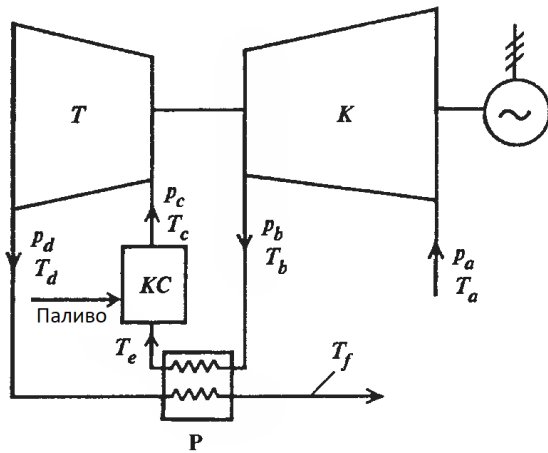


Рис. 7.4. Схема ГТУ з регенератором

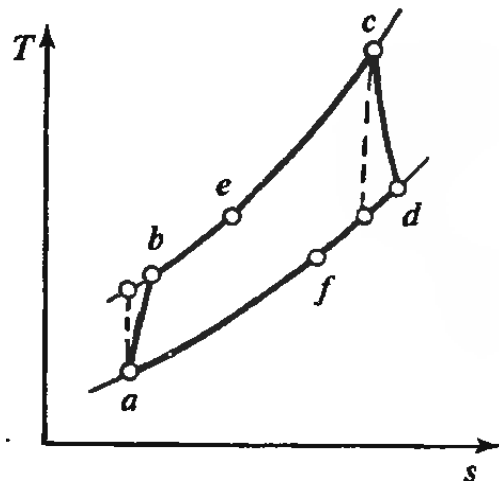


Рис. 7.5. Процес ГТУ с регенерацією в T-s-діаграмі: be - нагрів повітря, df - охолодження газів в регенераторі.

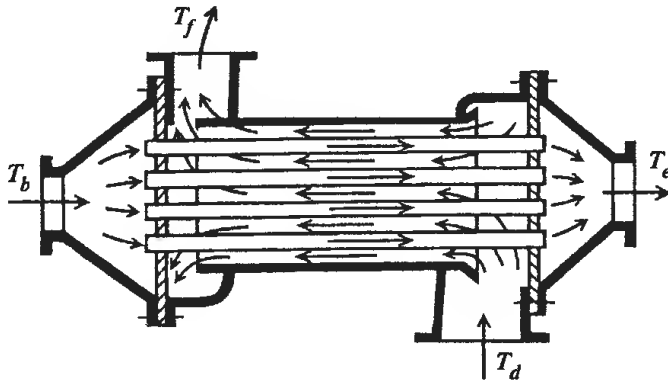


Рис. 7.6. Схема регенератора з протитоком.

Повітря проходить по трубках, закріплених в трубних дошках, а газ рухається між трубками в протилежному напрямку.

**2.3. ГТУ з проміжним підведенням теплоти та проміжним охолодженням (рис. 7.7).**

T,s-діаграма (рис. 7.8) - приклад «карнотизації» циклу Брайтона, що збільшує його термодинамічну ефективність.

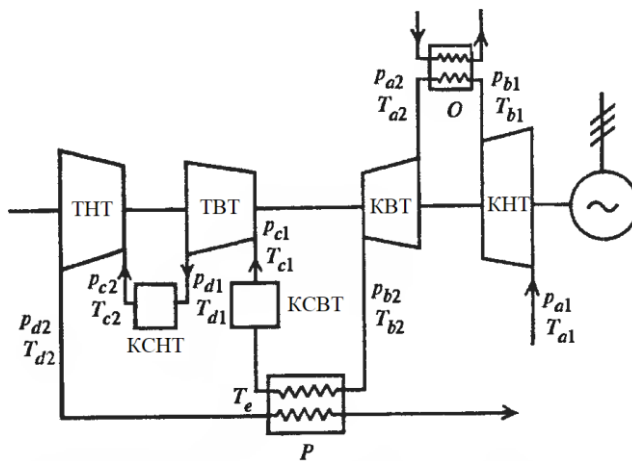


Рис. 7.7. Схема ГТУ з регенерацією, з проміжним підведенням теплоти та проміжним охолодженням повітря.

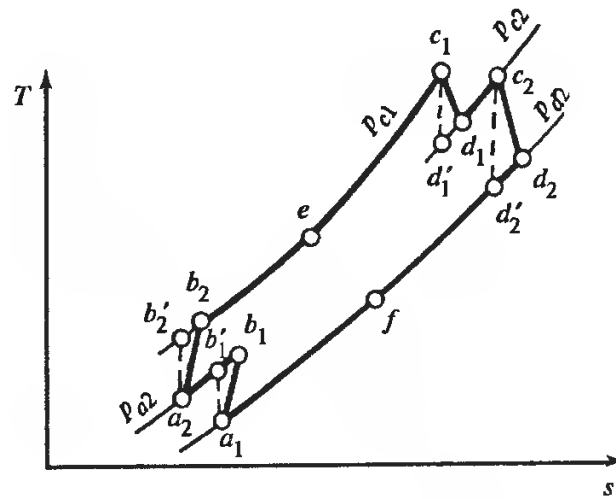


Рис. 7.8. Процес ГТУ з регенерацією, з проміжним підведенням теплоти та проміжним охолодженням повітря.

Повітря ( $T_{a1}$ ) поступає до компресора низького тиску (КНТ), а потім в охолоджувач (О), де його температура знижується від  $T_{b1}$  до  $T_{a2}$ . Далі повітря стискається в компресорі високого тиску (КВТ). З КВТ повітря ( $T_{b2}$ ) поступає в регенератор, нагрівається до  $T_e$ , та направляється в камеру спалювання високого тиску (КСВТ), де температура газу підвищується до  $T_{c1}$ .

Потім газ розширюється у турбіні високого тиску (ТВТ) та направляється до камери спалювання низького тиску (КСНТ). Далі газ з температурою  $T_{c2}$  поступає до турбіни низького тиску (ТНТ), а потім в регенератор.

На практиці широкого розповсюдження знайшли лише ГТУ з проміжним підведенням теплоти фірми АВВ (рис. 7.9). На сьогодні підрозділ, який виробляє ГТУ придбаний фірмою General Electric.

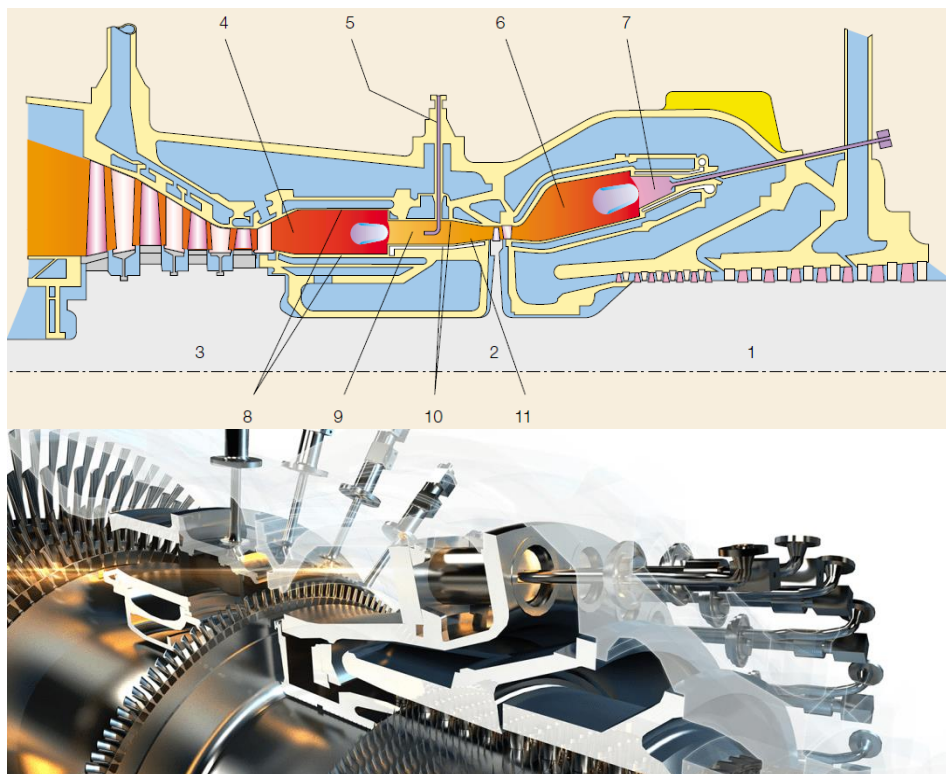


Рис. 7.9. Система ступеневого спалювання в газових турбінах GT24/GT26 (АВВ): 1-компресор; 2-турбіна високого тиску; 3-турбіна низького тиску; 4-камера згоряння 2-го ступеню; 5-подача палива; 6-камера згоряння 1-го ступеню; 7-пальник 1-го ступеню; 8-конвективне охолодження поверхонь; 9-зона змішування; 10-завихрювач; 11-пальник 2-го ступеню з повітряним охолодженням.

Після камери згоряння 1-го ступеню продукти згоряння поступають у 1-ступеневу турбінку високого тиску, де тиск падає з 30 до 15 бар.

У камері згоряння 2-го ступеню спалюється залишок палива і продукти згоряння поступають у 4-ступеневу турбінку низького тиску.

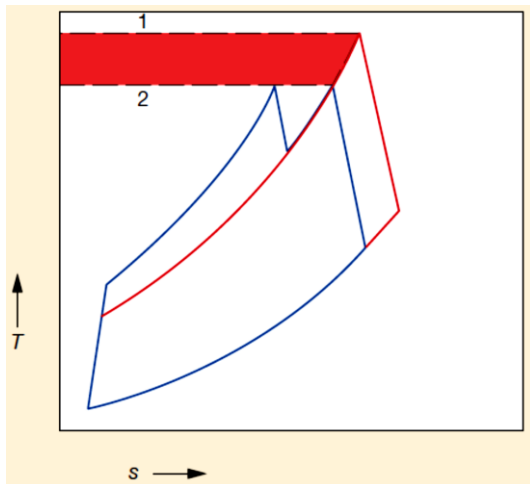


Рис. 7.10. Порівняння циклів ГТУ з двоступеневим спалюванням (2) та звичайної ГТУ (1).

- При двоступеневому спалюванні для виробництва однакової потужності необхідна менша початкова температура на вході у турбінку.
- Менші викиди  $\text{NO}_x$ .
- Більш ефективна робота при часткових навантаженнях.

### 3. Особливості конструкції ГТУ.

На практиці розповсюджені одновальні ГТУ простої схеми.

Переваги одновальної компоновки:

- простота конструкції;
- більша надійність регулювання при швидкій зміні навантаження;
- зниження безпеки помпажу компресора при пуску та зупинці ГТУ;
- висока вібронадійність ГТ та компресора;
- стабільність ККД ГТУ при тривалій експлуатації;
- можливість пуску з використанням електро- та теристорного пускового пристрою.

### 4. Особливості газових турбін.

Газові турбіни суттєво відрізняються від парових:

1) ГТ працюють при вищій температурі:

Найбільш нагріті елементи ГТ виконуються з жаростійких матеріалів та охолоджуються.

2) ГТ мають  $<5$  ступенів (в той час як парові  $>20$ ).

Незважаючи на високу температуру газу, теплоперепад ГТ в 2-3 рази менший ніж у паровій турбіні. Це пояснюється суттєво меншим оптимальним відношенням тисків в циклі: для ГТУ –  $p_c/p_d=10-30$ , для ПТУ –  $p_0/p_a$  - до 6000.

Оптимальний теплоперепад ступеню ГТ суттєво вищий ніж для ступеню парової турбіни.

3) Економічність ГТУ суттєво залежить від ККД турбіни (внаслідок значних втрат в компресорі); зміна ККД ГТ на 1 % призводить до зміни в той же бік ККД ГТУ на 2-3% (а не на 1% - як для ПТУ).

З врахуванням вищевказаного:

- особлива увага приділяється газодинамічним розрахункам просторового потоку та зниженню аеродинамічних втрат у тракці ГТУ.

- регулюючі клапани, регулюючі ступені та парціальне підведення не застосовуються.



## 5. Основні компоненти газової турбіни (рис. 5.11).

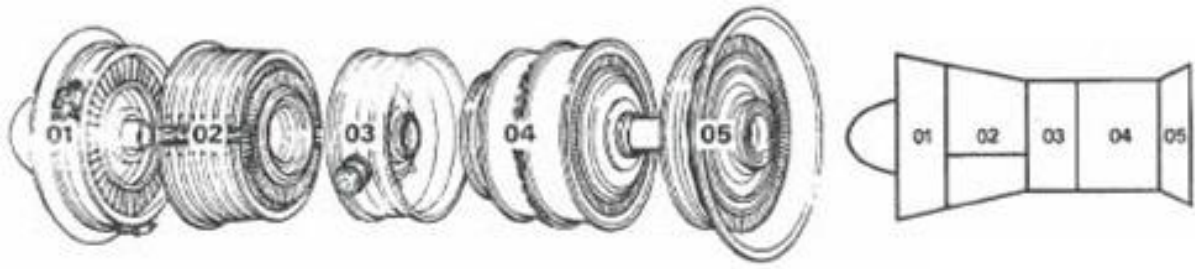


Рис. 7.11. Модулі ГТУ (Rolls Royce): 01 – впуск повітря; 02 – компресор; 03 – камера спалювання; 04 – турбіна; 05 – випуск продуктів спалювання.

### 5.1. Секція впуску повітря.

Оптимізується для мінімізації аеродинамічних втрат. Зазвичай виконується у вигляді дзвону зі сплаву алюмінію та включає систему проти ожеледі.

### 5.2. Компресор.

Ступінь радіального компресора (рис. 5.12) забезпечує більший коефіцієнт стиснення ніж ступінь аксіального компресора. Оскільки в сучасних ГТУ ступінь стиснення повітря складає до 30, використовуються як правило аксіальні багатоступеневі компресори (рис. 5.13).

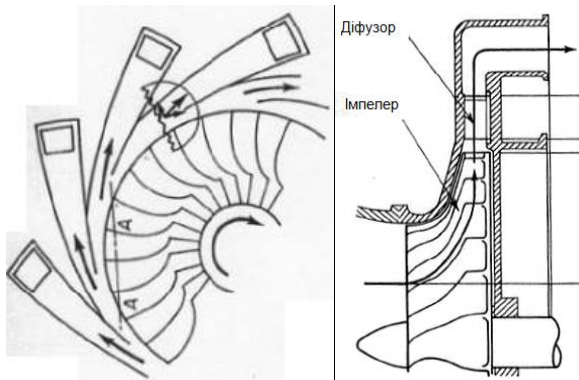


Рис. 7.12. Відцентровий компресор, Rolls Royce

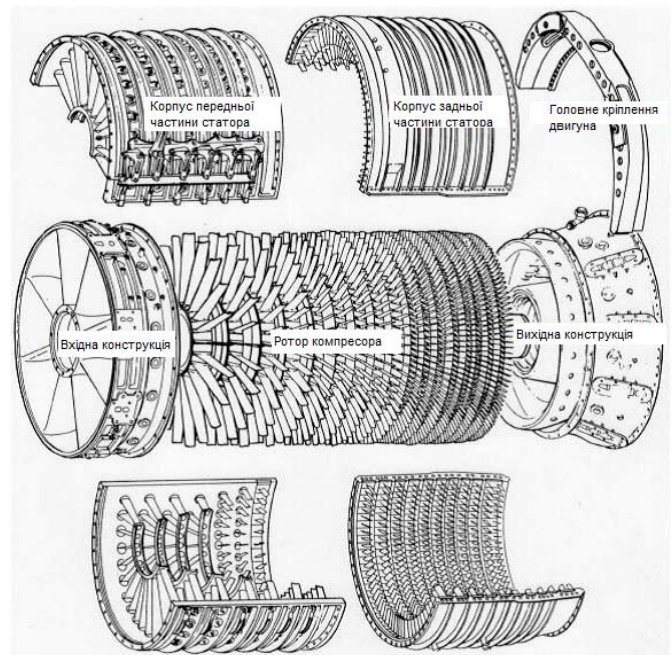


Рис. 7.13. Осьовий компресор, GE

### 5.3. Камера спалювання.

Конструкції корпусу:

- Секційні - складається з окремих блоків полум'яних труб (рис. 5.14).
- Кільцеві – більш ефективно використання об'єму (рис. 5.15).
- Трубочато-кільцеві.



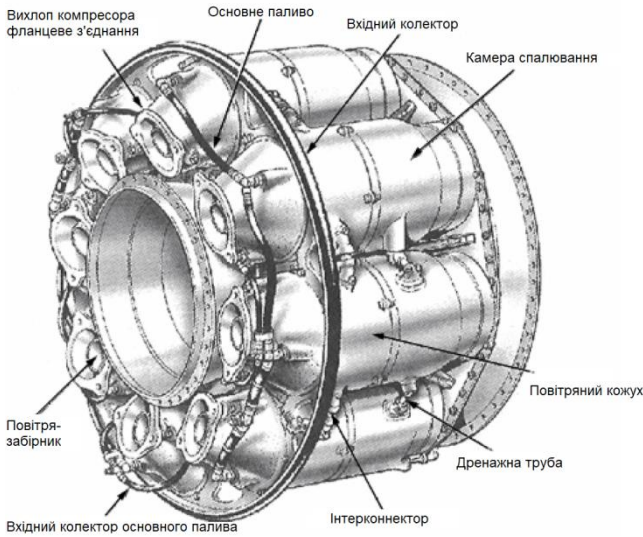


Рис. 7.14. Секційна камера спалювання

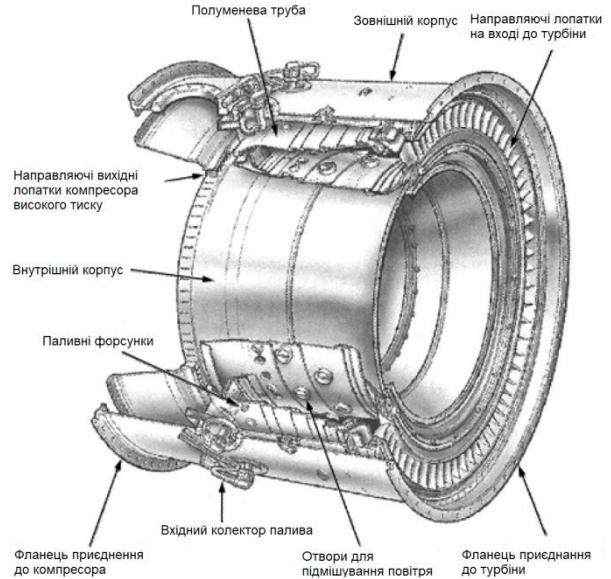


Рис. 7.15. Кільцева камера спалювання

Розвиток конструкції камер спалювання можна проаналізувати на прикладі зменшення розмірів та спрощення конструкції камер спалювання фірми Siemens (рис. 5.16).

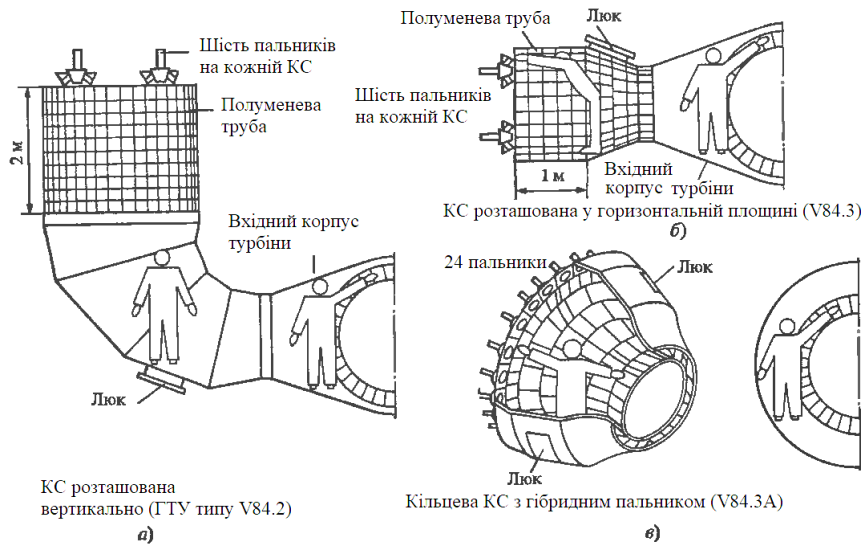


Рис. 7.16. КС виносного та вбудованого типів.

Для забезпечення низьких викидів  $NO_x$  організовується багатозонне горіння та однорідне температурне поле (рис. 5.17).

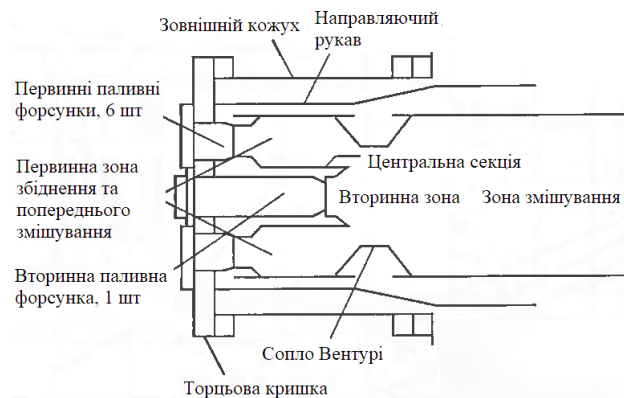


Рис. 7.17. Двоступенева КС, GE

#### 5.4. Турбінний модуль.

Турбіна складається зі статора, на якому закріплені направляючі лопатки, та ротора, оснащеного робочими лопатками (рис. 5.18).

Соплові та робочі лопатки перших ступенів виконуються з охолодженням.

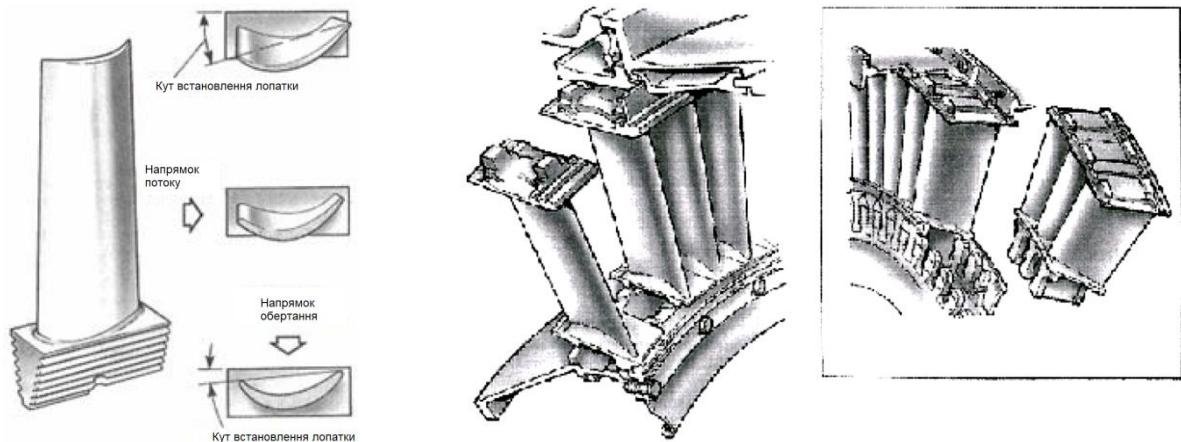


Рис. 7.18. Робочі (а) та направляючі (б) лопатки, Rolls Royce.

Застосовується точне лиття пустотілих лопаток за моделями, що виплавляються, зі сплавів нікелю (або кобальту). Застосовується спрямована кристалізація або монокристалічні лопатки.

Для підвищення корозійної стійкості наносяться захисні металічні або металокерамічні покриття.

#### 5.5. Вихлопний модуль.

Забезпечує підтримку турбіни, термоізоляцію підшипника, вихлоп продуктів згоряння до атмосфери або приєднання до котла-утилізатора.

#### 6. Управління потужністю ГТУ:

- Якісне регулювання – зменшення потужності за рахунок зниження температури на вході ГТ шляхом зменшення подачі палива. ККД ГТУ при цьому різко падає – це найменш ефективний метод розвантаження.

- Кількісне регулювання – зміна потужності шляхом зміни витрати робочого тіла, при цьому температура газу залишається близькою до постійної. ККД знижується несуттєво. Таке регулювання можливе в діапазоні 70-100% номінальної потужності.

#### 7. Основні технологічні рішення використані при створення класу газових турбін з температурою вхідних газів 1600°C Mitsubishi Heavy Industries.

Досягти високої ефективності розвитку газотурбінних технологій в Японії вдалось завдяки 30-ти річній роботі компанії Mitsubishi Heavy Industries за постійної підтримки уряду Японії (рис. 5.19). Як приклад такої підтримки можна навести проект «1,700°C-Class Ultrahigh-Temperature Gas Turbine Component Technology Development», при виконанні якого були створені ключові компоненти, здатні забезпечити роботи ГТУ при температурах на рівні 1,700°C.

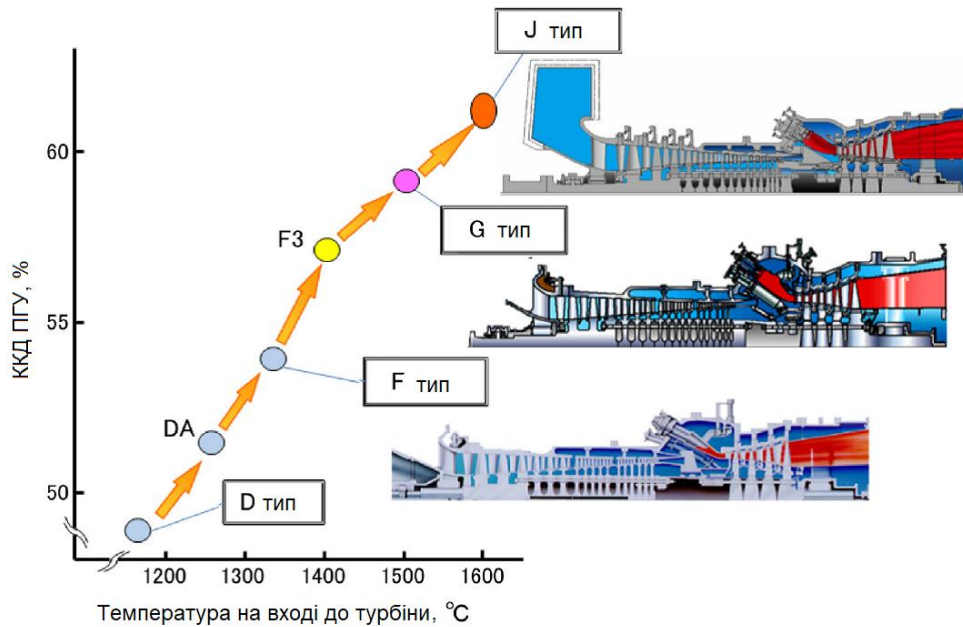


Рис. 7.19. Розвиток над високотемпературних ГТУ Mitsubishi Heavy Industries: 1980s - M701D - 1,150°C, 1989 - M501F - 1,350°C, 1997 - M501G - 1,500°C, 2011 - M501J - 1,600°C.

На рис. 5.20 представлені основні особливості конструкції ГТУ Mitsubishi Heavy Industries, які дозволили досягти високих техніко-економічних показників.

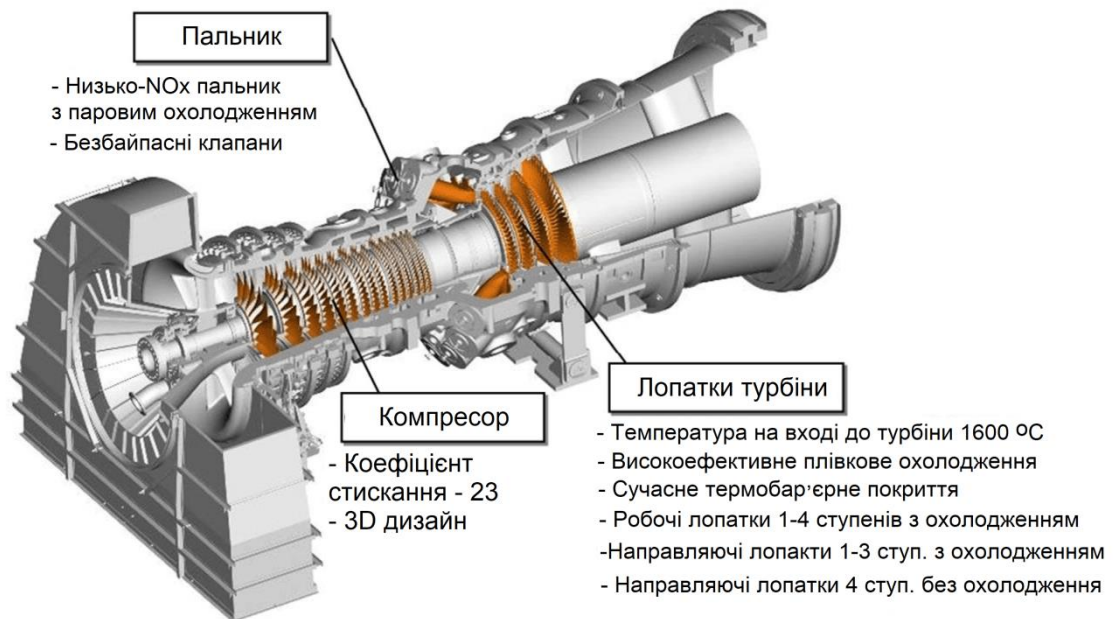


Рис. 7.20. Схематичне зображення парової турбіни потужністю 1000 MW та застосованих технологічних вдосконалень, МНІ.

Створення M501J стало можливим завдяки використанню перевірених технологій типів F та G/H, а також нових розробок проекту 1700°C.

#### 7.1. Концепція побудови ГТУ:

- Приєднання генератора з боку компресора – зменшує вплив теплового розширення;
- Опора валу на два підшипника – простота конструкції;
- Аксіальний вихід продуктів згоряння – покращує інтеграцію до ПГУ;
- Горизонтальний роз'єм корпусу спрощує ремонт і технічне обслуговування.

### 7.2. Компресор (рис. 5.21):

- Застосовано 15-ти ступеневий компресор зі ступенем стискання – 23.
- Ефективний 1-й ступінь забезпечує аеродинамічну стабільність компресора.
- Суттєво покращено аеродинаміку проміжних ступенів

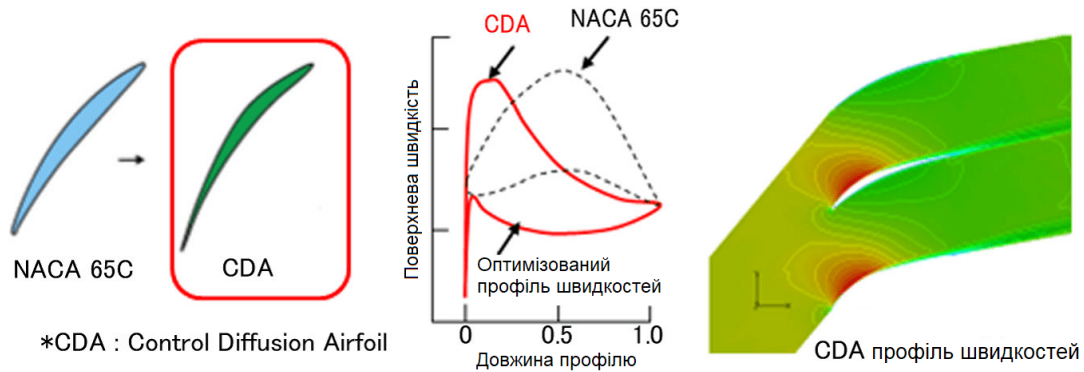


Рис. 7.21. Приклад оптимізації профілів лопаток компресора МНІ.

### 7.3. Пальники (рис. 5.22):

- Застосовано систему охолодження паром.
- За рахунок збільшення однорідності полум'я – знижено викиди  $\text{NO}_x$  незважаючи на зростання температури.

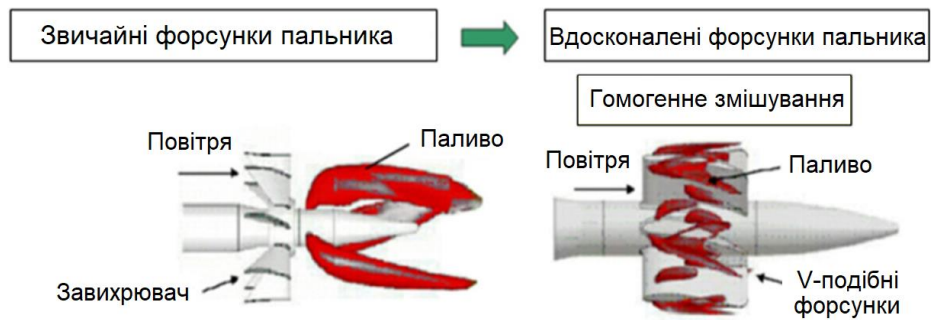


Рис. 7.22. Приклад оптимізації пальників, МНІ.

### 7.4. Турбіна.

- Застосовано 4-ступеневу турбіну з високим навантаженням на ступінь.
- Використано сучасну технологію 3D проектування аеродинаміки.
- Збільшення температури до  $1600^\circ\text{C}$  забезпечене за рахунок: жаростійких матеріалів лопаток, охолодження лопаток ( $500^\circ\text{C}$ ), термозахосного покриття ( $50^\circ\text{C}$ ).

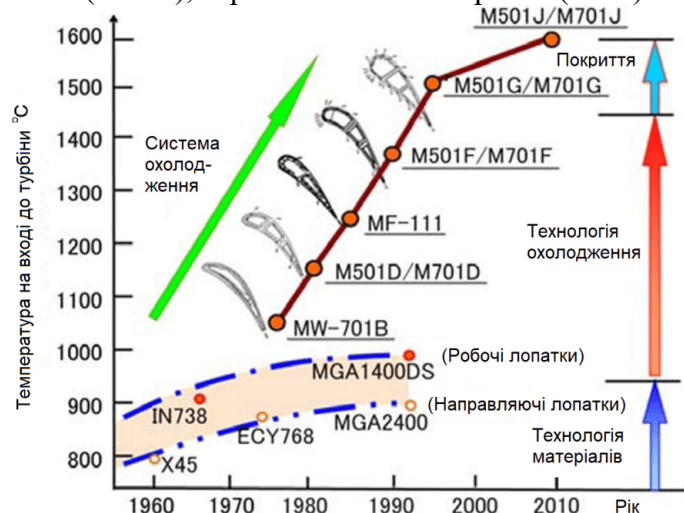


Рис. 7.23. Основні етапи розвитку лопаток газової турбіни, та технології, які забезпечили зростання ефективності, МНІ.



#### 7.4.1. Лопатки (рис. 5.24, 5.25):

- Робочі лопатки 1-4 ступенів та направляючі лопатки 1-3 ступенів виконані з охолодженням.

- Методика охолодження постійно вдосконалюється.

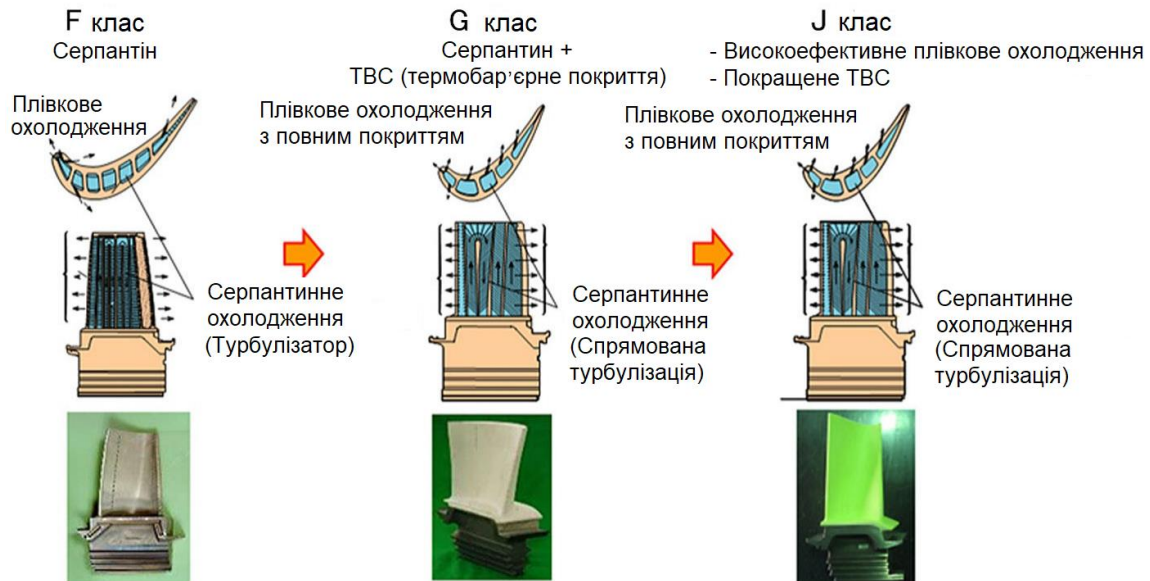


Рис. 7.24. Приклад вдосконалення технології робочих лопаток, МНІ.

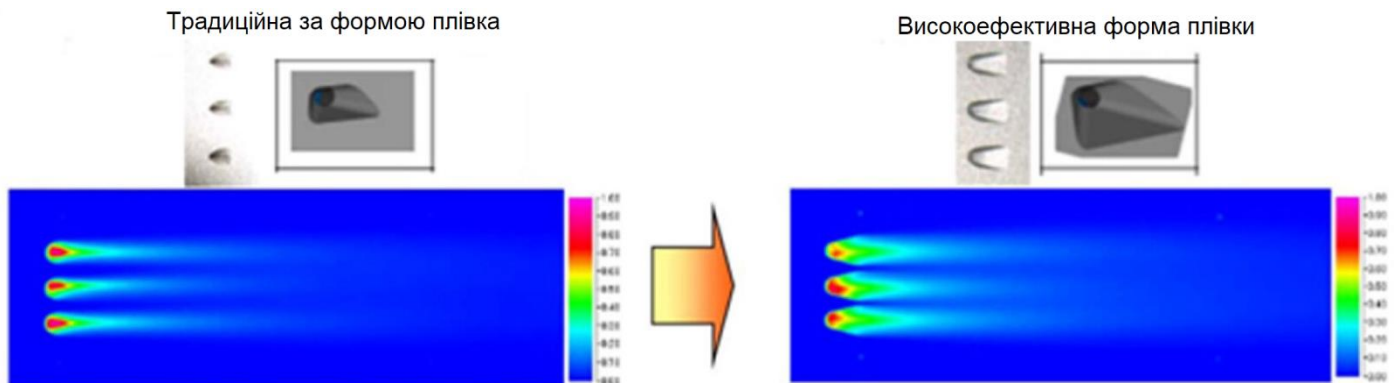


Рис. 7.25. Приклад оптимізації отворів системи охолодження, МНІ.

Основні зусилля розробників були спрямовані на створення сплавів, здатних забезпечити надійну роботу ГТУ при температурах 1700°C і вище.

- Робочі лопатки виконано зі нікелевого сплаву MGA1400,
- Направляючі лопатки - MGA2400.
- Робочі лопатки 1-3 ступенів – з використанням спрямованої кристалізації.

Табл. 7.1. Порівняння сплавів, які використовуються для лопаток МНІ.

	Ni	Cr	Co	Mo	W	Ta	Nb	Ti	Al	Інші	Примітки
MGA1400	Bal.	14	10	1.5	4.3	4.7	—	2.7	4	C, etc.	Сплави розроблені МНІ
MGA2400	Bal.	19	19	—	6	1.4	1	3.7	1.9	C, etc.	
Сплав-А	10	23.5	Bal.	—	7	3.5	—	0.25	0.2	C	Сплави, що наявні на ринку
Сплав-В	10.5	25.5	Bal.	—	7.5	—	—	—	—	C, etc.	
Сплав-С	Bal.	22.5	19	—	2	1.4	1	3.7	1.9	C, etc.	

Al та Ti збільшують міцність при високих температурах та корозійну стійкість.

Cr – збільшує стійкість високотемпературну корозійну стійкість.

### Покращення властивостей сплавів за рахунок технологій відливки:

- Термічна обробка виготовленої лопатки - MGA1400 та MGA2400 (рис. 7.26).
- Спрямована кристалізація при виготовленні додає 20°C термостійкості до звичайного сплаву - MGA1400DS.
- Монокристалічна структура – найбільш міцна оскільки відсутня зерниста структура. Однак дефекти лиття можуть суттєво послабити конструкції – необхідна досконала технологія. Сплав MGA1700 – для температури 1700°C. Не містить ренію (Re).

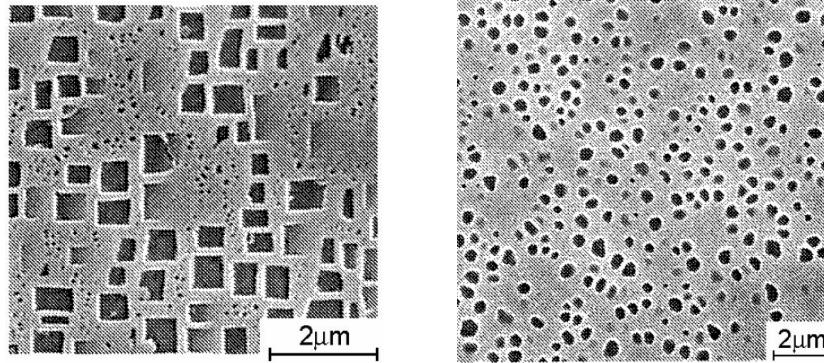


Рис. 7.26. Мікроструктура структура лопаток, виготовлених зі сплавів MGA1400 та MGA2400, МНІ.

### Термозахисне покриття:

- Зменшує теплопровідність та збільшує температурну стабільність.
- Покриття виконане на основі оксиду ітрію та цирконію.
- Нанесення здійснюється шляхом високотемпературного напилення.

### Контрольні запитання до лекції 7.

1. Наведіть принципову схему ГТУ та прокоментуйте призначення кожного елемента. Поясніть термодинамічний цикл простої ГТУ.
2. Передумови та переваги впровадження ГТУ з регенерацією тепла. Поясніть термодинамічний цикл ГТУ з регенерацією тепла.
3. Опишіть термодинамічний процес ГТУ з регенерацією, з проміжним підведенням теплоти та проміжним охолодженням повітря.
4. Яке призначення компресора в складі ГТУ? Які типи компресорів застосовуються для ГТУ?
5. Які конструктивні виконання камер спалювання Вам відомі? В чому перевага даних конструкцій?
6. В чому ключові відмінності турбінного модуля паросилових та газотурбінних установок?
7. Які технологічні рішення для створення ГТУ з надвисокою початковою температурою Вам відомі?



## Лекція 8. Паро-газові установки.

### 1. Термодинамічне обґрунтування.

Максимальна ефективність теплових двигунів забезпечується циклом Карно.

Наближення реальних циклів до циклу Карно («карнотизація») є ефективним механізмом підвищення ККД установки.

У сучасних ГТУ (рис. 8.1):

- висока температура підводу тепла (до 1600 °С),
- температура відведення тепла теж висока (400-600 °С).

В паротурбінних установках (рис. 8.2):

- температура відведення тепла близька до температури холодного джерела.
- температура підведення тепла обмежена (до 630 °С).

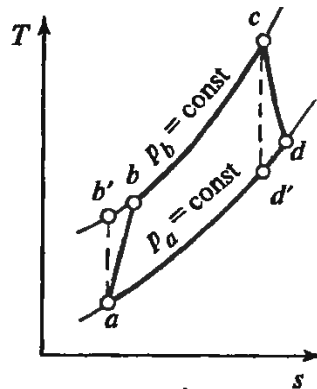


Рис. 8.1. Цикл ГТУ

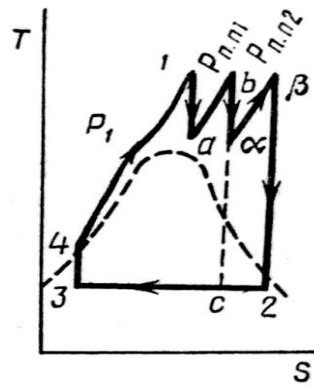


Рис. 8.2. Цикл ПТУ.

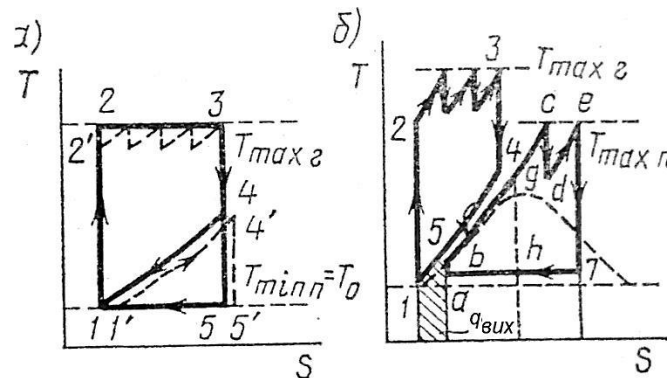


Рис. 8.3. Обґрунтування поєднання циклів Брайтона та Ренкіна.

Особливості циклів Брайтона та Ренкіна можуть бути успішно використані в комбінованих парогазових установках (ПГУ) (рис. 8.3):

- Газотурбінний цикл використовується в області високих температур;
- Теплота вихідних газів утилізується в паротурбінному циклі в області низьких температур.

### 2. Типи парогазових циклів.

#### 2.1. ГТУ із додаванням пари - STIG (рис. 8.4).

В компресорі (К) повітря стискається та подається до камери спалювання (КС), туди ж подається паливо та водяна пара. Продукти спалювання попадають до турбіни (ГТ). Вихідні гази нагрівають воду у котлі-утилізаторі (КУ).

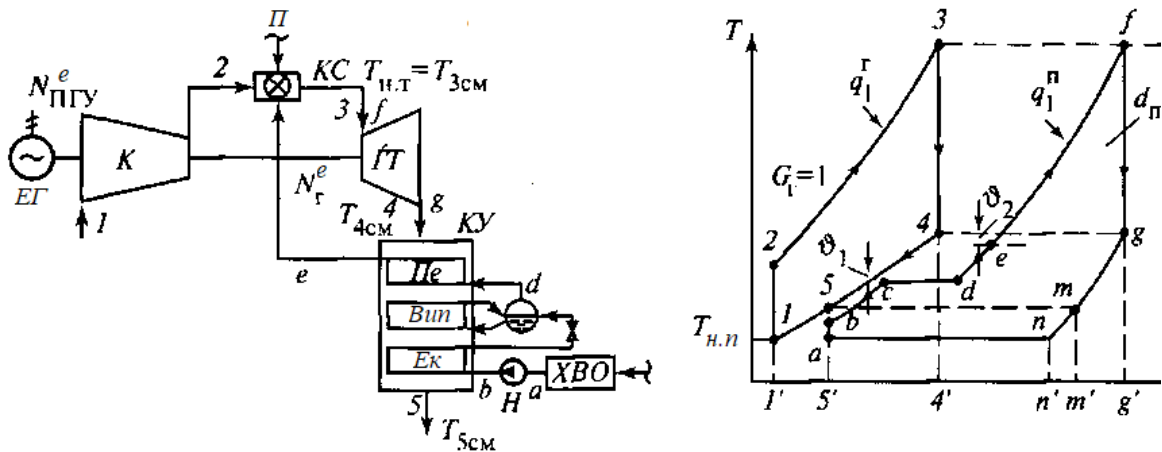


Рис. 8.4. Схема та цикл ГТУ з додаванням пари [9]

Корисна робота – сума площ газового 1-2-3-4 та парового a-b-c-d-e-f-g-n циклів.

Переваги:

- приріст потужності – до 80 %;
- мінімальні викиди  $\text{NO}_x$  та  $\text{CO}$  без додаткових витрат;
- малі питомі капітальні витрати.

**Установки типу «Водолій» (рис. 8.5)**

В установці STIG пара з вихідними газами викидається до атмосфери.

В «Зоря–Машпроект» розроблена технологія «Водолій». В контактному конденсаторі відбувається конденсація води.



Рис. 8.5. Теплова схема установки Водолій: 1 – газотурбінний двигун, 2 – генератор, 3 – контактний конденсатор водяної пари, 4 – конденсатозбірник, 5 – блок очистки конденсату, 6 – бак живильної води, 7 – зовнішній охолоджувач води, 8 – насос.

### 1.1. ПГУ з високонапорним парогенератором (ВПГ).

Повітря, стиснене у компресорі К, надходить до ВПГ, куди також подається паливо.

У топці частина теплоти спалювання направляється на виробництво та перегрів пари, яка поступає до парової турбіну.

Продукти спалювання з ВПГ направляються до ГТ, а звідти до газо-повітряного підігрівника ГВП, де охолоджуються, а потім викидаються до атмосфери (рис. 8.6).

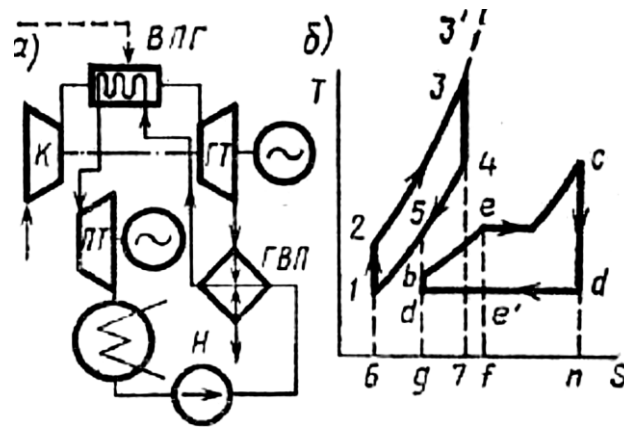


Рис. 8.6. Парогазова установка з високонапорним парогенератором [9].

Частина теплоти, що відводиться з газового циклу (4-5-g-7) підводиться до парового циклу та підігріває там живильну воду (a-b-e-e').

Права частина парового циклу (c-d-e'-e) є прибудовою до комбінованого циклу. Процес 3'-3 газовой частини циклу відповідає віддачі частини теплоти спалювання палива водяній парі.

Недоліки схеми:

- відсутність матеріалів для високотемпературних ВПГ та як наслідок зниження температури на вході до ГТ;
- збільшення частки потужності ПТУ в структурі ПГУ - обмеження ККД установки.

В СРСР установка потужністю 200 МВт працювала на Невиномиській ТЕС.

ПГУ включала газову ГТ-35-770, парову К-160-130 турбіни (ХТГЗ) та ВПГ-450-140-570/570 паропроductивністю 450 т/год. ВПГ-450 - П-подібний парогенератор з примусовою циркуляцією. Корпус ВПГ складається з двох циліндричних блоків, поєднаних газоходом (рис. 8.7).

Завдяки компактності технологія застосовувалась у судових силових установках (рис. 8.8).

Газо-мазутний ВПГ працює під тиском 0,3 МПа. Продукти спалювання з парогенератора поступають до газової турбіни.

Тиск в ВПГ створюється компресором, який обертається газовою турбіною.

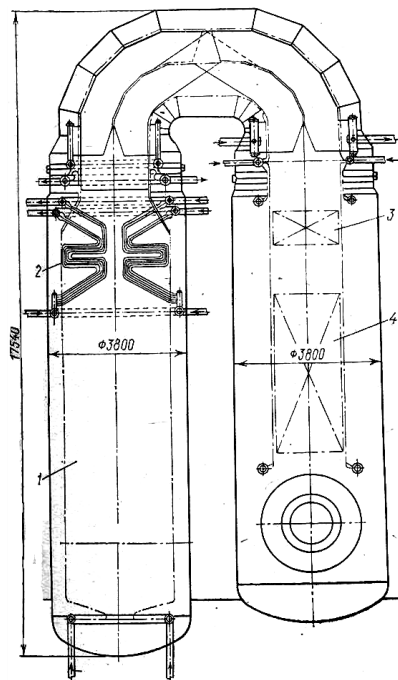


Рис. 8.7. Парогенератор ВПГ-450 [9]: 1 – топочна камера; 2 – ширми; 3 – I ступінь ПП; 4 – II ступінь ПП.

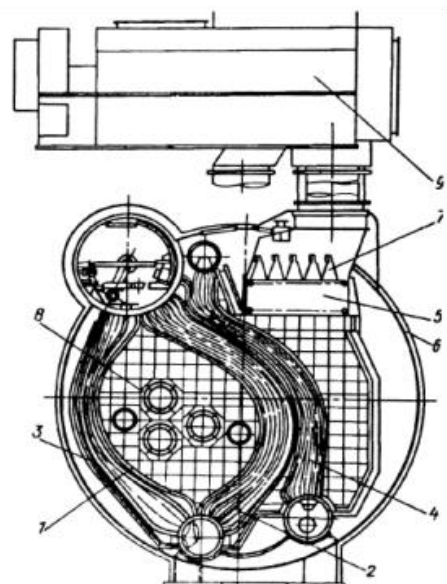


Рис. 8.8. Парогенератор КВГЗ [10]: 1 - екран; 2 - конвективний пучок; 3 - опускні труби; 4 - пароперегрівник; 5 - економайзер; 6 - кожух котла; 7 - очисний пристрій; 8 - топка; 9 - турбонадувний агрегат

### 1.2. ПГУ зі скиданням газів до топки котла.

Повітря стиснене компресором К, подається до камери спалювання КС, звідки продукти спалювання надходять до газової турбіни ГТ. Вихідні газы поступають до топки парового котла ПК замість повітря (містять 16-18%  $O_2$ ). У хвостовій частині котла замість повітропідігрівника встановлюється водяний економайзер, в якому вихідні газы охолоджуються живильною водою. Регенеративний підігрів зберігається частково.

Додаткова теплота палива відводиться до водяної пари по ізобарі 4'-4. Живильна вода на ділянці b-f парового циклу нагрівається за рахунок теплоти вихідних газів (ділянка 4-5 газового циклу).

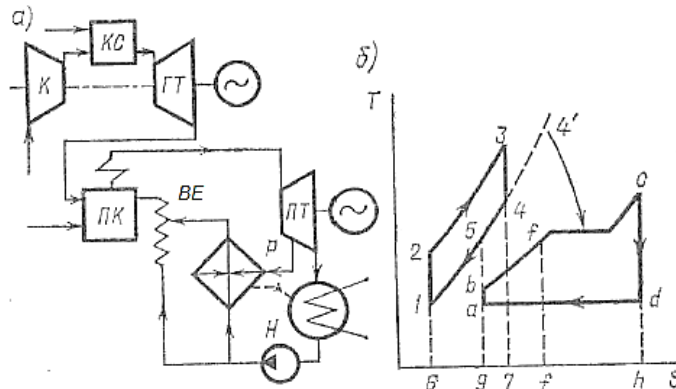


Рис. 8.9. Схема ПГУ зі скиданням газів до топки котла [9].

В парогенераторі може без ускладнень спалюватись тверде паливо.

#### Недоліки:

- низька частка потужності ГТУ, так як частина палива спалюється у топці котла;
- необхідність спеціальних схем для забезпечення роздільної роботи ГТУ та ПГУ.

Схема називається Topping, частка ГТУ у загальній потужності ПГУ може складати 25%, а приріст ККД у порівнянні з ПТУ аналогічних параметрів 7-8%.

#### Приклад – Молдавська ТЕС.

ПГУ-250 включає парову турбину К-200-130 ЛМЗ та ГТУ ГТ-35-770 ХТГЗ.

Парогенератор - модернізований котел ТМЕ-210 ТКЗ.

Потужність ПГУ - 250 МВт при ККД >39%.

#### ПГУ з витісненням регенерації (Boosting).

ПГУ складається з ГТУ та ПТУ без регенерації.

Економія за рахунок виключення регенеративних відборів пари при забезпеченні того ж підігріву живильної води за рахунок утилізації в підігрівнику ВП скидної теплоти.

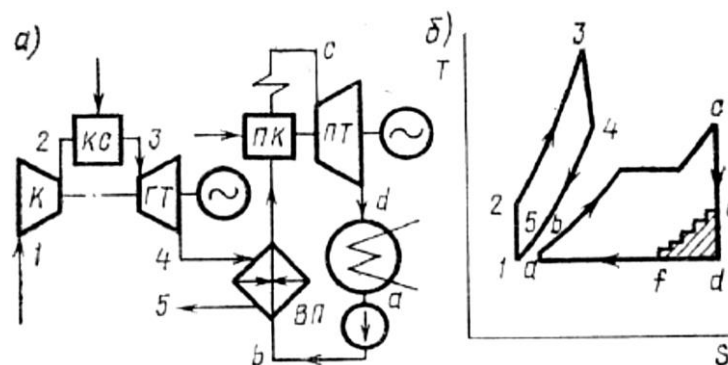


Рис. 8.10. Схема ПГУ з витісненням регенерації [9]

Додаткова робота відповідає недоспрацюванню відбірної пари в турбіні при наявності регенерації (площа e-f-d). ГТУ та ПТУ можуть працювати окремо та спільно.



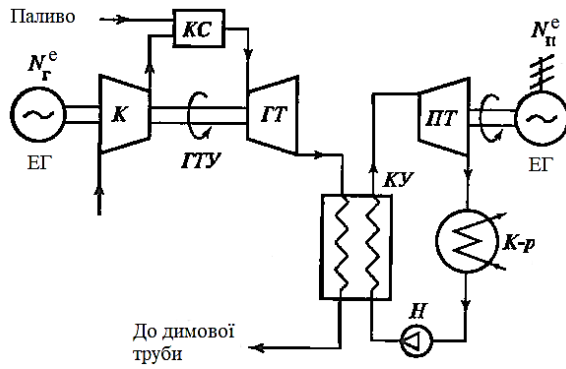


Рис. 8.12. Найпростіша теплова схема ПГУ з КУ:  
 ЕГ – електрогенератор; К – компресор; ГТ – газова турбіна; КС – камера спалювання; ПТ – парова турбіна; КУ – котел-утилізатор; К-р – конденсатор; Н – насос.

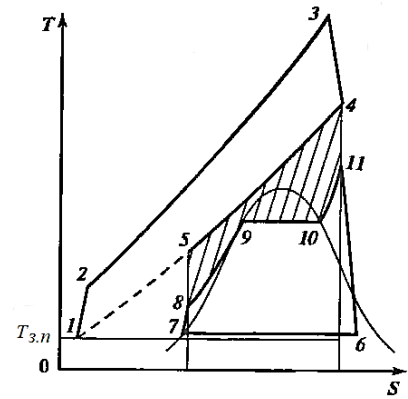


Рис. 8.13. Термодинамічний цикл Брайтона-Ренкіна ПГУ з КУ.

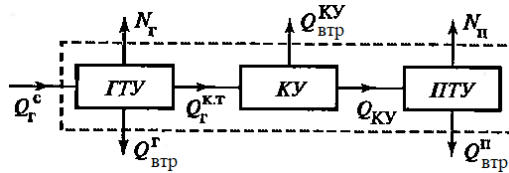


Рис. 8.14. Схема теплових потоків ПГУ з КУ:  $Q_r^c$  – теплота палива, що спалюється в ГТУ;  $Q_{КУ}$  – корисне теплове навантаження КУ;  $Q_r^{к.т.}$  – теплота вихідних газів ГТУ;  $Q_{пот}^Г$ ,  $Q_{пот}^{КУ}$ ,  $Q_{пот}^П$  – втрати теплоти відповідно у ГТУ, КУ та ПТУ.

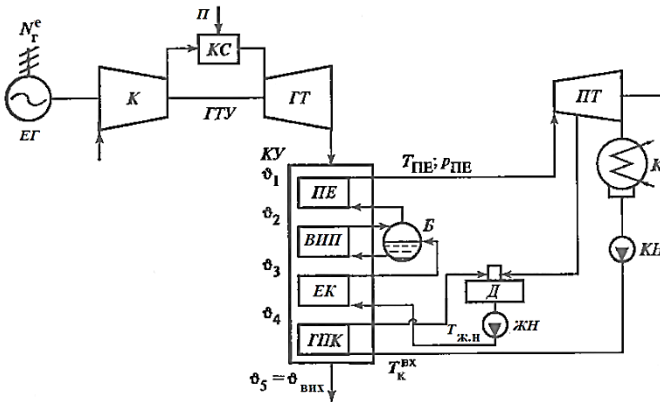


Рис. 8.15. Теплова схема ПГУ з одноконтурним КУ [11]: ГПК – газовий підігрівник конденсату; Д – деаератор; ПН, КН – живильний та конденсатний насоси;  $\vartheta_1 - \vartheta_5$  – температура газів.

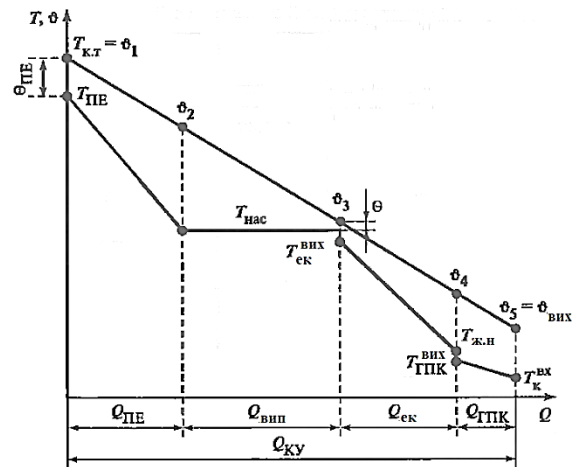


Рис. 8.16. Q, T – діаграма теплообміну в КУ ПГУ, T – температура пари та води [11].

Для збільшення термодинамічної ефективності теплообміну застосовують котли-утилізатори двох (рис. 8.17) та трьох тисків.



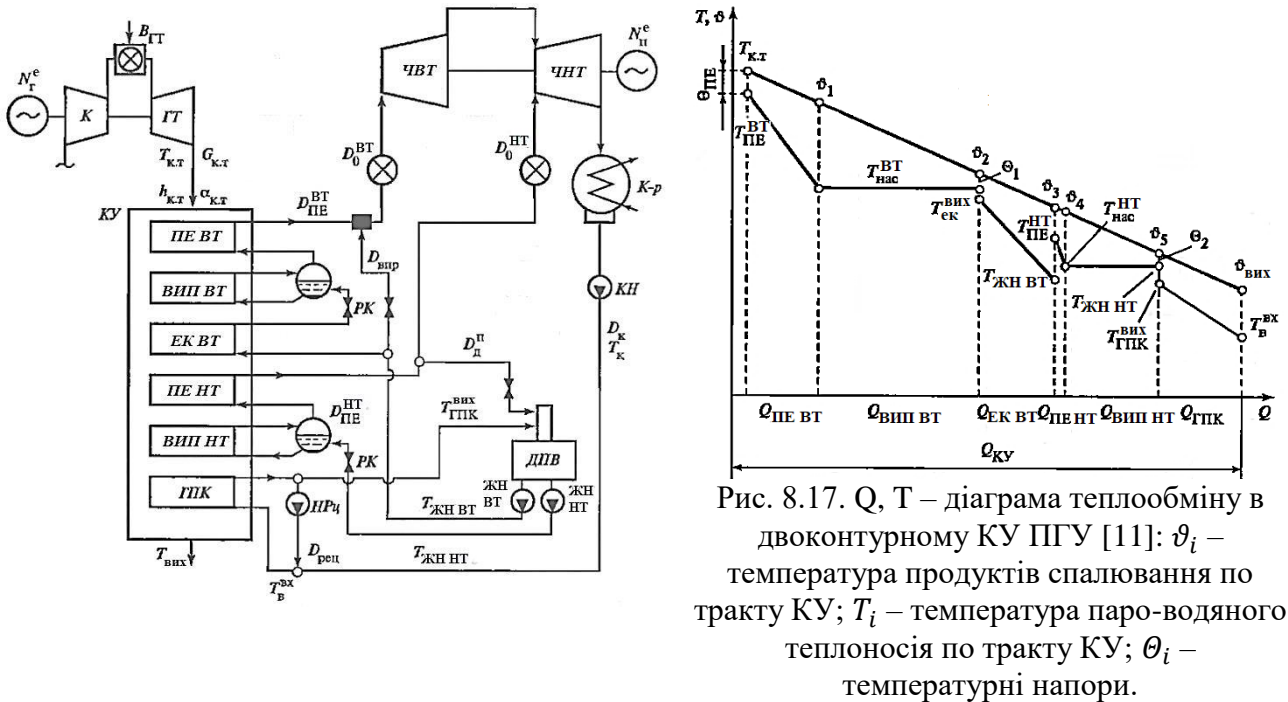


Рис. 8.17.  $Q, T$  – діаграма теплообміну в двоконтурному КУ ПГУ [11]:  $\vartheta_i$  – температура продуктів спалювання по тракту КУ;  $T_i$  – температура паро-водяного теплоносія по тракту КУ;  $\theta_i$  – температурні напори.

Вплив параметрів пари на виході з котла-утилізатора та схемних рішень на його ефективність представлений на рис. 8.18.

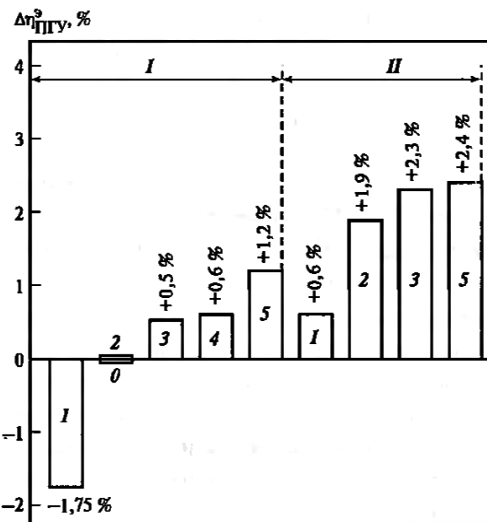


Рис. 8.18. Вплив параметрів парового циклу на ККД виробництва електроенергії ПГУ з КУ [11]: I – докритичні параметри пари (8 МПа, 540 °С); II – надкритичні параметри пари (25 МПа, 540 °С); 1 – одноконтурний КУ; 2 – двоконтурний КУ; 3 - одноконтурний КУ з проміжним підігрівом пари; 4 - триконтурний КУ; 5 - триконтурний КУ з проміжним підігрівом пари

### Компоновка устаткування ПГУ.

Традиційно ПГУ мали поліблочну компоновку: одна ПТУ та декілька ГТУ з КУ. Створення потужних ГТУ обумовило перехід до одновальних ПГУ.

У порівнянні з багатовальними одновальна компоновка ПГУ має ряд переваг:

- можливість використання окремих модулів економить витрати на проектування;
- зменшує об'єм головного корпусу;
- зниження витрат на ТО та підвищення надійності устаткування, тощо.

Розрізняють два типи одновальних ПГУ (рис. 8.19):

- електрогенератор розташований з боку парової турбіни GE (рис. 8.19 а);

- електрогенератор розташований між ГТУ та ПТУ (Siemens). Передбачена самозчепна (розчепна) муфта (рис. 8.19 б).

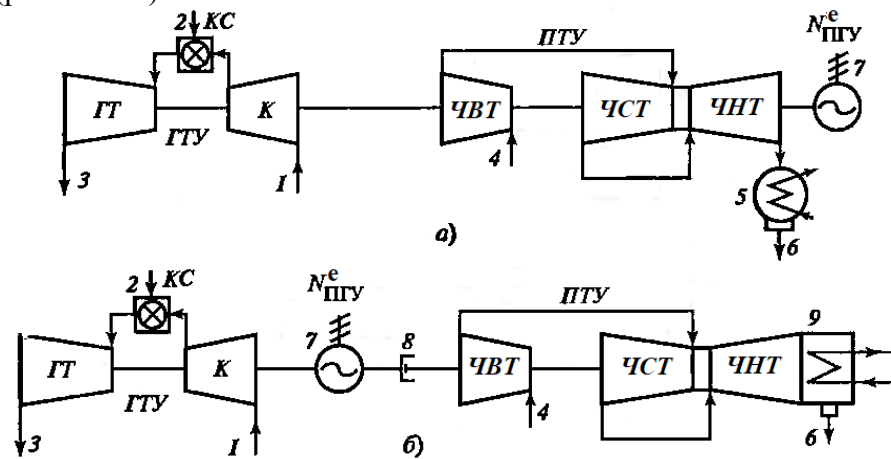


Рис. 8.19. Концепції одновальної компоновки ПГУ [11]:

а – стандартне виконання; б – концепція фірми Siemens; 1 – повітря; 2 – паливо; 3 – до КУ; 4 – з КУ; 5 – конденсатор (вихід пари з частини НТ спрямований донизу); 6 – відведення конденсату пари до КУ; 7 – електрогенератор; 8 – самозчепна (розчепна) муфта; 9 – конденсатор (аксіальний вихід пари з частини НТ).

Без муфти установка дешевше, але використання муфти забезпечує підвищену маневреність. Аксіальний підвід пари в конденсатор підвищує ККД установки.

Розчепка муфта забезпечує звичайний пуск ГТУ за допомогою тиристорного пускового пристрою. Після синхронізації з мережею в КУ починає генеруватись пара, яка дозволяє запустити парову турбину за самостійним пусковим графіком. Потім вмикається самозчепна муфта, та парова турбіна підключається до електрогенератора та навантажується.

### 3. Котел-утилізатор.

Поверхні нагріву виготовляють зі сталевих труб із зовнішнім оребренням (рис. 8.20).

Маса оребрених труб досягає 45 % загальної маси. Оребрення знижує масу труб в 1,5 рази.

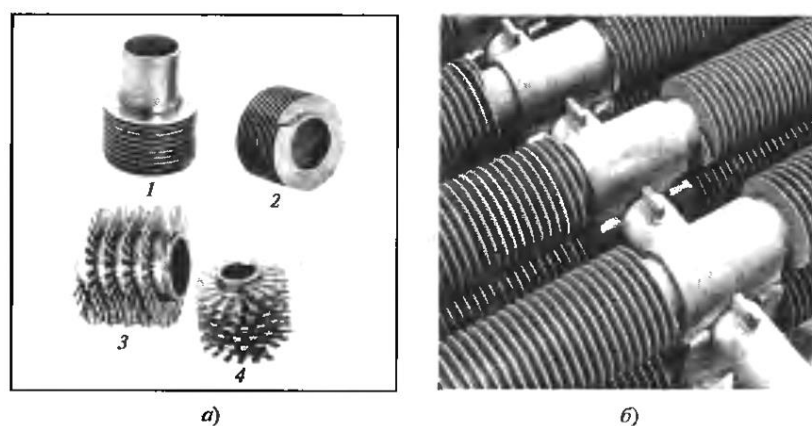


Рис. 8.20. Елементи поверхонь нагріву КУ ПГУ [11]: а – зовнішнє оребрення труб; б – кріплення труб шахового трубного пучка; 1-2 – суцільне оребрення; 3-4 – просічне оребрення.

В горизонтальних КУ поверхня нагріву складається з окремих секцій (рис. 8.21), поєднаних в пакети. Кожна секція включає верхній та нижній колектори, поєднані оребреними трубами, які мають шахове розташування. В одному ряді за ходом потоку - від 3 до 6 секцій.

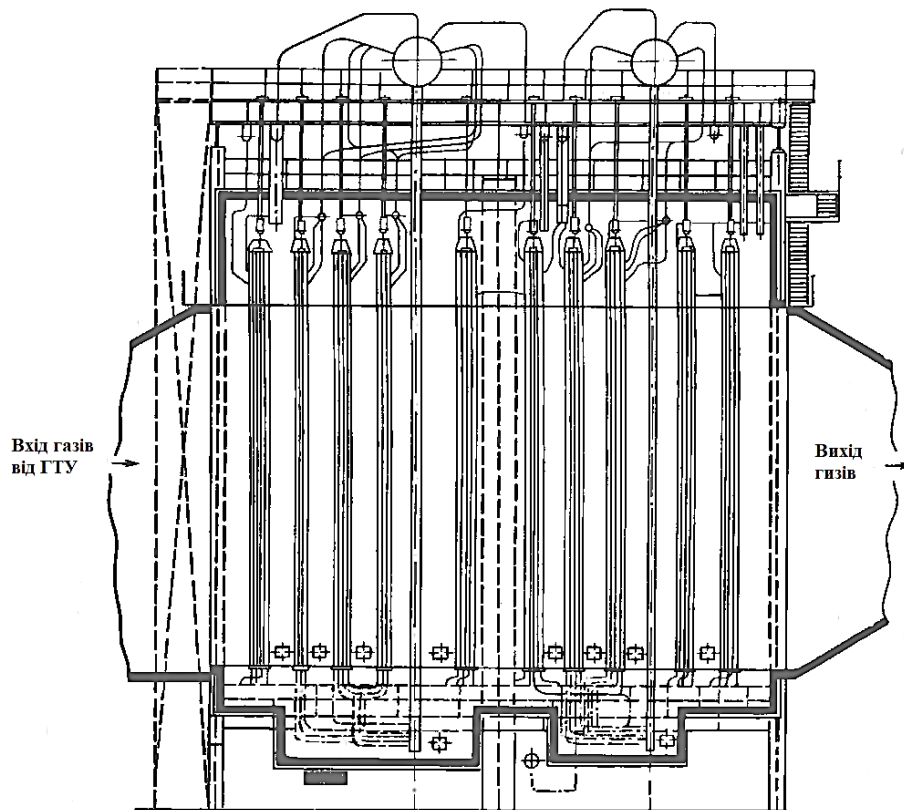


Рис. 8.21. Двоконтурний КУ горизонтальної компоновки [11].

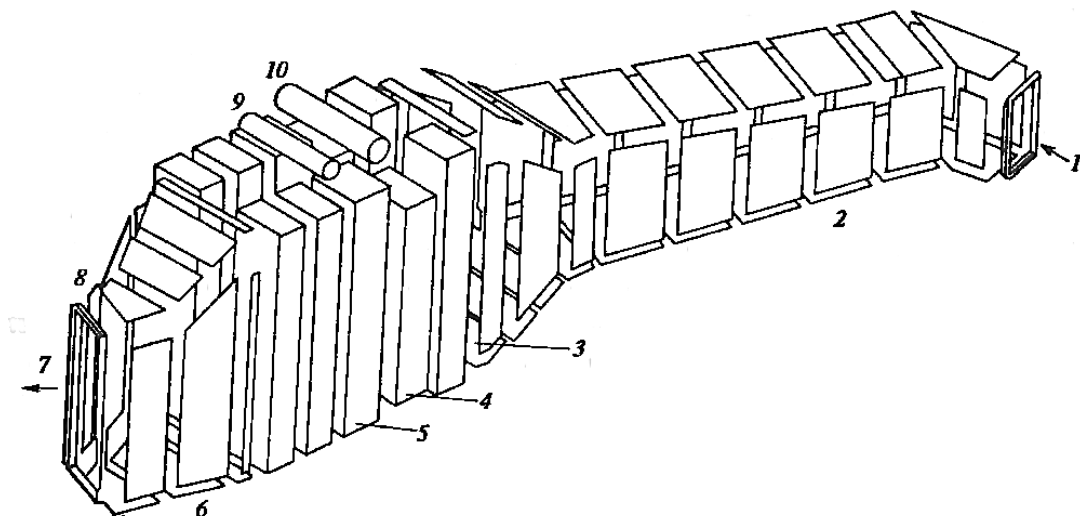


Рис. 8.22. Модульна конструкція КУ [11]: 1 – газовий потік; 2 – ізольовані, облицьовані всередині каналні елементи; 3 – CO-каталізатор; 4 – NO<sub>x</sub>-каталізатор; 5 – парогенераторні модулі; 6 – випускний канал; 7 – до димової труби; 8 – компенсатор розширення; 9 – барабан контуру НТ; 10 – барабан контуру ВТ.

#### 4. Регулювання навантаження ПГУ з КУ.

Активним елементом у всіх схемах слугує ГТУ, інші елементи є пасивними.

Зміна електричного навантаження ГТУ здійснюється:

- кількісне регулювання – зміна витрати повітря через компресор;
- якісне – зміна питомої корисної роботи газів.

На практиці найменше зниження ККД досягається при:

- зменшенні витрати повітря через компресор за допомогою направляючого апарата;
- подальше зниження навантаження шляхом зниження температури газів перед турбіною.

В дубль-блочних та трипл-блочних ПГУ навантаження (розвантаження) здійснюється шляхом послідовного (з інтервалом 5 хвилин) вмикання (вимикання) окремих агрегатів.

Перевагою ПГУ є їх підвищена у порівнянні з ПТУ маневреність (табл. 8.1).

Таблиця 8.1. Маневрені параметри ПГУ з КУ

Параметр	Пуск після зупинки	
	на 6-8 год	на 24 та більше год
Тривалість пуску до набору повного навантаження, хв	60	90
В тому числі від початку пуску ГТУ до синхронізації електрогенератора ПТУ, хв	30	45
Тривалість пуску ГТУ в автономному режимі, хв	15	20

*Контрольні запитання до лекції 8.*

1. *Які термодинамічні передумови об'єднання газотурбінного та паротурбінного циклів Вам відомі?*
2. *В чому суть концепції ГТУ з вприскуванням пари. Які переваги даних установок?*
3. *Наведіть теплову схему ПГУ з високонапорним парогенератором. Які переваги та недоліки даної технології Ви знаєте?*
4. *В чому полягає ідея реалізації парогазових установок зі скиданням відпрацьованих газів в топку котла? Які недоліки та переваги має така схема?*
5. *Наведіть схему парогазової установки з котлом-утилізатором. Чому на Вашу думку такі схеми знайшли широкого розповсюдження?*
6. *Що стало причиною переходу від двовального компоновання ПГУ до одновального? Які переваги такої компоновки Вам відомі?*

## Лекція 9. Вплив теплової енергетики на навколишнє середовище.

Теплові електростанції є одними з найбільших забруднювачів природного середовища (рис. 9.1). Енергоблоки українських ТЕС не оснащені системами сірко- та азотоочищення (встановлена на енергоблоці № 2 Трипільської ТЕС установка напіввологого сіркоочищення не експлуатується), встановлені на них системи видалення золи не відповідають сучасним вимогам. В табл. 9.1 представлено порівняння українських та європейських вимог щодо концентрації забруднюючих речовин у димових газах.

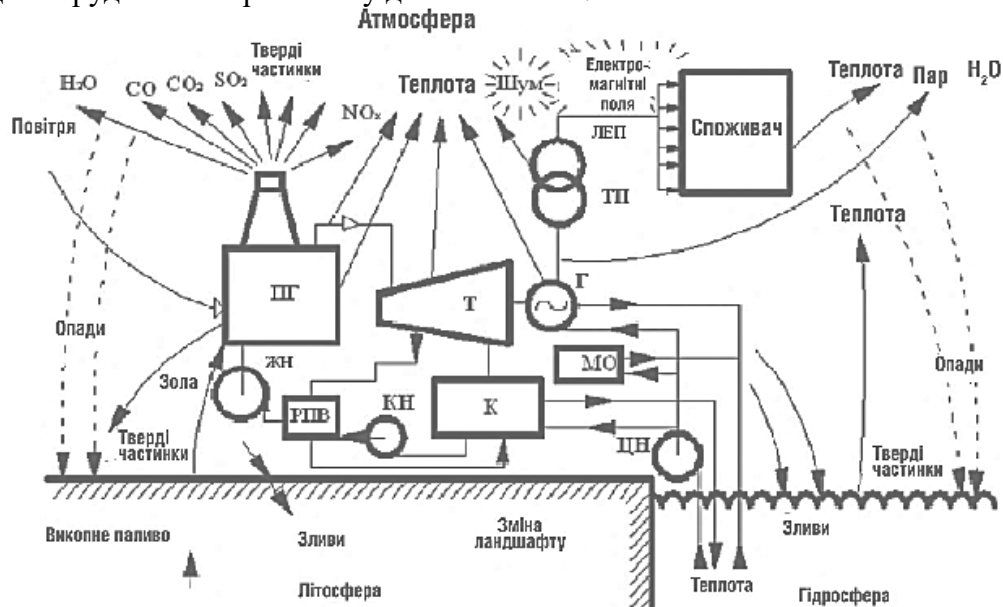


Рис. 9.1. Схема взаємодії ТЕС з навколишнім середовищем [3]: ПГ – парогенератор; Т – турбіна; К – конденсатор; ЖН, КН, ЦН – відповідно живильні, конденсаторні та циркуляційні насоси; РВП – регенеративний підігрів живильної води; Г – генератор електричного струму; МО – масоохолоджувач; ТП – трансформаторна підстанція; ЛЕП – лінії електропередачі

Таблиця 9.1. Норми концентрації забруднюючих речовин у димових газах, мг/м<sup>3</sup> з 2018 року

Стан котла	Новий			Існуючий		
	Вугілля	Мазут	Природний газ	Вугілля	Мазут	Природний газ
Директива 2001/80/ЕС та Наказ Мінприроди №541						
SO <sub>2</sub>	200	200	35	400	400	35
NO <sub>x</sub>	200	200	100	200	400	200
Пил	30	30	5	50	50	5
Директива 2010/75/EU						
SO <sub>2</sub>	150 (200-ЦКШ)	150	35	200	200	35
NO <sub>x</sub>	150	100	100	200	150	100
Пил	10	10	5	20	20	5
Нормативи Україна (для потужних ТЕС)						
SO <sub>2</sub>	200	200	35	400 (ЦКШ А та П) 3400-4500 (факельне спалювання А та П) 5100 (факельне спалювання Д, Г та Б)	3100	35
NO <sub>x</sub>	200	200	100	700-1300 (Д, Г – рідке шлаковидалення) 700-1300 (Д, Г – тверде шлаковидалення) 1300-1800 (факельне спалювання А, П) 400 (ЦКШ на А та П)	500	500
Пил	30	30	5	400 (з рідким шлаковидаленням) 1000 (з твердим шлаковидаленням)	100	5

Розглянемо технології очищення димових газів від забруднюючих речовин.

## 2. Пиловідалення на ТЕС.

На ТЕС України використовуються мокрі золовловлювачі (ТЕЦ та блоки 150 і 200 МВт) і електрофільтри (блоки 300 МВт).

**Скрубер.** У потік газів перед трубою Вентурі через форсунки подається вода. У конфузорі потік розганяється (50–70 м/с), у горловині краплини дробляться, у дифузорі частки золи стикаються з краплинами, швидкість потоку знижується. Далі потік тангенціально вводиться до скрубера, стінки якого зрошуються водою, і коагульовані частки видаляються у бункер (ККД - 75–85%).

**Електрофільтри** – очищення газів від твердих частинок під дією електричних сил (ККД – до 99%). У полі коронного розряду частки золи електризуються та осаджуються на електродах. За допомогою ударного механізму частинки отрушуються та потрапляють до бункера.

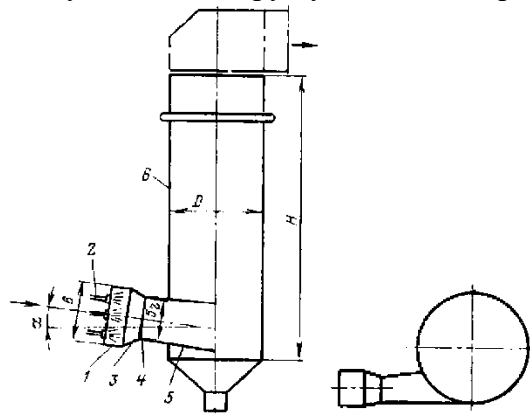


Рис. 9.2. Мокрий золовловлювач-скрубер з коагулятором Вентурі [3]: 1 – вхідний патрубков запиленого газу; 2 – подача води через зрошувальні сопла; 3, 4, 5 – конфузор, горловина та дифузор коагулятора Вентурі; 6 – скрубер-крапельвловлювач

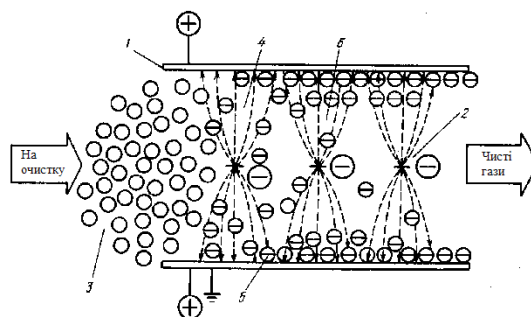


Рис. 9.3. Принцип роботи електрофільтра [3]: 1 - осаджувальний електрод; 2 - коронуючий електрод; 3 - частки золи; 4 - електричне поле; 5 - шар золи; 6 - заряджена зола

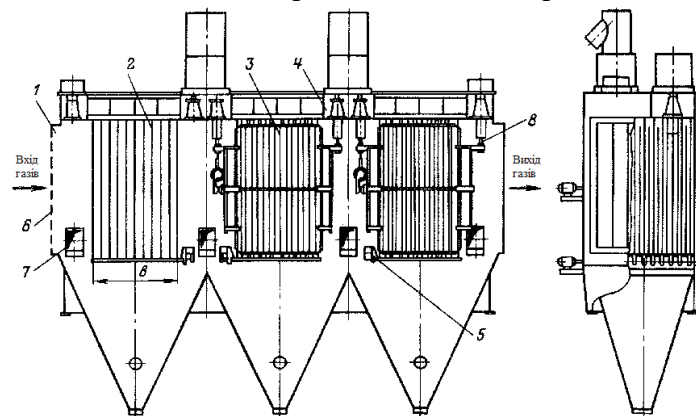


Рис. 9.4. Електрофільтр типу УГ [3]: 1 - корпус; 2 - осаджувальний електрод; 3 – коронуюч. електрод; 4 - механізм зтрушування коронуюч. електродів; 5 - механізм зтрушування осаджувальних електродів; 6 - газорозподільча решітка; 7 - бункер для золи; 8 - ізолятор



### 3. Очистка вихідних газів від оксидів сірки.

Діоксид сірки  $\text{SO}_2$  формується внаслідок присутності сірки у паливі.

Для блоків  $\leq 200$  МВт – спалювання низькосірчаного вугілля, сухі та напівсухі методи очищення.

Для блоків  $\geq 300$  МВт – вологе сіркоочищення.

#### 3.1. Вологий скруббер - основна технологія (80% ринку для енергетичних котлів).

Висока ефективність та надійність видалення  $\text{SO}_2$ .

Вапняк ( $\text{CaCO}_3$ ) доступний та дешевший за інші сорбенти.

Вихідний продукт - гіпс ( $\text{CaSO}_4$ ) може бути проданий.

Вихідні гази направляються до абсорбера, де  $\text{SO}_2$  видаляється у процесі прямого контакту із краплями суспензії приготованої з вапняку.

Продукти реакції зневожуються та переробляються.

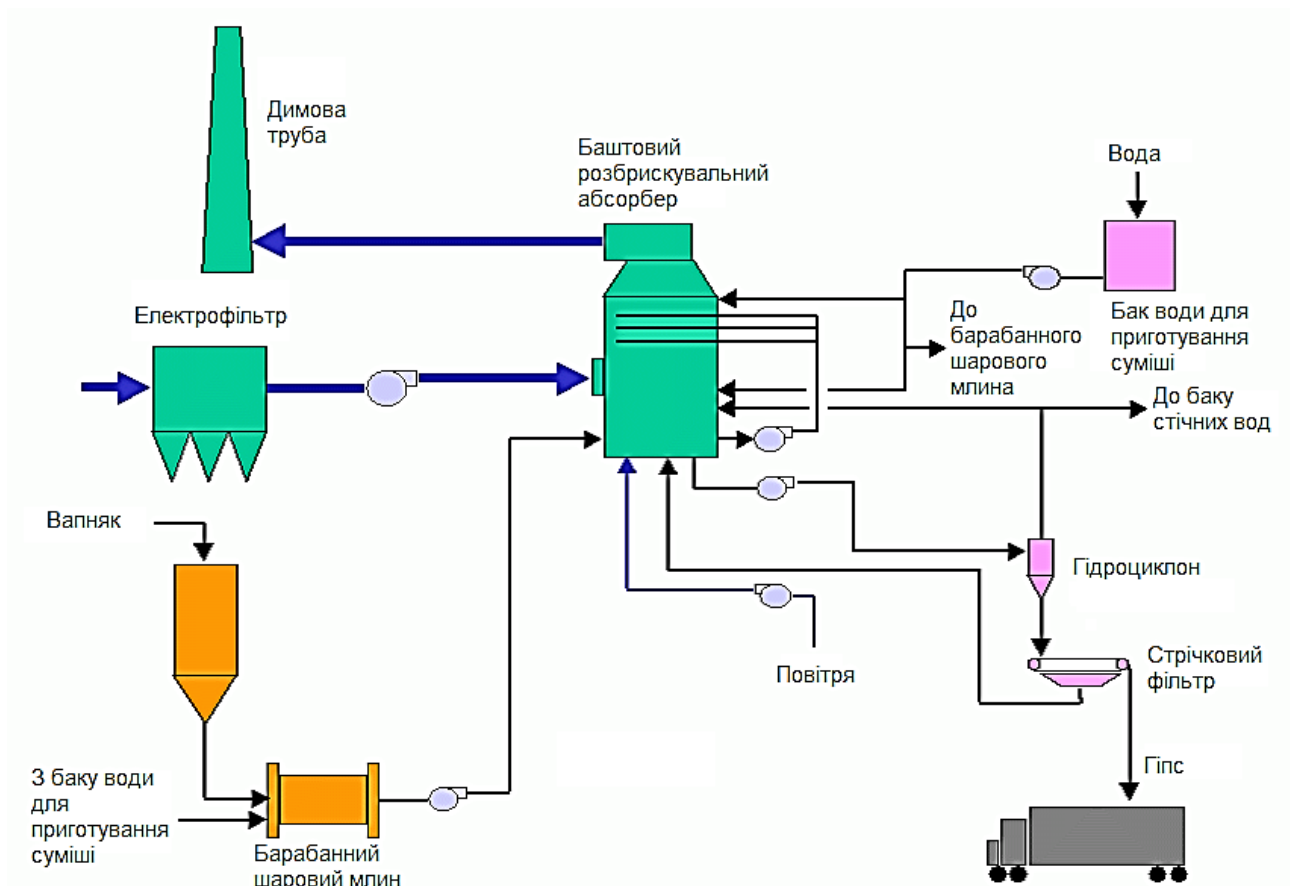
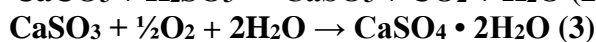
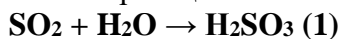


Рис. 9.5: Волога сіркоочистка [12].

Хімічні реакції:



Найчастіше застосовується баштовий абсорбер (рис. 9.6).

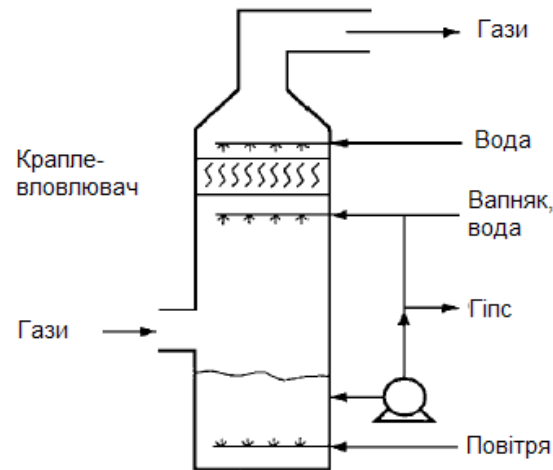


Рис. 9.6. Схема абсорбера [12].

Волога сіркоочистка вимагає значного місця, що може стати проблемою при модернізації існуючих ТЕС.

### 3.2 Напіввологий процес - друге місце за розповсюдженням (рис. 9.7).

Зазвичай використовується для малих та середніх котлів та вугілля з вмістом сірки до 1,5 %, а також при модернізації існуючого обладнання та для пікового устаткування.

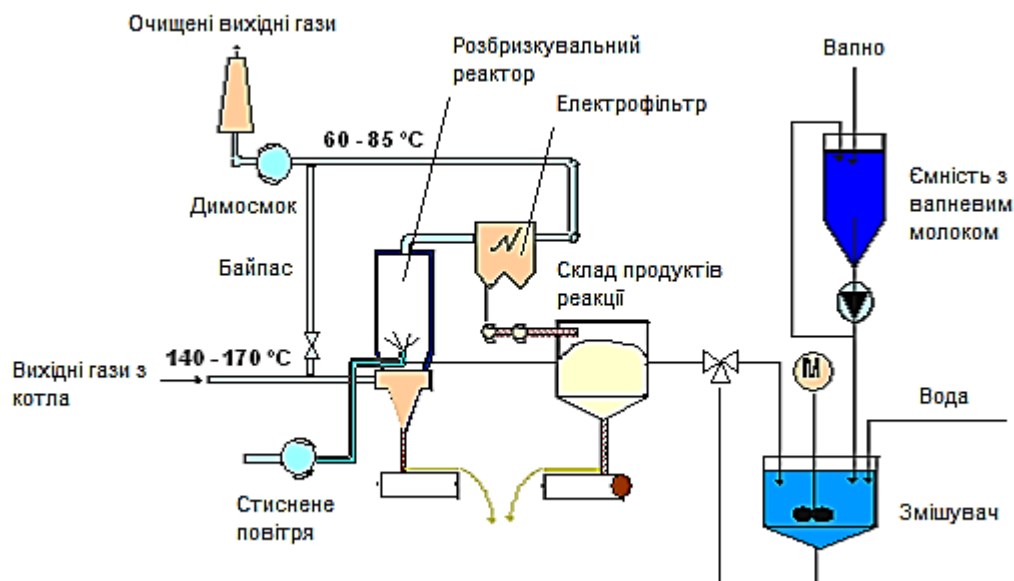
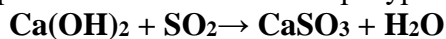


Рис. 9.7. Напівволога сіркоочистка [12].

Вапно ( $\text{CaO}$ ) змішується з водою для отримання вапневого молока (гашене вапно  $\text{Ca(OH)}_2$ ). Вапневе молоко розпилюється в абсорбері, вступає в реакцію з  $\text{SO}_2$  та вода випарюється за високої температури газів.

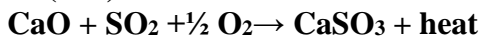
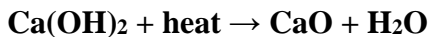


Для блоку 100-150 МВт(ел) розміри установки: циліндр діаметром 14-15м та висотою 11-12м.

Вихідними продуктами є сульфат кальцію, зола та вапно, яке не зреагувало.

Відходи важко використати, їх заховують.

**3.3. Сухий метод** - сорбент подається напряму у топку (рис. 9.8). Зазвичай сорбент: розпилені вапняк ( $\text{CaCO}_3$ ) та доломіт ( $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$ ). У топці при нагріванні утворюються частки вапна -  $\text{CaO}$ . Вапно реагує з  $\text{SO}_2$  та утворює гіпс ( $\text{CaSO}_3$ ).



Ефективність - 70–80%  $\text{SO}_2$ .

Процес простий, витрати низькі.

Продукти реакції повинні додатково оброблятися перед захороненням або використанням у будівництві.

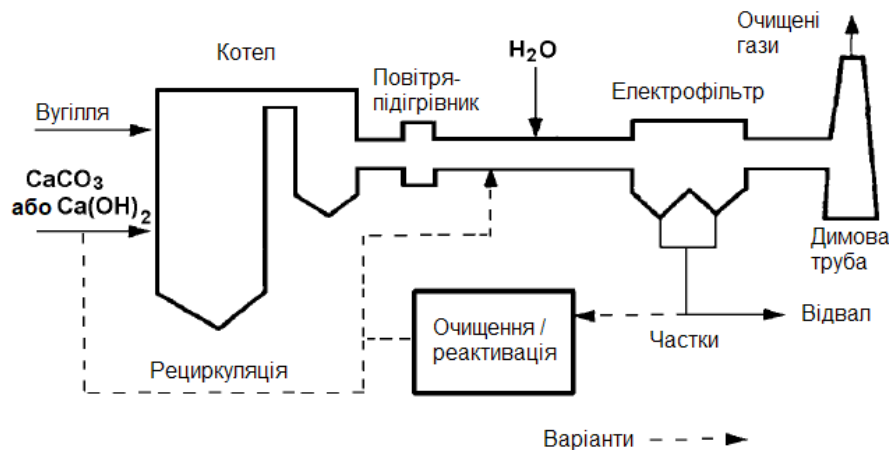


Рис. 9.8. Сухий метод сіркоочистки [12].

Таблиця 9.2. Характеристики сіркоочисток [12].

Тип	Характеристики	Зростання витрат
<b>Волога очистка</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• реагент – вапняк (<math>\text{CaCO}_3</math>)</li> <li>• ефективність видалення - до 98%</li> <li>• споживає 1-1,5% виробленої е/е</li> <li>• найбільш розповсюджена</li> <li>• необхідно врахувати доступність вапняку</li> <li>• високе споживання води</li> <li>• необхідність очищення води після процесу</li> <li>• гіпс (<math>\text{CaSO}_3</math>) може бути проданий</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 11-14%</li> <li>• Капітальні витрати - 35–50 EUR/кВт(ел),</li> <li>• Експлуатаційні та ремонтні витрати 0,2–0,3 EUR/кВтгод (спожитого палива).</li> <li>• Зростання собівартості на 3–6 EUR/МВтгод (вироб. е/е).</li> </ul>
<b>Напівсуха очистка</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• реагент – вапно (<math>\text{CaO}</math>)</li> <li>• ефективність видалення - до 94%</li> <li>• може видаляти <math>\text{SO}_3</math> краще ніж волога очистка</li> <li>• споживає 0,5-1,0% виробленої е/е (менше ніж волога)</li> <li>• вапно дорожче ніж вапняк</li> <li>• відсутня скидна вода</li> <li>• відходи – суміш золи, незреагованого вапна та гіпсу (<math>\text{CaSO}_3</math>)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 9-12%</li> <li>• Капвитрати на 30–50 % нижчі вологої установки, експлуатаційні витрати вищі (дорожчий сорбент).</li> <li>• Капітальні витрати 18–25 EUR/кВт(ел),</li> <li>• Експлуатаційні та ремонтні витрати 0,5–0,7 EUR/кВтгод (спожитого палива).</li> <li>• Зростання собівартості на 6 EUR/МВтгод (вироб. е/е).</li> </ul>

#### 4. Очищення продуктів спалювання від $\text{NO}_x$ .

$\text{NO}_x$  утворюються за рахунок високотемпературного окиснення атмосферного азоту та азоту палива.

Зі зростанням температури від 1500 до 2200 К вихід  $\text{NO}_x$  зростає в 10 разів.

Збільшення концентрації  $\text{O}_2$  у 5 разів підвищує вихід  $\text{NO}_x$  лише в 2 рази.

**4.1. Первинні методи** - зміна режимів роботи та конструкції котла для зменшення утворення  $\text{NO}_x$  або розщеплення вже утвореного  $\text{NO}_x$ .

**4.1.1. Зменшення надлишку повітря** (зменшення  $\text{O}_2$  доступного для спалювання). Ефективне для старих ТЕС.

- обмежує утворення  $\text{NO}_x$ .
- не вимагає споживання е/е та не знижує надійності.
- погіршує спалювання вугілля та може призвести до зниження температури гострої пари.
- може призвести до зростання викидів  $\text{CO}$ .

**4.1.2 Ступенева подача повітря (мал.9).** Створення 2-х зон спалювання, у первинній зоні – нестача  $\text{O}_2$ , у вторинній – достатня кількість  $\text{O}_2$  для доспалювання палива.

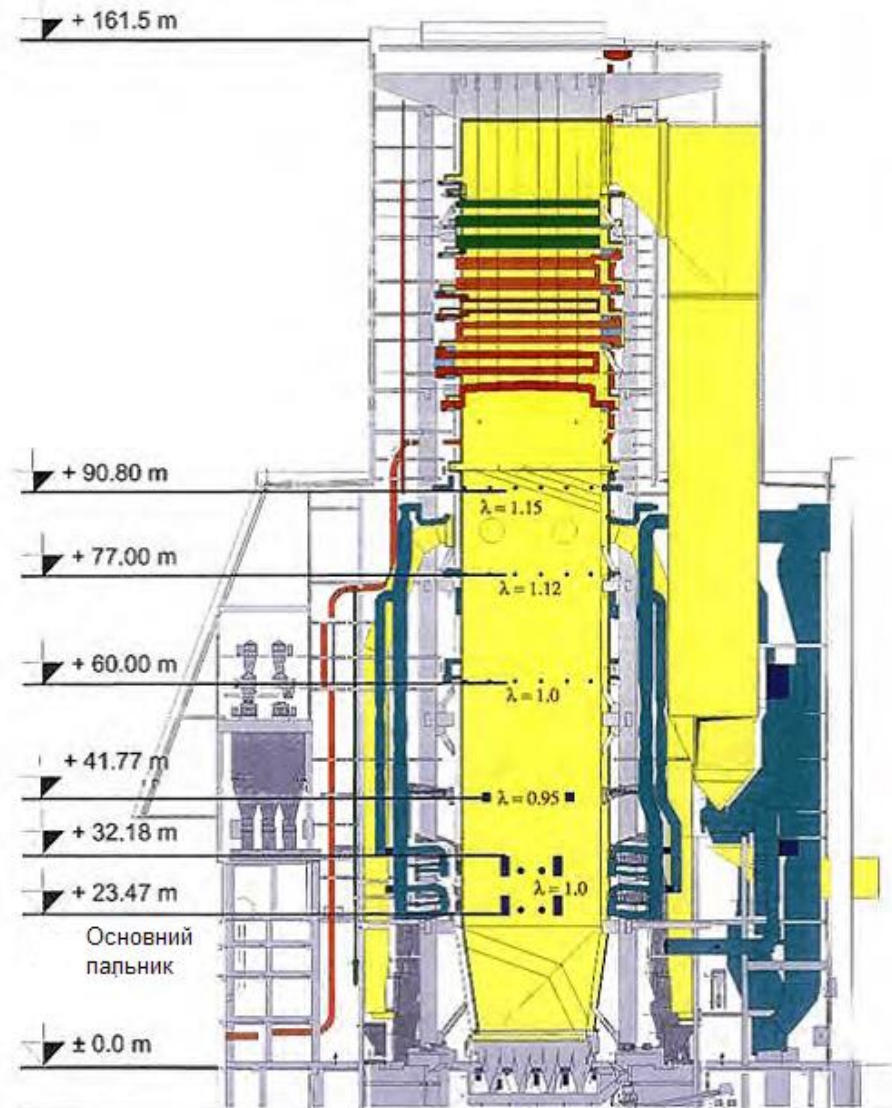


Рис. 9.9. Котел на лігніті зі ступеневою подачею повітря [12].

Також  $\text{NO}_x$  знижується внаслідок зниження пікової температури.

Вартість для котла 250 МВт (тепло) - 1 млн. євро.

**4.1.3. Рециркуляція вихідних газів (рис. 9.10).**

Вихідні гази (20–30% з температурою 350–400°C) після повітропідігрівника повертаються до топки.

Зменшується доступний  $\text{O}_2$  у зоні спалювання та температура факела.

Для реалізації схеми необхідні спеціальні пальники.

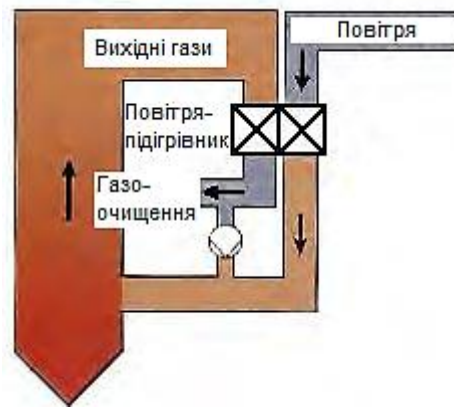


Рис. 9.10. Схема рециркуляції вихідних газів [12].

#### 4.1.4. Зниження підігріву первинного повітря.

- призводить до зниження температури факелу.
  - знижується ефективність спалювання вугілля.
  - збільшуються втрати з вихідними газами, які не охолоджуються.
- Підходить для газо-мазутних котлів.

#### 4.1.5 Ступенева подача палива (reburning) (рис. 9.11).

Утворюються зони спалювання (як при ступеневій подачі повітря).

1 зона - 80-85 % палива спалюється в умовах нестачі  $O_2$  для недопущення формування значної кількості  $NO_x$  перед 2-ю зоною.

2 зона (перепалювання) - подається вторинне паливо при нестачі  $O_2$ . Виникають сполуки C та H, що реагують з  $NO_x$  утвореним у 1 зоні;

3 зона - завершується спалення шляхом додавання кінцевої кількості повітря.

Менш ефективно ніж низькоемісійні пальники.

Капітальні витрати для котла 250 МВт (тепло) - 2,5 млн. євро.

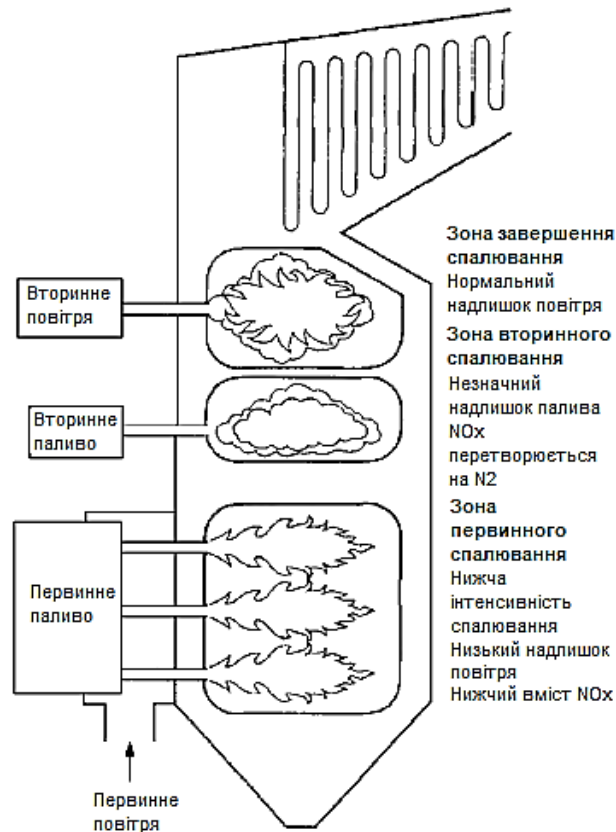


Рис. 9.11. Схема ступеневої подачі палива [12].



#### 4.1.6. Низькоемісійні пальники.

**Звичайний пальник** - паливо та повітря подаються одночасно. Факел складається з гарячої первинної зони (у корені факелу) та холодної вторинної (на кінці).

Первинна зона генерує більшість  $\text{NO}_x$ , внесок вторинної - малий.

**Низькоемісійні пальники** завдяки ступеневій подачі повітря (рис. 9.12) або палива (рис. 9.13) створюють окремі зони спалювання, завдяки яким:

- забезпечується швидке запалювання.
- забезпечується стабільність факелу.
- знижується пікова температура факелу.
- обмежується утворення  $\text{NO}_x$  у первинній зоні та забезпечується розщеплення утвореного  $\text{NO}_x$  у наступних зонах.

**Нове покоління низькоемісійних пальників** використовують комбінацію ступеневої подачі повітря, ступеневої подачі палива, рециркуляції продуктів спалювання.

Капвиррати: вугільний котел 250 МВт (тепло) – 1,7 млн. євро.

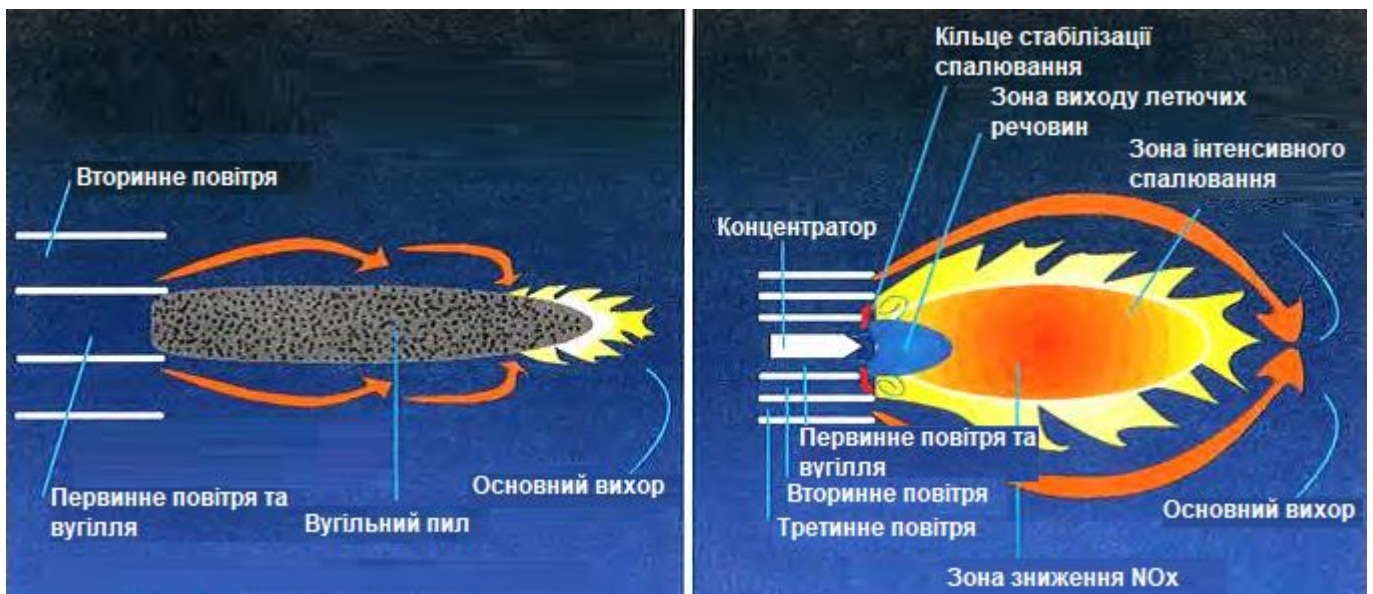


Рис. 9.12. Пальник звичайний та зі ступеневою подачею повітря [12].

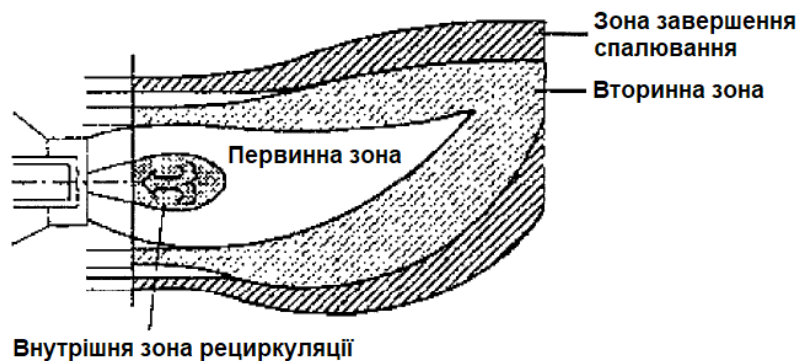


Рис. 9.13. Пальник зі ступеневою подачею палива [12].



Таблиця 9.3. Характеристики систем азотовидалення [12].

Тип	Характеристики	Зростання капітальних витрат
<b>SCR</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• зниження викидів <math>\text{NO}_x</math> - 80–95%</li> <li>• використовує 0,5% виробленої електроенергії</li> <li>• використовує аміак або сечовину як реагент.</li> <li>• проскакування аміаку збільшується зі зростанням відношення <math>\text{NH}_3/\text{NO}_x</math> та може стати проблемою (забагато аміаку у летючий золі).</li> <li>Більший об'єм каталізатора / покращення змішування <math>\text{NH}_3</math> та <math>\text{NO}_x</math> у димових газах може знадобитись для подолання проблеми.</li> <li>• Каталізатор може містити важкі метали. Необхідні ретельне поводження та утилізація / переробка використаного каталізатора.</li> <li>• Тривалість експлуатації каталізатора 6-10 років (спалювання вугілля), 8-12 років (мазуту) та більше 10 років (газу).</li> </ul>	<p>4-9 % (вугільний котел)</p> <p>1-2 % (ПГУ)</p> <p>20-30 % (двигун внутрішнього спалювання)</p>
<b>SNCR</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• зниження викидів <math>\text{NO}_x</math> - 30–50%</li> <li>• використовує 0,1-0,3% виробленої електроенергії</li> <li>• використовує аміак або сечовину як реагент.</li> <li>• не може використовуватись на ГТУ та ДВС.</li> <li>• функціонування без каталізаторів.</li> </ul>	1-2 %

*Контрольні запитання до лекції 9.*

1. Які забруднюючі речовини від ТЕС несуть першочергову небезпеку для оточуючого середовища та регулюються нормативними документами?
2. Які засоби пиловидалення на ТЕС Вам відомі? Надайте коротку характеристику кожному методу.
3. Наведіть відомі Вам методи очищення димових газів ТЕС від оксидів сірки та поясніть принцип дії кожного методу.
4. Поясніть за рахунок яких технологій на ТЕС вдається значно скоротити емісію оксидів азоту. Надайте коротку характеристику вказаному.

## Лекція 10. Комбіноване виробництво електроенергії та тепла.

Когенерація – комбіноване виробництво електричної (або механічної) та теплової енергії (CHP – combined heat and power). Український аналог – **теплоелектроцентрально (ТЕЦ)**.

Одним з найпростіших випадків ТЕЦ є ГТУ-ТЕЦ (рис. 10.1), в якій теплота вихідних газів ГТУ використовується в КУ для підігріву мережевої води місцевої системи опалення.

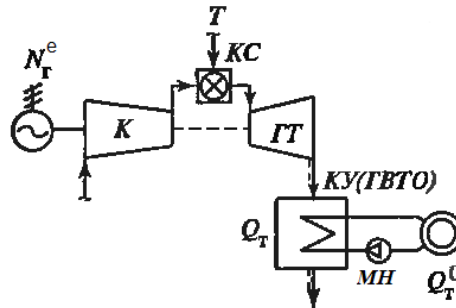


Рис. 10.1. Теплова схема опалювальної ГТУ-ТЕЦ.

### 1. Переваги когенерації.

1.1. Ефективне використання палива. На відміну від конденсаційної станції теплота відпрацьованого робочого тіла не скидається в атмосферу, а спрямовується споживачам теплової енергії (рис. 10.2).

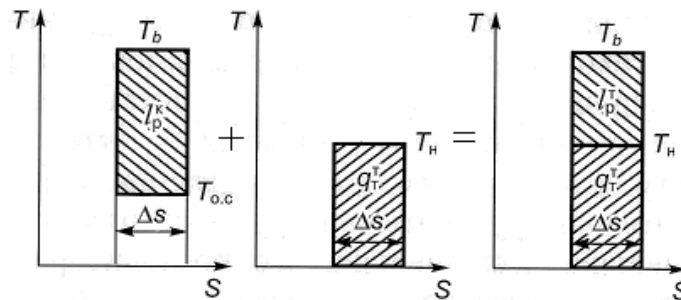


Рис. 10.2. Порівняння роздільного та комбінованого виробництва електроенергії та тепла.

На рис. 10.3 наведений типовий приріст ефективності використання палива внаслідок застосування комбінованого виробництва.

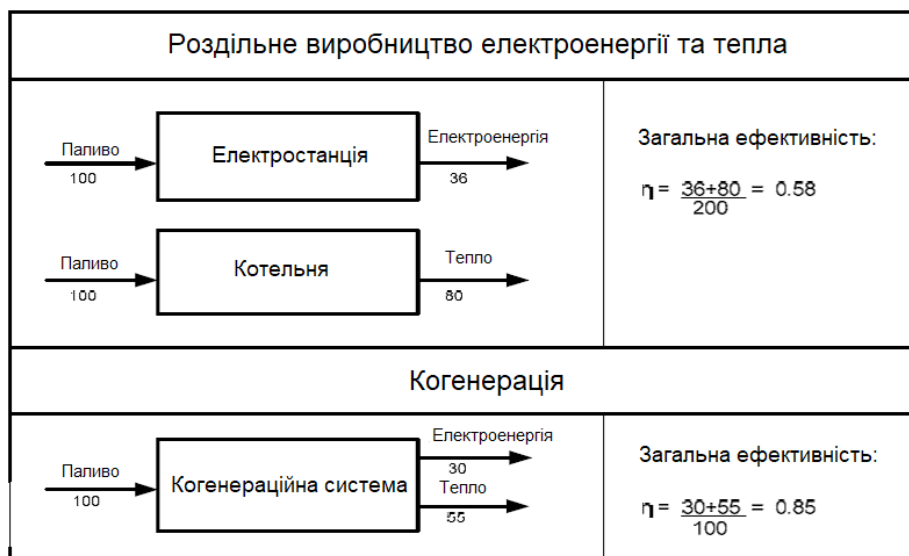


Рис. 10.3. Порівняння ефективності комбінованого та роздільного виробництва.

1.2. Зниження викидів CO<sub>2</sub> пов'язане з використання меншої кількості палива для виробництва тієї ж кількості електроенергії та тепла.

1.3. Підвищення надійності електрозабезпечення пов'язане з тим, що ТЕЦ є меншими за потужністю від КЕС внаслідок обмеженості теплового навантаження та розташовуються поблизу споживачів, що зумовлює зниження ймовірності їх одночасного відключення та впливу на споживачів аварій у електричній мережі.

1.4. Зниження втрат в електричній мережі пов'язане з розташуванням ТЕЦ поблизу до споживачів.

## 2. Обмеження когенерації.

2.1. Електрична потужність ТЕЦ визначається тепловою потужністю споживачів.

ТЕЦ мають обмежену потужність, що зумовлює неможливість використання ефекту масштабу виробництва. В той же час із технологічним розвитком технологій розподіленої генерації, їх ефективність поступово наближається до ефективності традиційного устаткування (рис. 10.4).

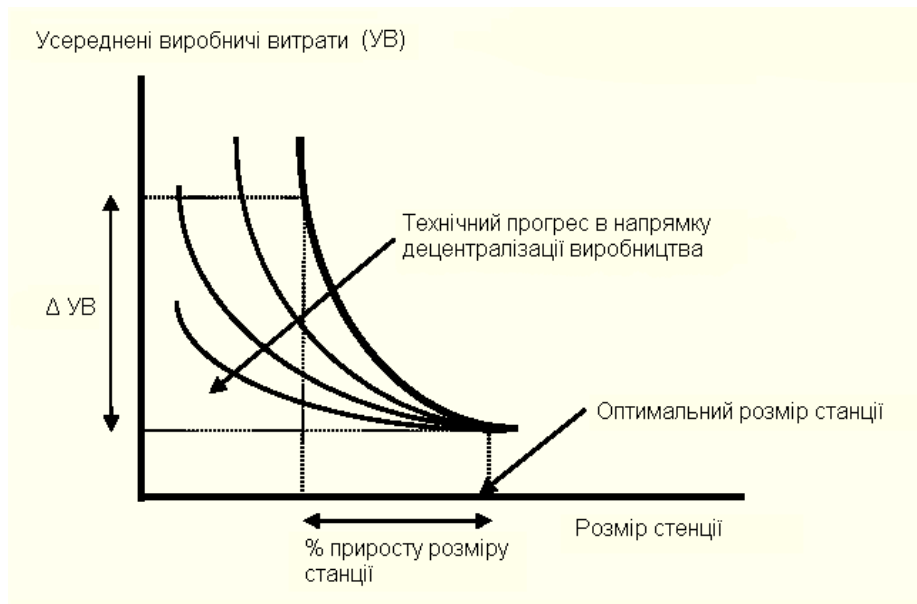


Рис. 10.4. Вплив ефекту масштабу виробництва на собівартість електроенергії

2.2. Зниження ефективності когенерації внаслідок втрат в теплових мережах.

2.3. Підвищення екологічних вимог, обмеження площадки, що використовується.

2.4. Низька маневреність – графіки споживання електроенергії та тепла не співпадають.

2.5. Низька ефективність в конденсаційному режимі.

## 3. Розвиток когенерації.

1876 р. – архітектор Бромвелл (Лондон) використав пару вихлопу парових турбін (привід насосів водопровідної системи) для гарячого водозабезпечення.

1877 р. – в США побудовані дві когенераційні системи на основі парових котельних.

1886 р. – компанії Едісона почали постачати пару, використану для виробництва електроенергії.

В Україні в 1931-му році введені Лисичанська ТЕЦ та ТЕЦ Харківського тракторного заводу.

## 4. Розвиток когенерації в Україні:

4.1. Стимули для розвитку когенерації в Україні:

- Значна концентрація побутових споживачів – розвинуті мережі;

Таблиця 10.1. Розподіл характеру систем теплопостачання в країнах Європи

Країна	Частка централізованого теплопостачання, %	Частка теплопостачання від ТЕЦ, %
Україна	64	23
Чехія	58	63
Фінляндія	44	72
Данія	40	60
Швеція	34	19
Німеччина	9	57

- Висока енергоємність традиційних для України секторів економіки, які як правило забезпечуються теплом від великої кількості промислових котелень;
- Невикористання місцевих енергоресурсів: біопалива, вугілля и торфу.
- Доступність сучасних технологій когенерації малої одиничної потужності.
- Паризька кліматична конференція - 2015.

#### 4.2. Проблеми розвитку когенерації в Україні.

- Фізичне та моральне старіння існуючого устаткування.
- Скорочення промислового виробництва та споживання тепла.
- Розукрупнення споживачів.
- Застарілі теплові мережі.
- Нестача інвестиційних стимулів.

#### 5. Розвиток когенерації в країнах ЄС.

В країнах ЄС близько 24 % компаній мають власні джерела енергозабезпечення. Електрична потужність ТЕЦ ЄС - 100 ГВт (13,6% від встановленої потужності).

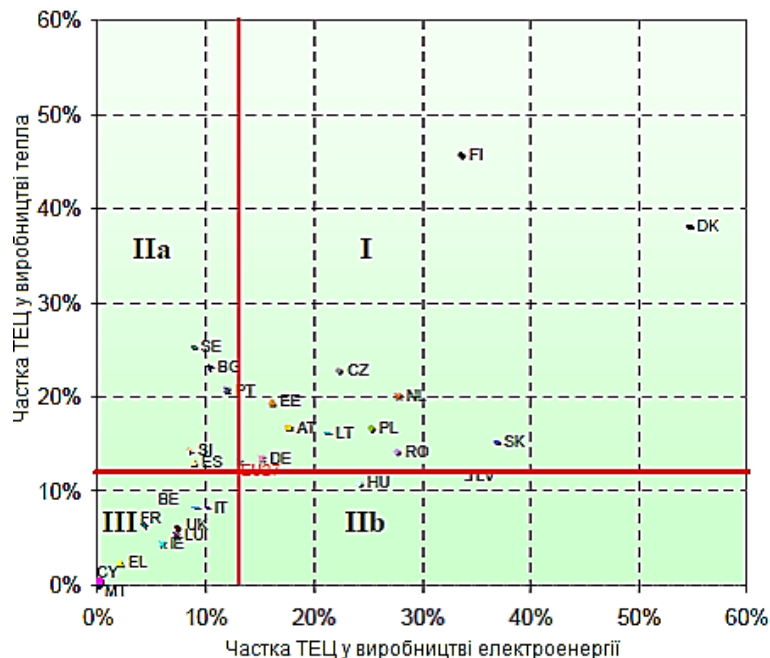


Рис. 10.5. Частка ТЕЦ у виробництві електроенергії та тепла в країнах ЄС (EU).

#### Когенерація включена до всіх перспективних планів розвитку країн ЄС.

У країнах великої 7-ки до 2030 р. - ріст виробництва електроенергії на ТЕЦ на 16-29 %. В Німеччині - подвоєння виробництва електроенергії на ТЕЦ до 2030 року.

Основним документом ЄС, спрямованим на стимулювання розвитку когенерації є Директива 2012/27 ЄС від 25.10.2012 р. «Про енергоефективність».

**Цілі директиви:**

- у короткостроковій перспективі – підтримка роботи існуючих ТЕЦ;
- у середньостроковій та довгостроковій - розвиток високоефективної когенерації.

**Механізм реалізації Директиви. Кожна з країн ЄС повинна:**

- визначити економічно обґрунтовані масштаби розвитку когенерації;
- сформулювати перспективний план розвитку високоефективної когенерації;;
- розробити та ввести в дію набір заходів, які стимулюють розвиток когенерації;
- при цьому передбачений регулярний контроль ефективності виконання планів.

**3. Енергетичні показники когенераційних установок.**

**3.1. Економія палива.**

Економія теплоти палива:

$$\Delta Q = Q_p - Q_T,$$

де  $Q_p$  – витрата теплоти палива при роздільному виробництві;  $Q_T$  – те ж при когенерації.

**3.2. Коефіцієнт використання палива (КВП).**

Повний (сумарний) ККД або КВП - відношення виробленої електричної та теплової енергії до енергії витраченого палива.

$$\text{КВП} = \frac{Q + E}{B \cdot Q_H^p}$$

де  $Q$  - кількість відпущеної теплоти;  $E$  - кількість відпущеної електроенергії;  $B$  - витрата палива;  $Q_H^p$  - нижча питома теплота спалювання палива.

Не завжди більше значення КВП відповідає більшій економії палива.

У виразі для КВП електроенергія складається з теплою.

Електроенергія – найбільш досконалий вид енергії, але її виробництво на ТЕС пов'язане з втратою до 60 % теплоти палива.

ККД українських КЕС - 36-40 %.

ККД виробництва теплової енергії:

- у місцевих котельнях з застарілими вугільними котлами - 50-55 % ,
- у великих районних котельнях на газо-мазутному паливі - 80-85 %.

Зниження частки виробництва електроенергії на ТЕЦ за рахунок збільшення виробництва теплоти призводить до зростання КВП внаслідок зменшення втрат в турбінній установці. Однак при цьому ефективність когенерації зменшується, так як недовироблену на ТЕЦ електроенергію необхідно виробляти на КЕС при значно нижчому ККД.

**3.3. Питоме комбіноване виробництво електроенергії.**

Кількість електроенергії, виробленої ТЕЦ:  $E = \bar{e}_T \cdot Q$

$\bar{e}_T$  - питоме комбіноване виробництво електроенергії - кількість електроенергії, яка вироблена на ТЕЦ в одному технологічному циклі з відпуском одиниці теплоти зовнішнім споживачам.

Реальний цикл замінимо еквівалентним циклом Карно (рис. 10.6).

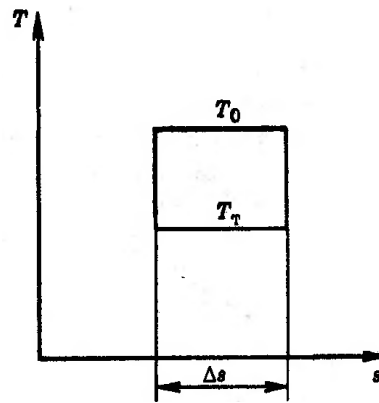


Рис. 10.6. Реалізація комбінованого виробництва у циклі Карно.

Питоме комбіноване виробництво для ідеального циклу Карно:

$$\bar{e}_T = \frac{E}{Q} = \frac{(T_0 - T_T) \cdot \Delta s}{T_T \cdot \Delta s} = \frac{T_0 - T_T}{T_T}$$

де  $T_0$  - середня температура підводу теплоти до циклу;  $T_T$  - середня температура відведення теплоти з циклу.

### 3.4. Методи підвищення питомого комбінованого виробництва.

#### Підвищення середньої температури підведення теплоти до циклу:

- підвищення параметрів гострої пари;
- застосування проміжного перегріву пари.

#### Зниження середньої температури відведення теплоти:

- застосування багатоступеневого підігріву мережевої води (для опалювальних ТЕЦ).

#### Заходи на рівні споживачів:

- послідовне включення опалювально-вентиляційних установок, які працюють з різними потенціалами, з установками централізованого горячого водопостачання.
- економічно обґрунтоване збільшення поверхонь нагріву теплообмінних апаратів;
- автоматизація процесів споживання теплоти не лише на групових та місцевих теплових підстанціях, але і індивідуально на радіаторах у помешканнях.

## 4. Теплове навантаження.

### 4.1. Класифікація теплових навантажень.

Теплове навантаження за характером зміни у часі розбивають на: **сезонне та цілорічне.**

#### 4.1.1. Сезонне навантаження має порівняно постійний добовий та змінний річний графік.

Зміна сезонного навантаження визначається, в основному, кліматичними умовами.

#### До сезонного теплового навантаження відносяться:

- опалення;
- вентиляція;
- кондиціонування повітря.

#### 4.1.2. Цілорічне навантаження:

- технологічне навантаження;
- гаряче водопостачання.

**Виключення** - підприємства зайняті переробкою сільгосппродукції (наприклад, цукрові заводи).

### 4.2. Споживання теплоти на опалення.

**Потужність виробництва визначається розрахунковим опалювальним навантаженням:**

$$Q_{\text{оп}}^p = (1 + \mu) V x_0 (t_{\text{вп}}^p - t_{\text{зп}}^p)$$



де  $V$  – зовнішній об'єм будівлі;  $\chi_0$  – опалювальна характеристика будівлі (тепловтрати на одиниці зовнішнього об'єму при різниці температур в  $1^\circ\text{C}$ );  $t_{\text{вп}}^{\text{р}}$ ,  $t_{\text{зп}}^{\text{р}}$  – розрахункові (найнижчі очкувані) внутрішня та зовнішня температури;  $\mu$  – коефіцієнт інфільтрації.

Для розрахунку часткових режимів вводиться **відносна витрата теплоти на опалення**:

$$\lambda_{\text{оп}} = \frac{Q_{\text{оп}}}{Q_{\text{оп}}^{\text{р}}} = \frac{t_{\text{вп}}^{\text{р}} - t_{\text{зп}}}{t_{\text{вп}}^{\text{р}} - t_{\text{зп}}^{\text{р}}}$$

Звідки видно, що  $\lambda_{\text{оп}}$  залежить від  $t_{\text{зп}}$  лінійно. Отже величину **відносного навантаження для будь-якої температури** отримують по формулі:  $Q_{\text{оп}} = \lambda_{\text{оп}} Q_{\text{оп}}^{\text{р}}$

**Вмикання опалення** - при зниженні середньодобової температури  $< 8^\circ\text{C}$  протягом 3-х діб.

**Температура прямої мережевої води** приймається як правило -  $130^\circ\text{C}$ ,

**Температура зворотної мережевої води** при  $t_{\text{зп}}^{\text{р}}$  приймається –  $60-70^\circ\text{C}$ .

### 5. Графіки теплового навантаження.

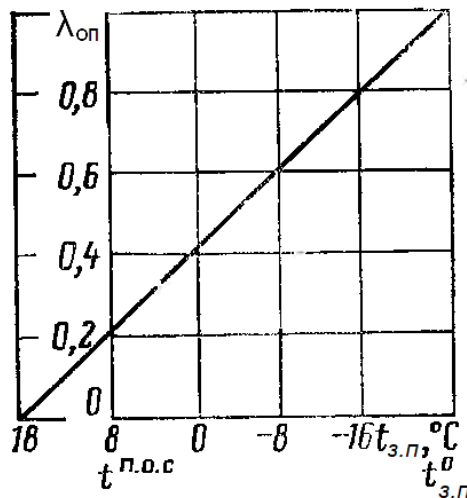


Рис. 10.7. Графік опалювального навантаження:  $\lambda_{\text{оп}} = Q_{\text{оп}} / Q_{\text{оп}}^{\text{р}}$  в залежності від температури зовнішнього повітря  $t_{\text{зп}}$ , при  $t_{\text{зп}} = t_{\text{зп}}^{\text{р}}$  -  $Q_{\text{оп}} = Q_{\text{оп}}^{\text{р}}$  [13]

**Графіки тривалості зовнішніх температур** у розрізі кліматичних зон будують за результатами багаторічних спостережень.

З використанням **графіку теплового навантаження** та **графіку тривалості зовнішніх температур** отримують **графік тривалості опалювальних навантажень** (рис. 10.8).

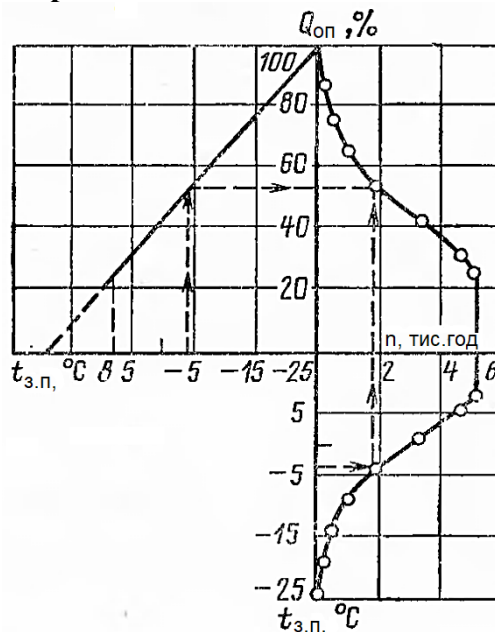


Рис. 10.8. Побудова графіка тривалості опалювальних навантажень [13].

Вентиляційне навантаження та навантаження ГВП часто визначають як частку опалювального навантаження.

### 6. Регулювання відпуску теплоти з гарячою водою.

Для зміни подачі тепла - **центральне регулювання на ТЕЦ та додаткове регулювання місцевими авторегуляторами.**

**Теплове навантаження ТЕЦ з гарячою водою:**  $Q_{м.в} = G_{м.в} c_v (t_{пр} - t_{зв})$

Тобто відпуск теплоти визначається витратою мережевої води та перепадом температур.

**Можливі два типи централізованого регулювання:**

- кількісне – зміна витрати мережевої води при незмінній її температурі;
- якісне – зміна температури при незмінній витраті.

При **кількісному регулюванні** відбувається вертикальне розрегулювання опалювальних систем - неоднаковий перерозподіл мережевої води по поверххах, тому на практиці застосовується якісне регулювання.

При **якісному регулюванні** розраховуються температурні графіки теплової мережі в залежності від зовнішньої температури.

Нижня розрахункова температура графіка  $70^{\circ}\text{C}$  визначається необхідністю підігріву водопровідної води для потреб ГВП до  $60^{\circ}\text{C}$ .

Верхня розрахункова температура визначається мінімально допустимим тиском у живлячих лініях, який виключає кипіння, а, відповідно, міцністю трубопроводів.

Підвищення розрахункової температури в прямій лінії призводить до зниження витрат на прокачку води, але одночасно падає комбіноване виробництво електроенергії.

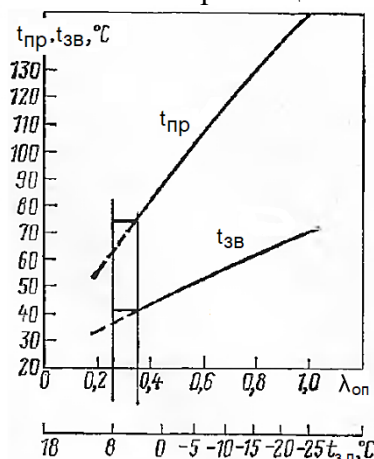


Рис. 10.9. Температурний графік теплової мережі в залежності від  $t_{зп}$  або  $\lambda_{оп}$  [13]

### 6. Коефіцієнт теплофікації.

Опалювальне та вентиляційне навантаження мають значну сезонну нерівномірність, тому актуальною є задача їх оптимального покриття:

- для максимальної економії все навантаження бажано покривати за рахунок когенерації.
- однак окупність капіталовкладень в ТЕЦ потребує максимального її завантаження.

Ці фактори протилежно спрямовані. Оптимальний розв'язок досягається, якщо ТЕЦ покриває базову частину графіка навантажень, а верхня пікова частина графіка покривається від пікових водогрійних котлів (ПВК) (Рис.10). Включення ПВК здійснюється лише при повному завантаженні ТЕЦ.

**Коефіцієнт теплофікації** - відношення максимального теплового навантаження ТЕЦ до максимального теплового навантаження:

$$\alpha_T = Q_{відб} / Q_T$$

При цьому необхідна потужність ПВК:

$$Q_{пвк} = Q_T (1 - \alpha_T)$$

**Вибір  $\alpha_T$**  визначає:

- електричну потужність ТЕЦ при заданому розрахунковому тепловому навантаженні;
- КВВП ТЕЦ по тепловій потужності та теплофікаційне виробництво електроенергії на ТЕЦ;
- кількість та тип ПВК.

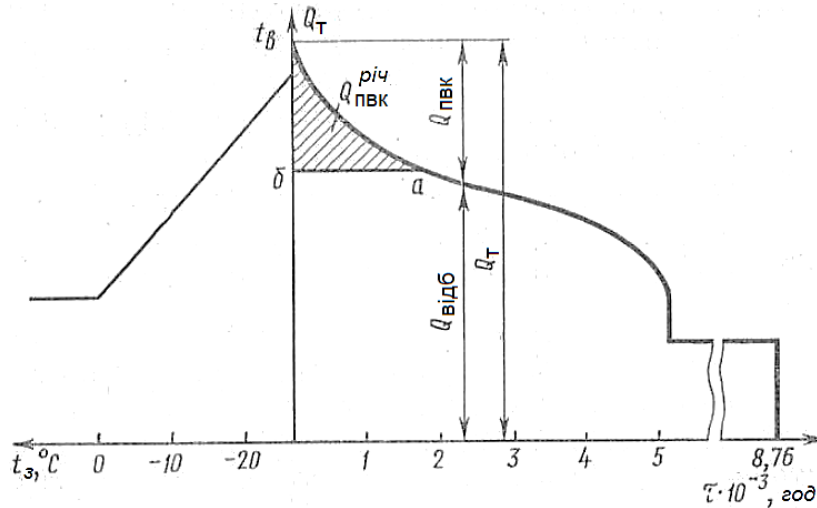


Рис. 10.10. Розподіл теплового навантаження [14].

**Оптимальні значення  $\alpha_T$  для ТЕЦ можуть змінюватись у межах 0,5-0,8.**

**До підвищення  $\alpha_T$  за інших рівних умов призводять:** підвищення вартості палива, рівня початкових параметрів пари, частки ГВП у загальному тепловому навантаженні.

**До його зниження призводять:** підвищення розрахункової температури мережевої води, питомих капіталовкладень у теплофікаційне устаткування.

*Контрольні запитання до лекції 10.*

1. Які переваги когенерації теплової та електричної енергії Вам відомі?
2. В чому полягають основні обмеження широкого впровадження когенерації в промисловості?
3. Як розраховується коефіцієнт використання палива ТЕЦ. Виконайте аналіз рівняння.
4. Поясніть термін питоме комбіноване виробництво енергії. Які засоби підвищення даного показника Вам відомі?
5. Як складається графік тривалості теплових навантажень? Яка сфера застосування даного графіка?
6. Яким чином здійснюється регулювання відпуску теплоти з гарячою водою?
7. Що таке коефіцієнт теплофікації? Яким чином склад обладнання на ТЕЦ впливає на значення коефіцієнта теплофікації та яке його значення є оптимальним?

## Лекція 11. Устаткування когенераційних установок.

### 1. Теплофікаційні парові турбіни.

#### 1.1. Турбіни з протитиском (тип Р).

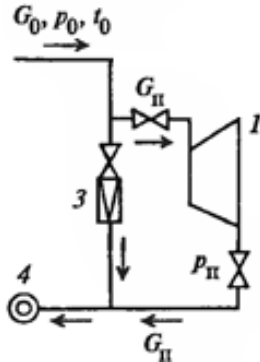


Рис. 11.1. Принципова схема установки з турбіною Р.

Гостра пара (рис. 11.1) з параметрами  $p_0$  та  $t_0$  підводиться до турбіни (1) з котла. В турбіні пара розширюється до тиску  $p_{п}$ , відпрацьована пара поступає до споживача (4).

Витрата пари з турбін Р визначається тепловим споживанням, тому вони часто встановлюються спільно з іншими турбінами.

Якщо витрата пари, необхідна споживачу (4), перевищує пропускну здатність турбіни або турбіна перебуває у ремонті, споживачу подається пара з котла після редуційно-охолоджувальної установки - РОУ (3).

#### 1.2. Турбіни з проміжним регульованим відбором пари (тип П).

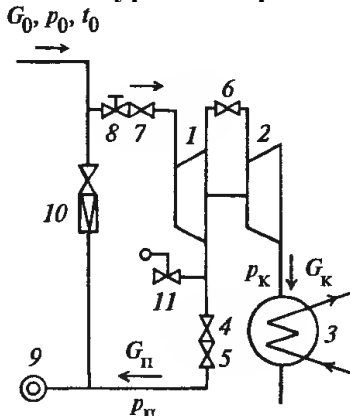


Рис. 11.2. Принципова схема турбіни П.

Турбіна може працювати як у конденсаційному так і в теплофікаційному режимі, тому виробництво електроенергії не залежить від теплового навантаження.

Турбіна складається з двох частин (рис. 11.2): група ступенів (1) до відбору - частина високого тиску (ЧВТ), група ступенів (2) від відбору до конденсатора (3) - частина низького тиску (ЧНТ).

Гостра пара ( $G_0$ ) підводиться через стопорний (8) та регулюючий (7) клапани. В ЧВТ пара розширюється до тиску  $p_{п}$ , який підтримується постійним та визначається споживачем (9).

Після ЧВТ частина пари ( $G_{п}$ ) через відсічний (4) та зворотний (5) клапани йде до теплового споживача (9), а частина пари ( $G_{к}$ ) направляється через регулюючі органи (6) до ЧНД, де розширюється до тиску  $p_{к}$  в конденсаторі (3).

#### 1.3. Турбіни с опалювальними відборами пари (тип Т).

Турбіни Т (рис. 11.3) потужністю  $\geq 50$  МВт мають два регульовані відбори пари для ступеневого підігріву мережевої води. Для підігріву мережевої води використовують 70-80% витрати пари на турбіну, а різниця температур підігріву мережевої води складає 40-50 °С.

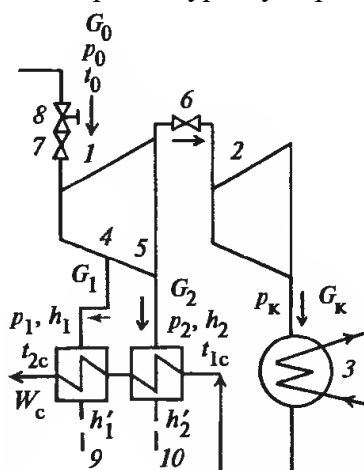


Рис. 11.3. Принципова схема турбіни Т

Гостра пара підводиться до турбіни через стопорний (8) та регулюючий (7) клапани.

В ЧВТ (1) пара розширюється до тиску в нижньому відборі (5) та через регулюючий орган (6) спрямовується до ЧНТ (2).

У верхній відбір (4) пара ( $G_1$ ) відбирається при тиску  $p_1$ , а в нижній відбір (5) пар ( $G_2$ ) - при тиску  $p_2$ .

В турбіні лише один регулюючий орган ЧНТ, тому тиск може підтримуватись лише в одному з двох відборів пари: в верхньому - при включених обох відборах, в нижньому - при відключеному верхньому відборі.

Установка для підігріву мережевої води складається з двох бойлерів (9 та 10) поверхневого типу.

#### 1.4. Конденсаційні турбіни з нерегульованими відборами на теплофікацію (КТ).

Регулювання теплового навантаження:

1. Грубе регулювання - відключенням одного з відборів.
2. Тонке регулювання - управлінням потоками мережевої води через кожний підігрівник за допомогою системи автоматичних регуляторів на лінії мережевої води.

Для АЕС Енергоатом розробив турбіни типу КТ (рис. 11.4): КТ-1070-60/1500-3 та КТ-1100-60/1500-4, які мають значні нерегульовані відбори пари на теплофікацію.

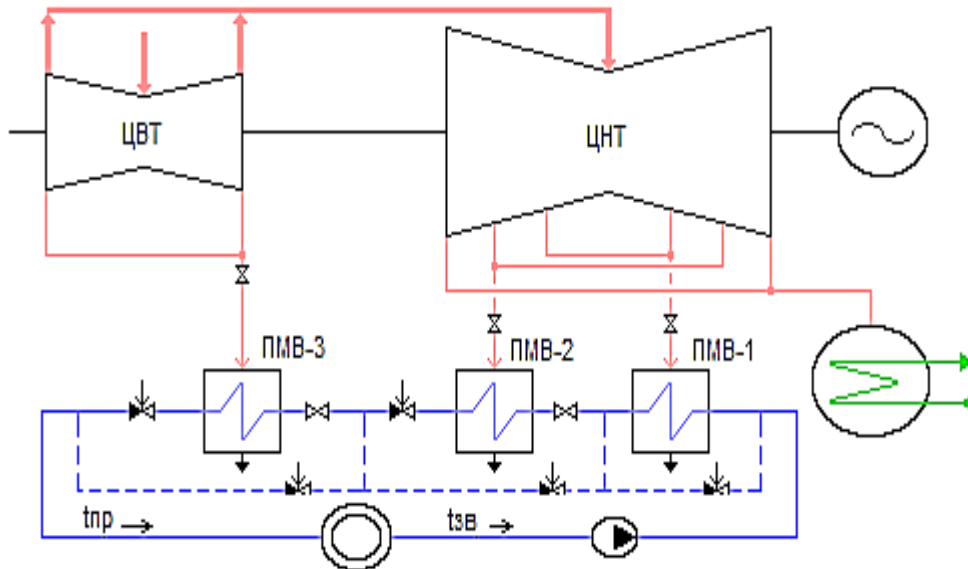


Рис. 11.4. Теплова схема теплофікаційної установки турбіни КТ

#### 2. Ефективність підвищення початкових параметрів.

Зі зростанням  $t_0$  ККД теплофікаційних турбін зростає, але повільніше ніж для конденсаційних (зростає температура та ентальпія відпрацьованої пари, яка направляється споживачам).

Зі зростанням  $p_0$  ефективність швидко зростає (ентальпія відпрацьованої пари, яка спрямовується зовнішньому споживачу, зменшується зі зростанням початкового тиску).

На промислових ТЕЦ конденсат повертається частково (зазвичай 40 %). При значних втратах глибоке очищення робочого тіла недоцільне, тому на промислових ТЕЦ застосовують барабанні котли менш чутливі до якості води.

Лише на потужних опалювальних ТЕЦ застосовують надкритичний тиск пари.

Промперегрів діє аналогічно підвищенню  $t_0$ . На ТЕЦ економія від промперегріву менша ніж на КЕС:

- Тому промперегрів передбачається лише на найпотужніших теплофікаційних турбоагрегатах докритичних параметрів (Т-180-130, ЛМЗ).

- Для ТЕЦ надкритичних параметрів (Т-250-240) промперегрів необхідний для підтримання допустимої кінцевої вологості пари.

Регенеративні відбори на ТЕЦ підігрівають не лише основного конденсату, але і конденсат, що повертається від споживача, та додаткову воду (поповнення втрат). Витрата регенеративних відборів на ТЕЦ та економія теплоти від регенерації менш значна, ніж на КЕС з такими ж параметрами.

### 3. Особливості конструкції теплофікаційних парових турбін.

#### 3.1. Вбудовані пучки у конденсаторах теплофікаційних турбін.

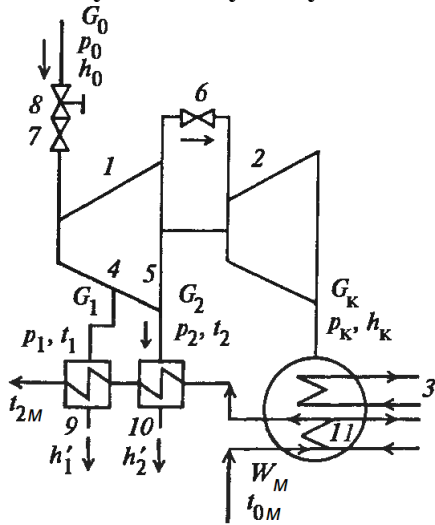


Рис. 11.5. Принципова схема турбіни з вбудованим теплофікаційним пучком.

У турбінах для охолодження ступенів ЧНТ не допускається нульовий пропуск пари до конденсатора.

Теплота пари, яка поступає до конденсатора, передається циркуляційній воді та втрачається.

У турбінах ( $\geq 50$  МВт) для утилізації цієї теплоти частина поверхні конденсатора виділяється в **теплофікаційний пучок** (15 % поверхні).

До основного пучка конденсатора (3) передбачене підведення лише циркуводи, а до вбудованого пучка (11) – циркуводи та мережевої води.

#### 3.2. Площа вихлопу.

Вихідні ступені теплофікаційних турбін часто або не завантажені або через них проходить мала частка потоку гострої пари. Тому частини низького тиску теплофікаційних турбін виконуються з меншою кількістю потоків та з меншою висотою лопаток у порівнянні з конденсаційними турбінами (рис. 11.6, 11.7).

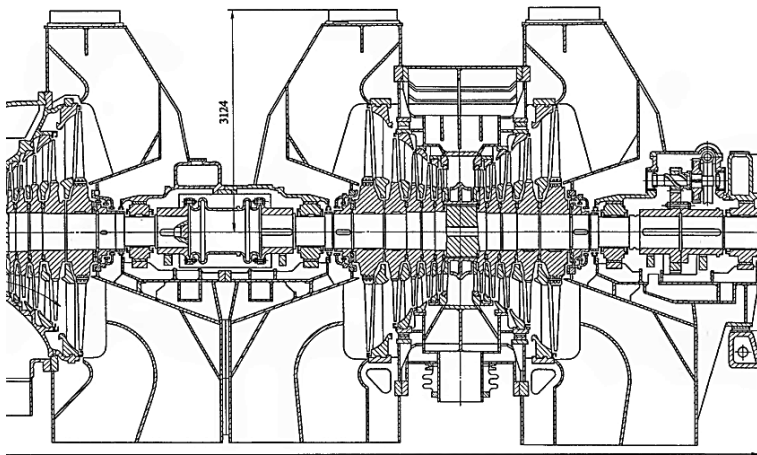


Рис. 11.6. ЧНТ К-300-240 ЛМЗ  
960 мм, площа вихлопу – 22,44 м<sup>2</sup>

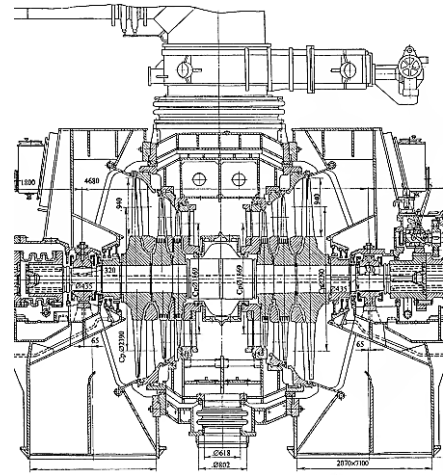


Рис. 11.7. ЧНТ Т-250/300-240 УТМЗ  
940 мм, площа вихлопу – 14,1 м<sup>2</sup>

Для запобігання втратам, пов'язаним із вентиляційним пропуском пари через ЦНТ, компанією Siemens розроблена спеціальна муфта, за допомогою якої можна відключати частину низького тиску турбіни (рис. 11.8).



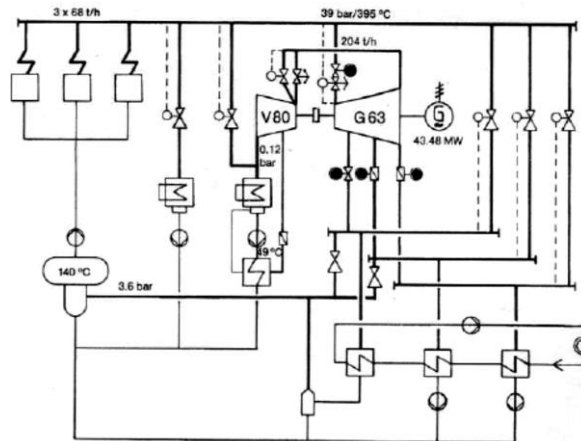


Рис. 11.8. ЦНТ, що відключається (Siemens)

### 3.3. Регулюючі органи турбін ТЕЦ.

Для запобігання великим втратам при дроселюванні у регулюючих клапанах (рис. 11.9) у потужних теплофікаційних турбінах для регулювання теплового навантаження використовуються поворотні діафрагми (рис. 11.10).

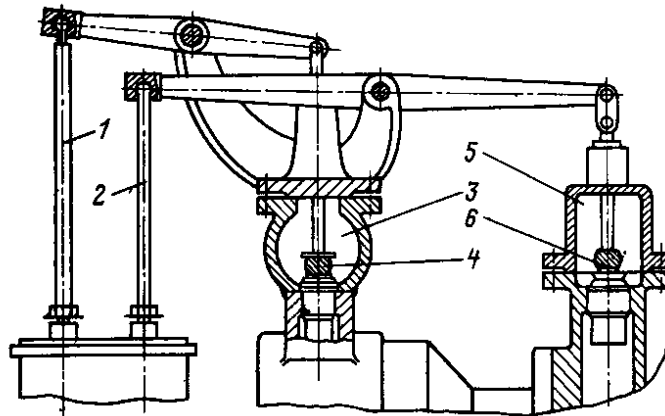


Рис. 11.9. Привід регулюючих клапанів турбін з відбором пари КТЗ.

1, 2 – штоки сервомоторів клапанів ЧВТ та ЧНТ; 3, 5 – парові коробки ЧВТ та ЧНТ;  
4, 6 – траверси клапанів ЧВТ та ЧНТ.

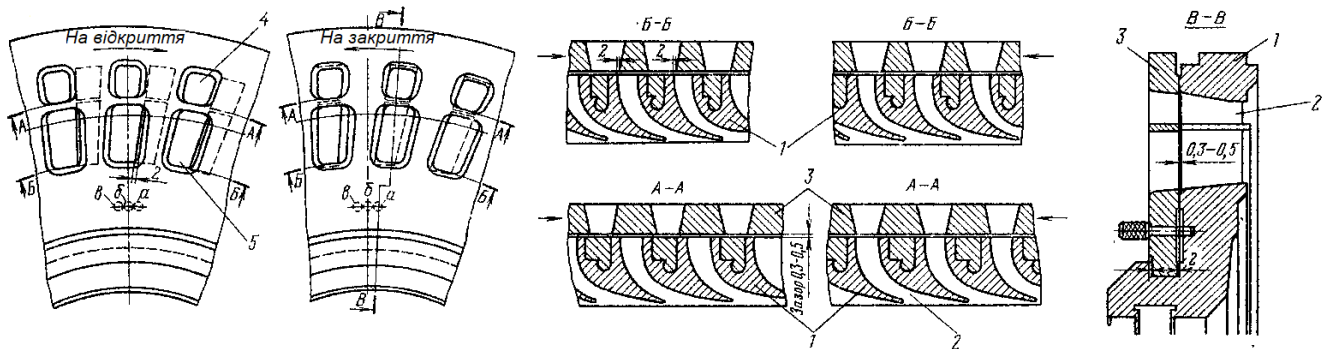


Рис. 11.10. Поворотна діафрагма конструкції ЛМЗ.

На діафрагмі 1 встановлено поворотне кільце 3, в якому два ряди вікон 4 та 5. Кільце 3 повертається відносно діафрагми.

В закритому положенні вікна кільця розташовані навпроти соплових лопаток 2 та пара в ЧНД не надходить (в нижній частині вікон 5 – невеликий простір для вентиляційного пропуску пари).

При повороті діафрагми спочатку відкривається прохід пари через нижні вікна, а потім – через верхні. Тобто реалізується паророзподіл з двома регулюючими клапанами.

#### 4. Теплофікаційні установки (ТУ).

Теплофікаційні установки призначені для підігріву мережевої води парою відборів турбін або парою із загальностанційного колектору та її подальшого прокачування трубопроводами теплової мережі (рис. 11.11).

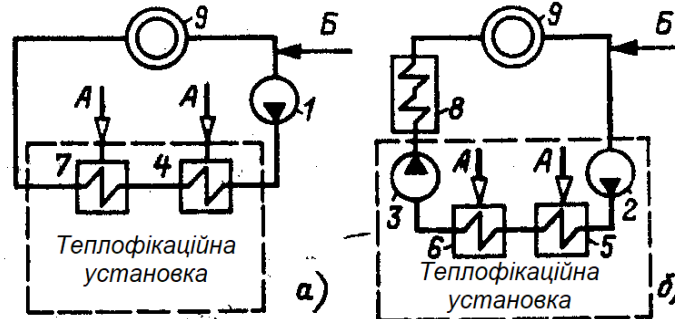


Рис. 11.11. Схеми теплофікаційних установок ТЕС:

а – з піковим мережевим підігрівником; б – з піковим водогрійним котлом (ПВК), двоступеневим нагрівом та двоступеневою перекачкою води; 1 – мережевий насос; 2, 3 – мережеві насоси 1 та 2-го підйомів; 4 – основний підігрівник; 5, 6 – нижній та верхній основні підігрівники; 7- піковий підігрівник; 8 – ПВК; 9 – споживач; А – пара; Б – додавання води.

Для КЕС та ТЕЦ з турбінами потужністю  $\leq 25$  МВт - схема на рис. 11.11 а.

ТУ включає основний та піковий підігрівники мережевої води. Основний підігрівник працює протягом опалювального сезону, на ГВП – цілорічно, гріюче середовище - відбірна пара.

Піковий підігрівник працює лише при низьких температурах та обігрівається відбірною або редукованою парою. Піковий підігрівник може працювати при зупиненій турбіні.

ПВК дешевші ніж енергетичні котли але для малих ТЕЦ економія – не суттєва, а поява додаткового типу устаткування ускладнює експлуатацію.

Для ТЕЦ з турбінами потужністю  $> 50$  МВт - схема на рис. 11.11 б.

ТУ має два послідовно включених основних підігрівника – верхній та нижній. Замість пікового підігрівника - ПВК. Перекачка мережевої води - двоступенева.

Сумарна потужність всіх котлів не змінюється, але частина дорогих енергетичних котлів замінюється дешевими ПВК. Для великих ТЕЦ зростання номенклатури устаткування, не так суттєве, з урахуванням наявності ремонтної бази та спеціалізації персоналу.

Двоступеневий основний підігрів термодинамічно більш ефективний: для підігріву холоднішої води використовується пара меншого тиску, а для підігрітої – того ж тиску, що для одноступеневого.

Нагрів мережевої води в верхньому та нижньому підігрівниках приблизно однаковий.

При зростанні навантаження спочатку вмикається нижній підігрівник, а при подальшому зростанні – верхній.

#### 5. Мережеві підігрівники горизонтального типу - для потужних турбін (рис. 11.12).

Вони розташовуються під турбіною аналогічно конденсатору.

Двоступенева перекачка мережевої води:

- для спрощення конструкції водяних камер та трубних дошок.
- для зменшення протікання мережевої води до парового простору підігрівників, що покращує водний режим котлів ТЕЦ.

Тиск насосів першого ступеню обирається таким, щоб не перевищити допустимого рівня для підігрівників, але при цьому не допустити кипіння на подачі насосів другого ступеню.

Корпус підігрівника - суцільнозварний.

Теплообмінна поверхня з прямих трубок (латунь), розвальцьованими у трубні дошки.

Поперек підігрівника - перегородки, які слугують додатковими опорами для труб.

У першому ряду трубного пучка з боку входу пари встановлені сталеві трубки-відбійники, захищаючи теплообмінну поверхню від крапельної ерозії.

Для компенсації температурних розширень на корпусі підігрівника - лінзовий компенсатор.

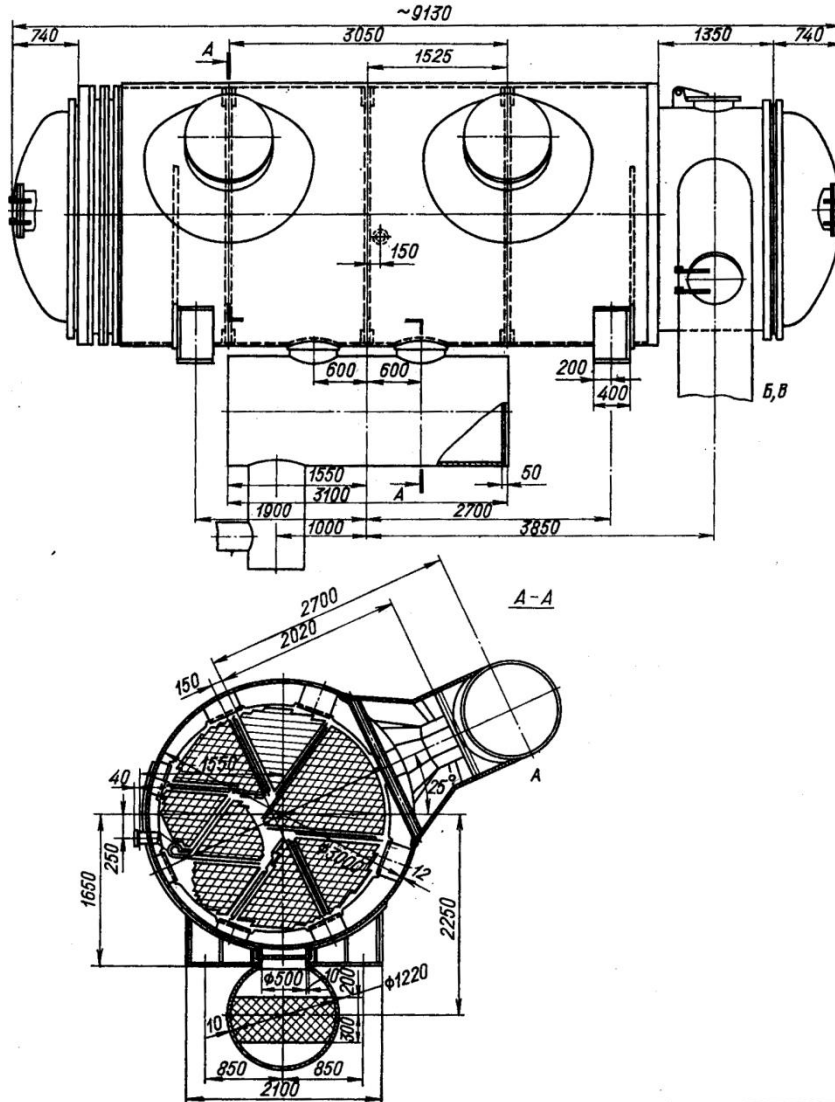


Рис. 11.12. Підігрівник мережевої води горизонтального типу PSG-2300-3-8-II [8]:  
А – підведення пари; Б, В – підведення та відведення води.

### 6. Газотурбінні ТЕЦ.

В ГТУ-ТЕЦ (рис. 11.13) теплота вихідних газів ГТУ використовується в КУ для підігріву мережевої води місцевої системи опалення.

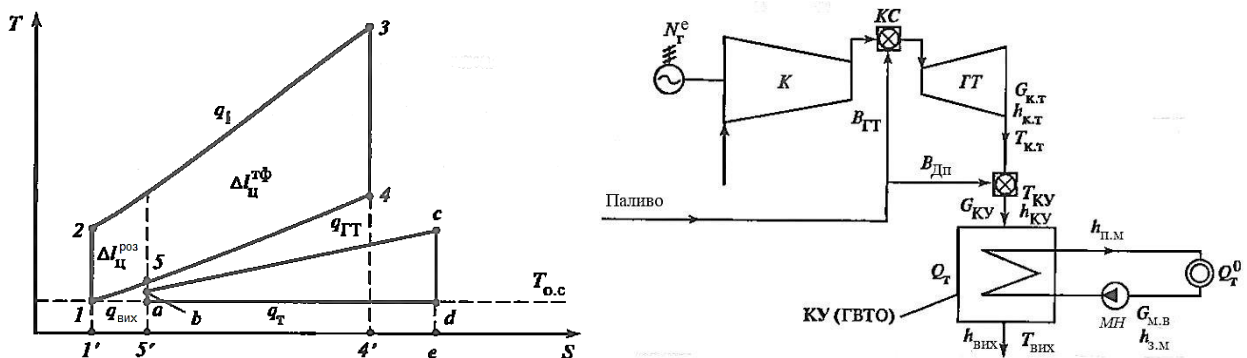


Рис. 11.13. Термодинамічний цикл та схема ГТУ-ТЕЦ.

1-2-3-4 – цикл Брайтона;  $q_1, q_{ГТ}$  – питома теплота, що підводиться до циклу та віддається вихідними газами в теплообміннику мережевій воді (a-b-c-d).  $\Delta l_{ц}^{ТФ}$  – теплофікаційна та  $\Delta l_{ц}^{роз}$  – роздільна частини циклу Брайтона,  $q_{вих}$  – теплота вихідних газів, яка втрачається.

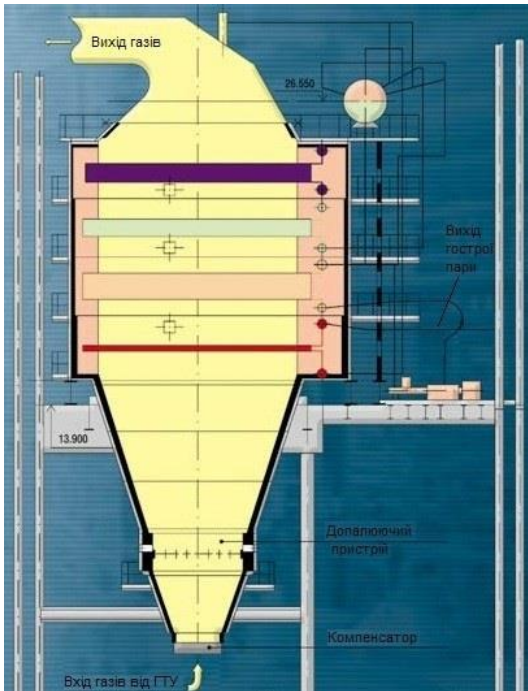


Рис. 11.14. Вертикальний котел-утилізатор

### 6.1. Вертикальний котел-утилізатор для ГТУ 16 МВт (П-86) (ЗиО-Подольск)

КУ (рис. 11.14) призначений для виробництва пари та гарячої води за рахунок утилізації тепла вихлопних газів ГТУ.

КУ - барабанний з примусовою циркуляцією у випарному контурі.

Для підвищення паропродуктивності - спалювання природного газу у допалювальному пристрої.

Пароводяний тракт КУ складається з економайзерної, випарної та пароперегрівної поверхонь. Для більш глибокого зниження температури вихідних газів на КУ встановлений окремий газовий підігрівник конденсату (ГПК).

Поверхні нагрівання КУ - з труб із зовнішнім спіральним оребренням.

### 6.2. Використання ГТУ для надбудови котельень. ГТУ-ТЕЦ 16 МВт.

АТ «Беленергомаш» розробило схеми надбудови водогрійних котлів КВГМ-100 та КВГМ-180 газовими турбінами ГТУ-16 (рис. 11.15) та ГТУ-25 (НПО «Машпроект»).

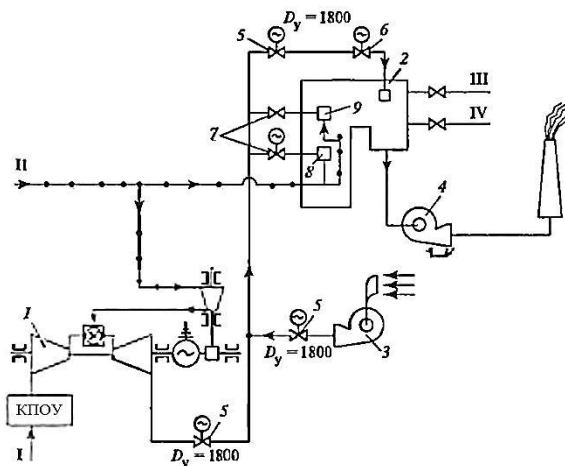


Рис. 11.15. принципова схема блоку ГТУ-16 та водогрійного котла КВГМ-116-150 ГТ:

1 – ГТУ-16 з дотискаючим компресором (одна); 2 - водогрійний котел КВГМ-116-150 ГТ (один); 3 – вентилятор котла (один); 4 – димосос котла (один); 5 – запірні газощільні клапани (три); 6 – регулюючі клапани (чотири); 7 – запірні клапани (чотири); 8 – пальники; 9 – вторинне повітря; I – повітря; II – природний газ; III – пряма мережева вода; IV – зворотна мережева вода.





**7.2. Відпуск тепла від ПТУ та КУ.** Використовуються котли 1-го тиску, хвостові поверхні - газовий мережевий підігрівник (ГМП). Часто використовуються ПТУ з протитиском.

- Пік споживання теплоти покривається МП-3, який живиться паром РОУ. Для збільшення теплової потужності КУ - допалювання палива (рис. 11.18). Приклад – ТЕЦ Nossener Drucke (Німеччина).

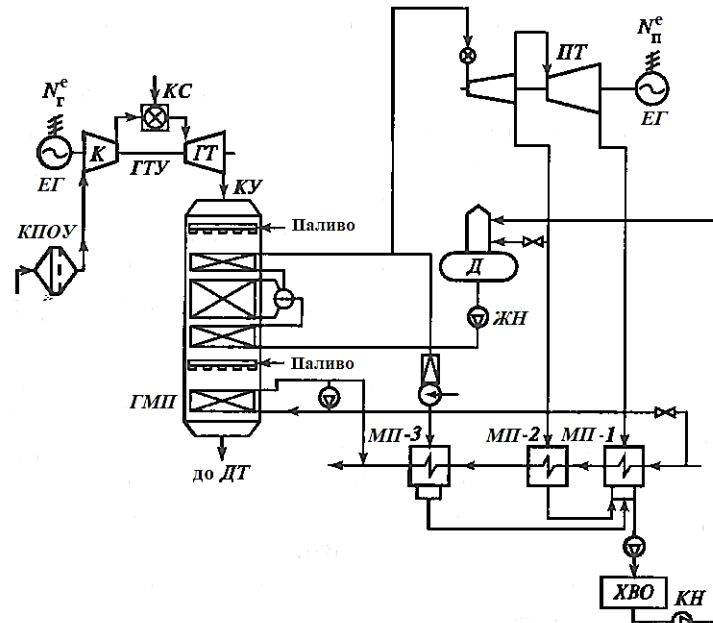


Рис. 11.18. Принципова теплова схема ПГУ-ТЕЦ варіант Па [11].

- Пік споживання теплоти покривається ПВК. Відсутнє допалювання палива в КУ. Приклад – Південна ТЕЦ (ІВО, Сиктивкар, Росія).

### 8. Доспалювання палива на ПГУ-ТЕЦ.

Доспалювання використовується для:

- стабілізації параметрів газу перед КУ;
- збільшення потужності установки;
- збільшення відпуску теплоти.

Аналіз впливу доспалювання у різних схемах ПГУ з КУ:

А. ГТУ-ТЕЦ з КУ без доспалювання (рис. 11.19 а). Виробляється пара.

В. ГТУ-ТЕЦ з КУ. Встановлена КД для підвищення температури газів на вході до КУ до 870°C.

С. ПГУ-ТЕЦ з КУ без доспалювання та турбіною з протитиском (рис. 11.19 б).

Д. ПГУ-ТЕЦ з КУ та турбіною з протитиском. Встановлена КД для підвищення температури газів на вході до КУ до 870°C.

Е. ПГУ-КЕС з КУ без доспалювання. Пара, що генерується (параметри аналогічні варіанту С) поступає до конденсаційної ПТ.

Ф. Умови аналогічні - Е. Встановлена КД для підвищення температури газів до КУ до 870°C.

Результати порівняння - рис. 11.19 в. По осі абсцис - теплове навантаження (для Е і Ф  $Q_T=0$ ), а по осі ординат – електричне навантаження нетто установки.



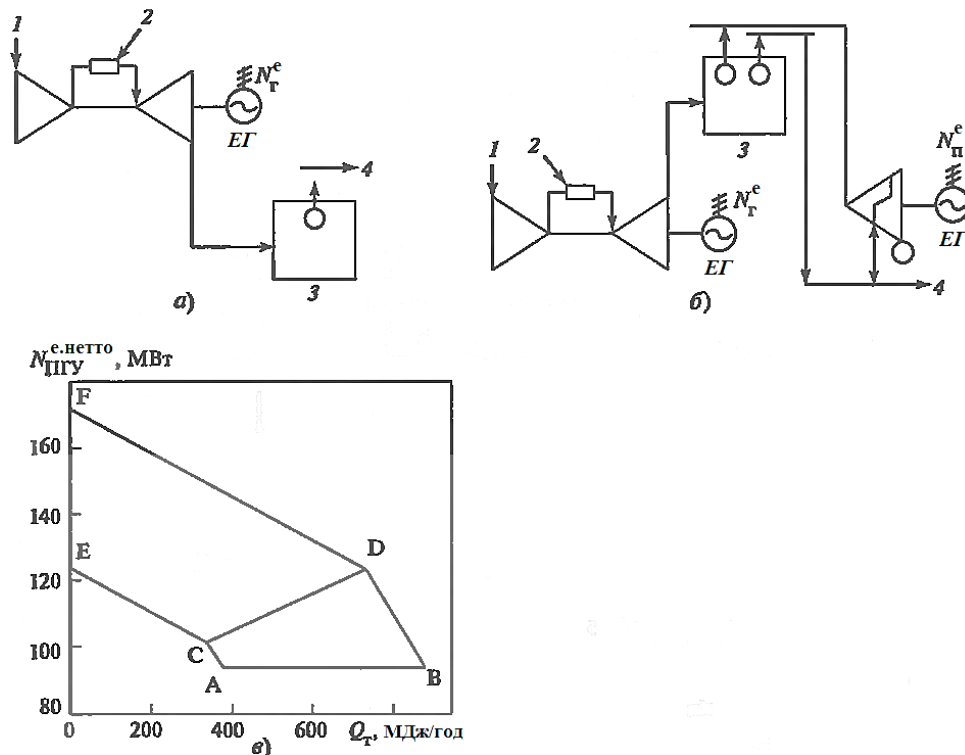


Рис. 11.19. Найпростіші теплові схеми та характеристики варіантів ПГУ з КУ та ГТУ типу MS7001 (GE): а – теплова схема ГТУ-ТЕЦ; б - теплова схема ПГУ-ТЕЦ; в - характеристики варіантів А - F ПГУ з КУ; 1 – повітря; 2 – паливо; 3 – котел утилізатор; 4 – технологічна пара.

Табл. 11.1. Техніко-економічні показники ПГУ з КУ та ГТУ типу MS7001 (GE)

Параметр	Варіанти схеми ПГУ					
	A	B	C	D	E	F
Електрична потужність ПГУ нетто, МВт	89,5	88,7	104,0	125,2	126,5	172,5
Теплота, що відпускається зовнішнім споживачам, МДж/год	410	895	366	781	0	0
Питома витрата теплоти на виробництво електроенергії, кДж/(кВт*год)	6420	6040	6040	5370	8420	9280

Контрольні запитання до лекції 11.

1. Наведіть принципову теплову схему ТЕЦ з турбіною типу Р. Поясніть її принцип роботи.
2. Поясніть принцип роботи ТЕЦ з турбінами типу П. Наведіть принципову теплову схему такої ТЕЦ.
3. Складіть теплову схему ТЕЦ з турбоустановкою типу Т. Наведіть закономірності її роботи.
4. Поясніть особливості підвищення економічності ТЕЦ зміною початкових та кінцевих параметрів пари в порівнянні з КЕС.
5. В чому відмінності застосування проміжного перегріву пари та регенеративного підігріву живильної води на ТЕЦ в порівнянні з КЕС?
6. Вкажіть відомі Вам ключові особливості конструкції теплофікаційних парових турбін.
7. Наведіть приклад технології вироблення теплової енергії у складі ГТУ.
8. Які особливості парогазових установок дозволяють реалізувати для них когенерацію теплової та електричної енергії?

## Лекція 12. Компоновка головного корпусу та генеральний план.

**1. Компоновка головного корпусу** – взаємне розташування окремих приміщень, устаткування та будівельних конструкцій.

**Головний корпус.** В ньому знаходяться основні агрегати – турбіни з генераторами та парові котли, більша частина їх допоміжного устаткування, поєднуючі трубопроводи, електричні розподільчі пристрої власних потреб, щити управління роботою устаткування, електричні кабелі, тощо.

**1.1. Головний корпус складається з:**

- машинної зали, у якій знаходяться турбоагрегати,
- котельної, де розташовані парові котли,
- проміжного відділення між ними.

На верхньому поверсі **проміжного відділення** розташовують деаератори. На пилувугільних ТЕС тут також розташовують бункери вугілля та пилу. Це відділення називають **бункерно-деаераторним**.

Застосовують головним чином **закриті компоновки**.

У районах з розрахунковою температурою зовнішнього повітря для опалення  $\geq 20^{\circ}\text{C}$  допускається **відкрите котельне відділення**.

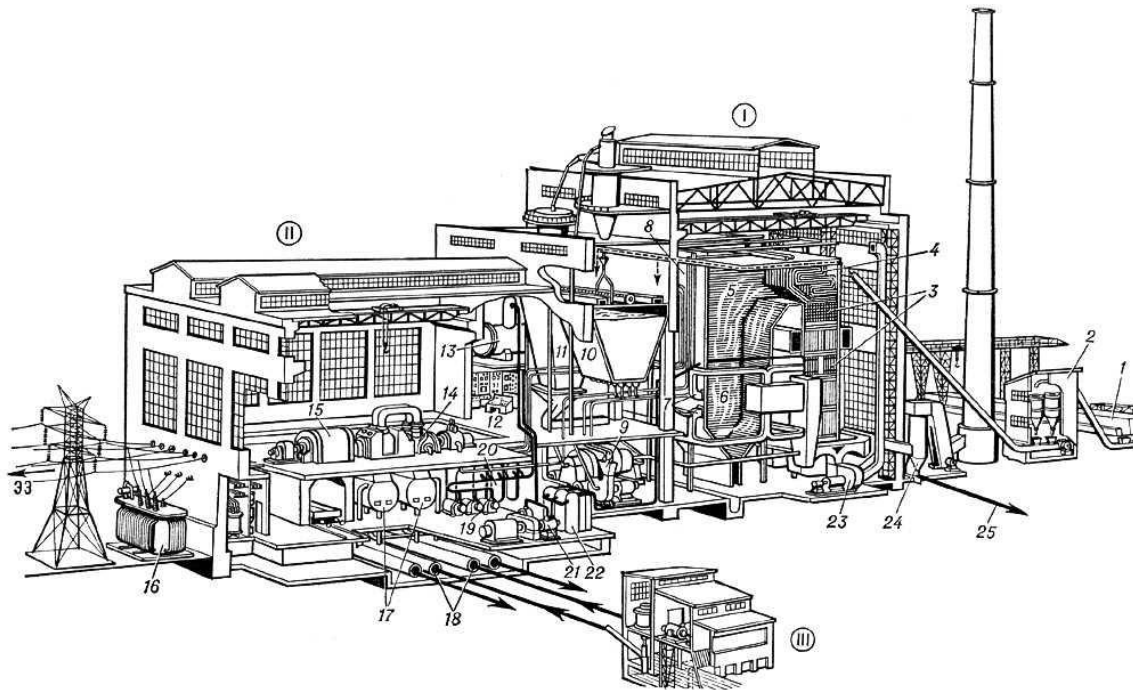


Рис. 12.1. Переріз головного корпусу ТЕС [6]: I – котельне відділення; II – машинне відділення; III – берегова насосна; 1 – вугільний склад; 2 – дробарна установка; 3 – водяний економайзер; 4 – пароперегрівник; 5 – паровий котлет; 6 – топкова камера; 7 – пилувугільні пальники; 8 – паропровід від котла до турбіни; 9 – шаровий барабанний млин; 10 – бункер вугільного пилу; 11 – бункер сирого вугілля; 12 – щит управління; 13 – деаератор; 14 – парова турбіна; 15 – електричний генератор; 16 – підвищуючий трансформатор; 17 – конденсатори; 18 – трубопроводи охолоджуючої води; 19 – конденсатні насоси; 20 – ПНТ; 21 – живильний насос; 22 – ПВТ; 23 – дугтьовий вентилятор; 24 – золоуловлювач; 25 – шлак, зола; ЭЭ – електрична енергія.

**1.2. Турбінне відділення (машинна зала).**

Машинну залу розділяють по висоті на дві частини:

- у верхній знаходиться турбоагрегат,
- у нижній - допоміжне устаткування – конденсатор (між колонами фундаменту турбоагрегату), регенеративні підігрівники, конденсатні та живильні насоси, трубопроводи, тощо.

Живильні насоси – крупні, складні агрегати з власним допоміжним устаткуванням. Їх розташовують на власних фундаментах між турбінами.

Регенеративні підігрівники встановлюють по боках турбіни.

Мережеві підігрівники – з урахуванням зручності трасування трубопроводів.

Зверху машинної зали встановлюють мостовий кран з основним крюком вантажопідйомністю до 125 т та малим крюком вантажопідйомністю до 20 т.

Головний корпус складається з однакових секцій, які включають окремі блоки. Турбоагрегати розташовують турбінами з боку котельні, а електричними генераторами з боку зовнішньої стіни машинної зали. Скорочуються паропроводи та виводи електричного струму.

Передбачають вільні місця для виймання ротора електрогенератора, та трубок конденсаторів.

Для прокладки трубопроводів охолоджуючої води, розташування конденсатних насосів турбін, тощо - виконують підвальні приміщення глибиною біля 2,5 м.

Каркас головного корпусу зі сталевих або залізобетонних колон, пов'язаних балками.

Поздовжній крок колон - до 12 м. Прольоти машинної зали дорівнюють 39, 45, 51, 54 м і т. д.

### 1.3. Котельне відділення.

У котельному відділенні встановлюються енергетичні та пікові котли.

При використанні газу та мазуту відсутні бункерне відділення, устаткування пилоприготування, золовидалення, багерні насосні.

Для вугілля АШ застосовують **систему пилоприготування з проміжним бункером вугільного пилу**, шарові барабанні млини, розташовані на першому поверсі бункерного відділення.

Для **пісного, кам'яного та бурого вугілля - систему з безпосереднім вдуванням пилу**. Вугілля П та ДГ розмелюють у барабанних та молоткових млинах. Буре вугілля – у молоткових та млинах-вентиляторах. Млини встановлюють поблизу топкової камери, у приміщенні котельні.

Колони каркасу котельного відділення - також з поздовжнім кроком 12 м.

Над котлами встановлюють мостовий кран вантажопідйомністю головного крюка до 60 т та допоміжного - до 10 т.

**1.4. У деаераторному відділенні** на верхньому поверсі встановлюють деаератори живильної води, У цьому відділенні також розташовують - паропроводи, живильні трубопроводами, РОУ та БРОУ, а також розподільчий пристрій власних потреб.

У **бункерному відділенні** розташовують:

- у верхній частині уздовж котельного відділення - конвеєри паливоподачі,
- нижче - бункери вугілля та пилу, безпосередньо
- під бункерами - живильники,
- на рівні землі - живильні механізми: млини, млинові вентилятори та вентилятори гарячого повітря.

- на даху бункерного відділення на відкритому повітрі - сепаратори та циклони.

Приміщення котельної та машинної зали, у яких знаходиться устаткування одного енергоблоку, називають коміркою головного корпусу.

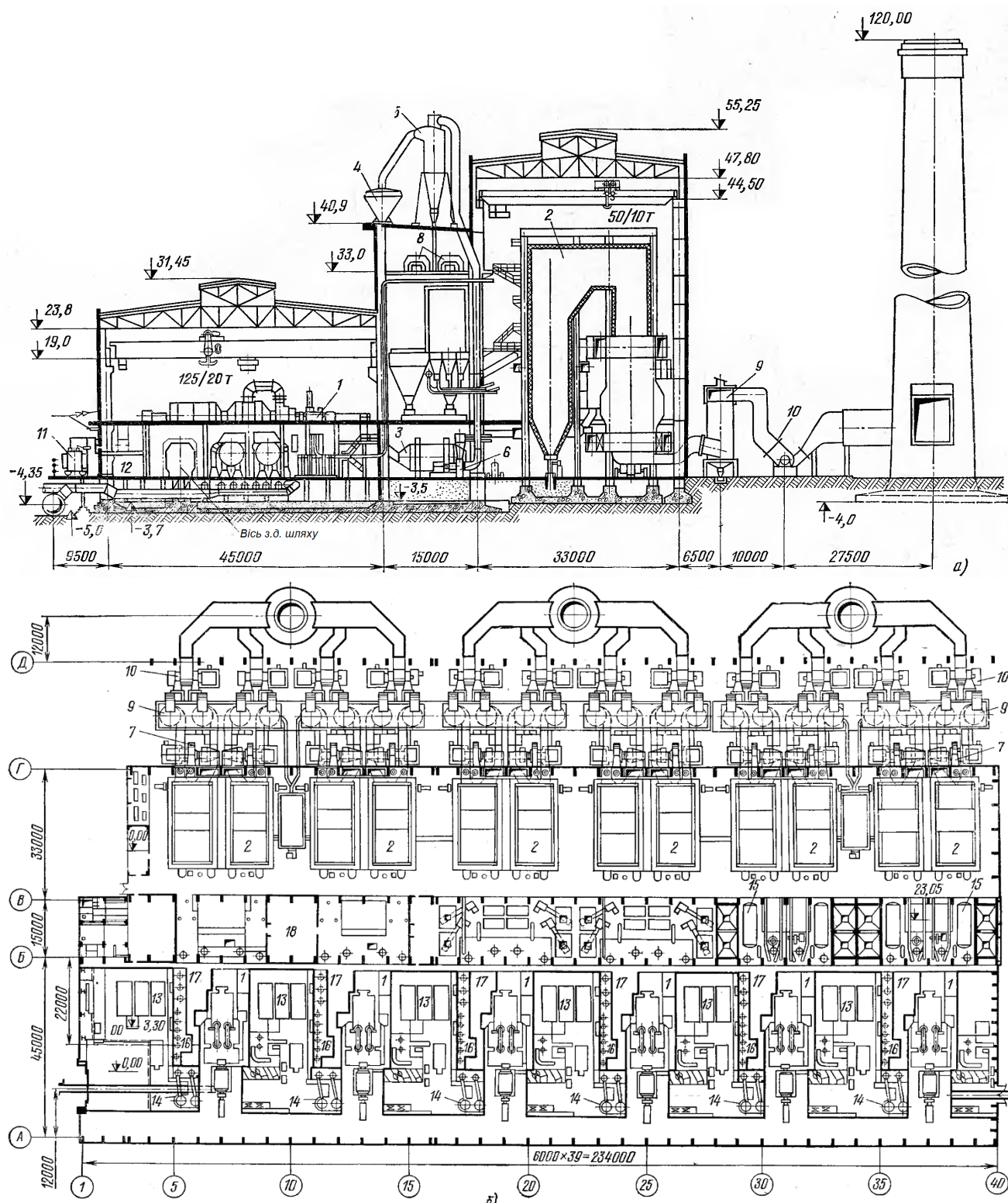


Рис. 12.2. Компонівка головного корпусу вугільної ТЕС 1200 МВт [15]: а - поперечний переріз; б - план, 1 - турбоагрегат К-200-130 ; 2 - котел; 3 - кульковий барабанний млин; 4 - сепаратор пилу; 5 - пиловий циклон; 6 - млиновий вентилятор; 7 - дугтьовий вентилятор; 8 - конвеєри паливоподачі; 9 - золоуловлювачі; 10 - димосос; 11 - трансформатор; 12,19 - розподільчі пристрої власних потреб; 13 - живильні насоси; 14 - випаровувачі; 15 - деаератор; 16 - ПНТ; 17 - ПВТ; 18 - блочний щит управління

## 2. Технічне водопостачання

ТЕС споживають багато технічної води для конденсації пари в конденсаторах: до  $150 \text{ м}^3/\text{с}$  на ТЕС та до  $360 \text{ м}^3/\text{с}$  на АЕС.

Найбільш розповсюджене джерело води – річки.

### 2.1. Прямоточні системи водопостачання (рис. 12.3).

Застосовуються, коли дебет річки в 3 рази та більше перевищує споживання води. Вода проходить через конденсатори, а потім зливається нижче за течією.

Це найбільш економічна система водозабезпечення.

Екологічні обмеження: вода в річці нагрівається на  $\leq 3-5^{\circ}\text{C}$ .

Прямоточну систему можна реалізувати з моря (вимагає захисту від корозії) або озера з проточною водою.

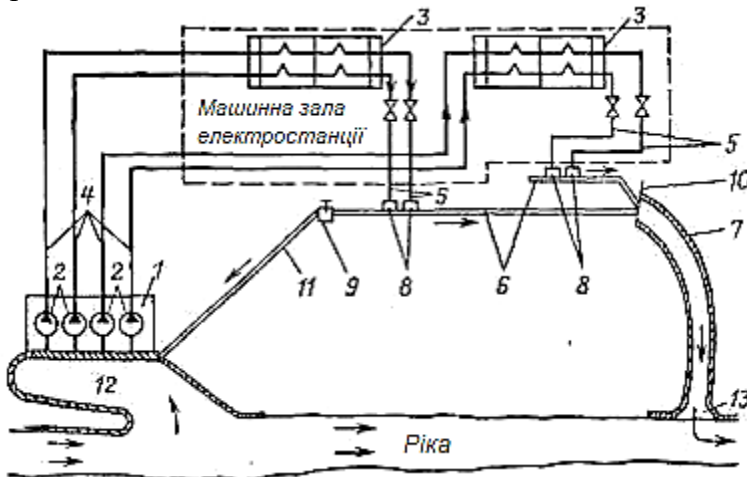


Рис. 12.3. Схема прямого водозабезпечення [15]:

- 1 – водоприймач; 2 – циркуляційні насоси; 3 – конденсатори; 4 – напірні водоводи; 5 – зливні водоводи; 6 – закриті відвідні канали; 7 – відкриті відвідні канали; 8 – зливний колодязь; 9 – перемикальний колодязь; 10 – споруда для регулювання рівня води; 11 – трубопровід підігріву водозабору; 12 – водозабірний ківш; 13 – водоскид.

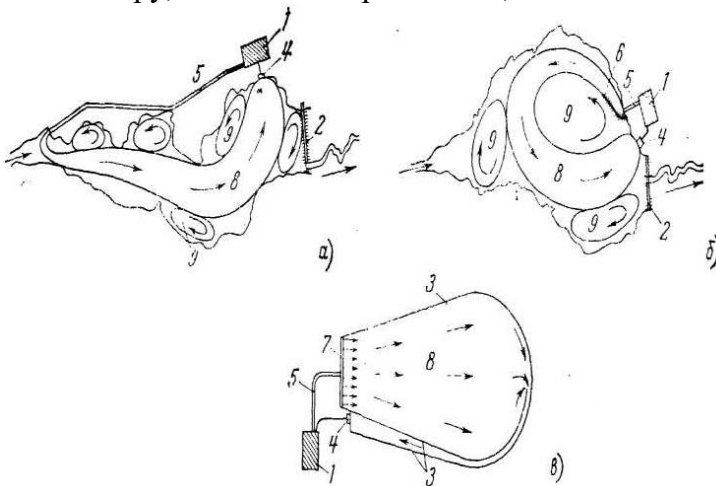


Рис. 12.4. Схеми водойм-охолоджувачів [15]:

- а – водойма витягнутої форми; б – водойма колоподібної форми; в – водойма, споруджена поза дельтою річки; 1 – майданчик електростанції; 2 – гребля; 3 – оточуюча дамба; 4 – водозбірна споруда; 5 – відвідний канал; 6 – струменеспрямовуюча дамба; 7 – струменерозподіляюча споруда; 8 – транзитний потік; 9 – водопоротна зона.

### 2.2. Обігові системи водозабезпечення - багатократне використання технічної води - при відсутності джерела з достатньою витратою води.

Застосовують: ставок-охолоджувач, градирні або бризкальні басейни.

Застосовують: ставок-охолоджувач, градирні або бризкальні басейни.

#### 2.2.1. Ставок-охолоджувач

створюється на базі ріки шляхом встановлення греблі (рис. 12.4).

Вимагає затоплення значної території: близько  $6 \text{ км}^2$  на 1000 МВт для КЕС та  $10 \text{ км}^2$  на 1000 МВт для АЕС.

Будівництво складніше, ніж градирен, але вимагає менше капіталовкладень; ставки-охолоджувачі простіше експлуатувати.

Глибина ставок-охолоджувача  $\geq 3,5-4$  м.

Ставки-охолоджувачі мають перевагу перед градирнями: надійність, нижчі температури охолоджуючої води, значно менші втрати води на випаровування, простота експлуатації, менша висота підйому охолоджуючої води, можливість комплексного використання ставка-охолоджувача.

Теплота відводиться в основному шляхом випарувального охолодження.

Зростання ціни землі обмежило застосування ставок-охолоджувачів та сприяло використанню градирен.

2.2.2. Градирня складається з: зрошувального пристрою; витяжної башти; прийомного басейну (рис. 12.5).

Вони забезпечують тепло- та масообмін підігрітої води з атмосферним повітрям.

Градири застосовують для ТЕЦ, розташованих поряд з великими містами та комбінатами.

Розповсюджені **протитокові градири з природною тягою** (мал.5).

У **зрошуючий пристрій** градири під тиском **циркуляційних насосів** надходить підігріта у конденсаторах вода.

Вода **розбризкується над зрошувачем у вигляді дощу та стікає на його листи**.

Утворена водяна плівка охолоджується внаслідок випаровування та контакту з повітрям, яке входить до зрошувача крізь **вікна**.

Нагріте та насичене водяною парою повітря відводиться вгору під дією природної тяги **витяжної башти**.

**Башти** - залізобетонні гіперболоїдної форми, або у вигляді багатокутника з металевим зовнішнім каркасом та обшивкою з алюмінієво-магнієвих гофрованих листів.

Висота витяжної башти - 90, 100 та 150 м.

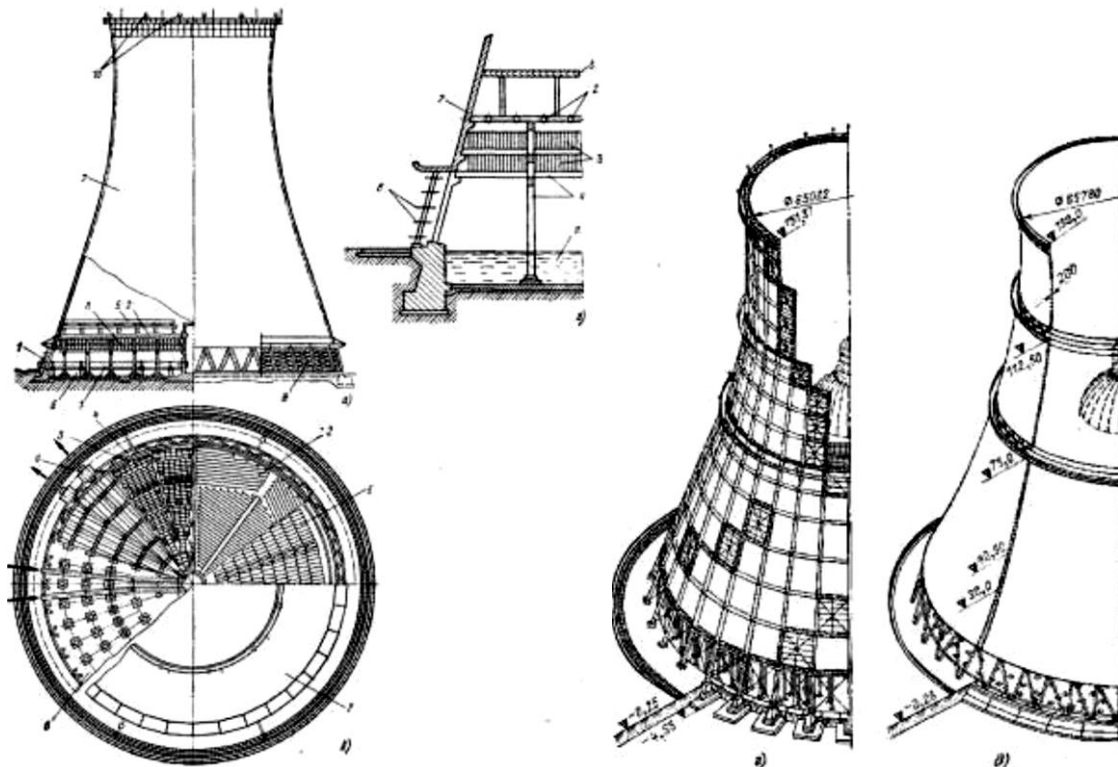


Рис. 12.5. Градири з природною тягою [15]: *а* - розріз та фасад; *б* - план; *в* - деталь; *г, д* - градири з баштою зі сталевим каркасом, обшитим алюмінієвим листом (*г*) та з монолітного залізобетону (*д*): 1 - вхідні трубопроводи; 2 - водорозподільні трубопроводи з розбризкуючими соплами; 3 - щити зрошуючого пристрою плівкового типу; 4 - каркас зрошувача; 5 - водовловлювач; 6 - водозбірний басейн; 7 - витяжна залізобетонна башта; 8 - повітряспрямовуючі щити; 9 - вихідні труби; 10 - світоогородження

### 3. Вибір площадки ТЕС

Площадку обирають на основі технічних обмежень та техніко-економічного порівняння варіантів поблизу:

- до споживачів електричної та теплової енергії з транспортуванням палива залізницею, або трубопроводами;

- до місця видобутку палива з транспортуванням електроенергії по ЛЕП;

- до джерела водозабезпечення (на ТЕЦ часто застосовують градири).

**Промислові ТЕЦ розташовують на території підприємства, яке вона обслуговує.**

**Опалювальні ТЕЦ – поблизу центру споживання.**

Достатні розміри площадки: 25–50 га.

**ТЕС на твердому паливі повинні мати поблизу місце для золошлаковідвалу.**



ТЕС розташовують на землях, які **не містять природних копалин та не придатні для сільського господарства.**

Площадка **не повинна затоплюватись** (максимум 1 раз на сто років).

**Рельєф** площадки повинен бути **по можливості рівним** (різниця висот максимум 2–4 м).

Площадка повинна мати **міцний ґрунт**. При наявності пливунів застосовують пальні конструкції.

**Враховують сейсмічність району**, тощо.

**Рівень ґрунтових вод** повинен бути на 3–4 м нижче рівня площадки (інакше - гідроізоляція).

**Близькість до залізниці**. Зручний вивід **ЛЕП, трубопроводів пари, гарячої води, шлакозолової пульпи**, тощо.

**Віддаленість аеродромів** та трас літаків, що низько летять (спорудження димових труб).

Екологічні вимоги - врахування **рози вітрів**.

**4. Генеральний план ТЕС** - план розміщення на площадці основних та допоміжних споруд.

Поряд з основною територією передбачають місце для **будівельно-монтажного полігону**.

Передбачають **місце для розширення головного корпусу**.

Повинені бути підведені **залізниця та автошляхи** до головного корпусу, ОРУ, паливного господарства, складів, тощо.

Будівлі та споруди розташовують по можливості **у відповідності до технологічного процесу ТЕС**:

- паливне господарство - з боку котельні,
- водозабезпечення - з боку машинної зали;
- підвищуючі трансформатори - у фасадній стіні машинної зали,
- димові труби - поблизу приміщення котельні.

Це не завжди можливо: при розташуванні ОРУ з боку фасаду машинної зали необхідно віддаляти головний корпус від джерела водозабезпечення.

**Вугільний склад** - з підвітряного боку по відношенню до головного корпусу, ОРУ, ЛЕП, градирням, тощо.

**Градирні** - з підвітряного боку по відношенню до ОРУ та ЛЕП (для попередження КЗ).

Основний підхід до головного корпусу з боку постійної торцевої стіни.

З цього ж боку розташовують адміністративний корпус, об'єднаний з головним корпусом закритою перехідною галереєю.

**Розміщення ОРУ по відношенню до головного корпусу та джерелу водозабезпечення:**

**Перед фасадом машинної зали:**

Зростає довжина водоводів охолоджуючої води та витрата електроенергії на її подачу. ЛЕП відводяться паралельно фасадній стіні машинної зали у бік постійного торця, або перекидають через джерело водопостачання; іноді споруджують проміжні опори у ставку-охолоджувачі;

**З боку постійної торцевої стіни головного корпусу ТЕС;**

Машинна зала наближується до джерела водопостачання, що здешевлює водопостачання;

**З боку фасадної стіни котельні, за димовими трубами** (рис. 12.6).

ЛЕП від трансформаторів до ОРУ проходять над головним корпусом. Опорами слугують димові труби.

Фото генеральних планів деяких електростанцій представлені на рис. 12.7-12.9.

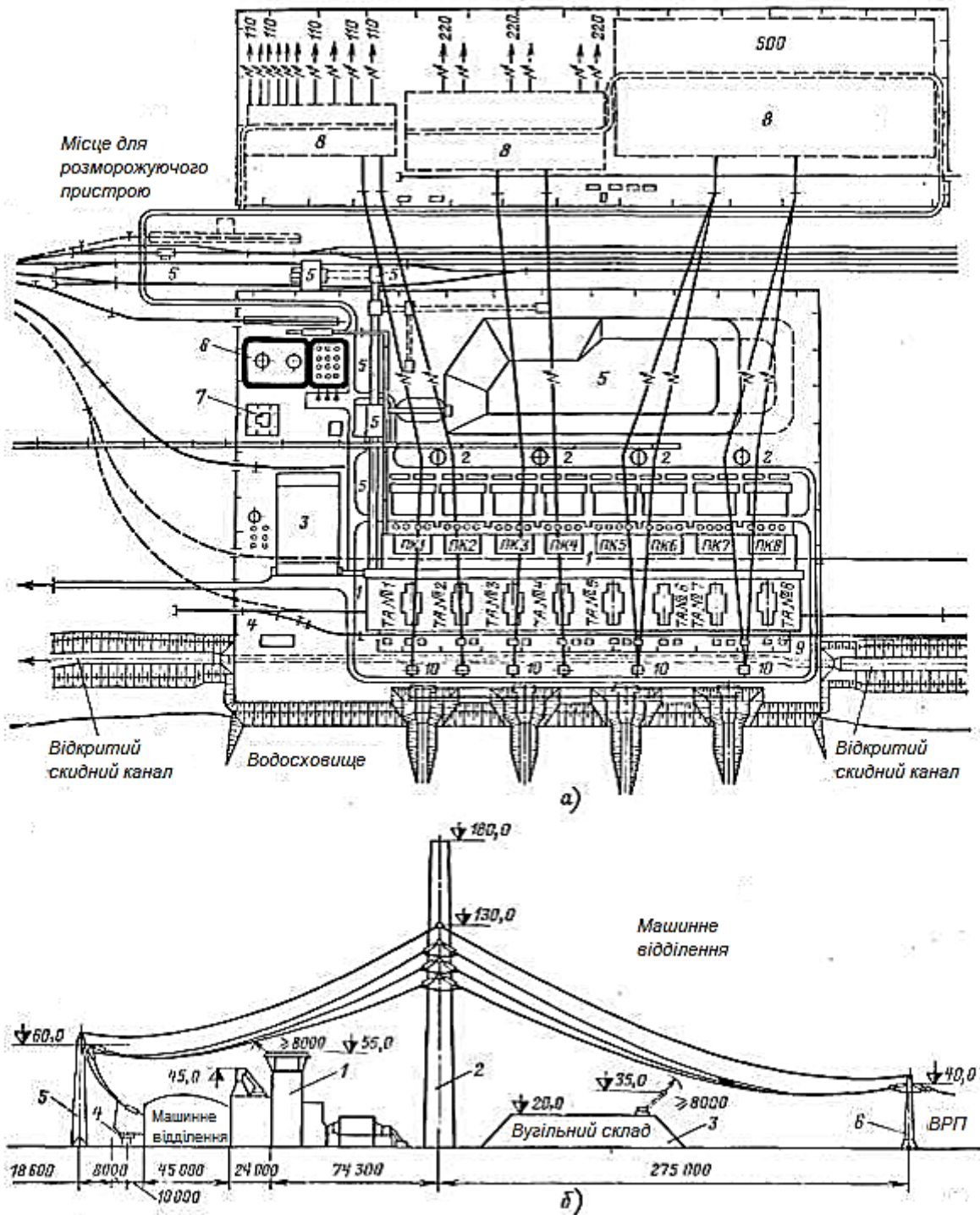


Рис. 12.6. Генплан пилувугільної електростанції 2400 МВт з розміщенням ВРП за вугільним складом [15]: а – генплан; 1 – головний корпус; 2 – димові труби; 3 – допоміжний корпус; 4 – водневі ресивери; 5 – споруди паливopодачі та паливного господарства; 6 – мазутне та олинне господарство; 7 – ацетилен-киснева установка; 8 – відкритий розподільчий пристрій 110, 220, та 500 кВ; 9 – підвищуючі трансформатори; 10 – насосні станції технічного водозабезпечення; б – перехід електричними лініями через головний корпус; 1 – головний корпус; 2 – димова труба; 3 – вугільний склад; 4 – підвищуючі трансформатори; 5 – опора; 6 – опора у відкритого розподільчого пристрою.



Рис. 12.7. Київська ТЕЦ-5.

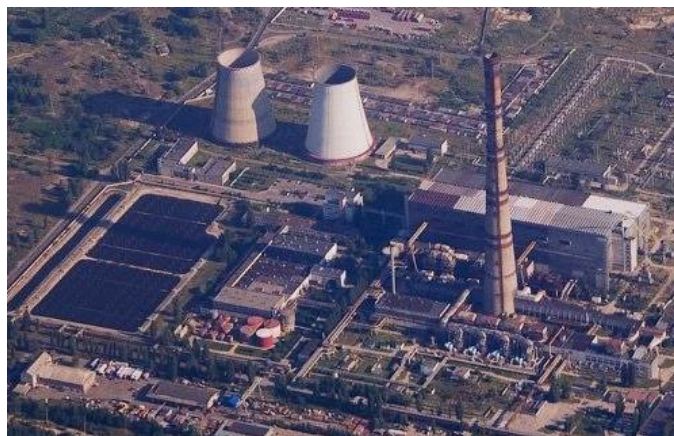


Рис. 12.8. Київська ТЕЦ-6.



Рис. 12.9. Трипільська ТЕС.



*Контрольні запитання до лекції 12.*

*1. З яких основних відділень складається головний корпус ТЕС? В чому призначення цих відділень?*

*2. Яке основне та допоміжне обладнання розміщується в турбінному відділенні?*

*3. Вкажіть яке основне та допоміжне обладнання знаходиться в котельному відділенні? Яке допоміжне устаткування котла часто розміщують поза межами котельного відділення?*

*4. Які системи технічного водопостачання на ТЕС Вам відомі? В чому переваги та недоліки кожної з систем?*

*5. Вкажіть ключові аспекти враховуються при виборі площадки для будівництва ТЕС?*

*6. Що таке генеральний план ТЕС? Вкажіть основні технологічні рішення, що приймаються при вирішенні питання взаємного розміщення споруд та будівель на генеральному плані ТЕС.*



## Лекція 13. Розподілена генерація.

**1. Розподілена генерація** (включаючи відновлювану) – одна з **актуальних тенденцій**.

**Використання переваг когенерації** - економія палива (до 36%) та скорочення викидів.

Традиційно власне виробництво електроенергії та тепла на промислових підприємствах.

Зростання ефективності, надійності і автоматизація малих установок зробили технологію доступною для університетів, госпіталів, аеропортів, тощо.

**Переваги:**

- **Ефективність, експлуатаційна гнучкість** сучасних установок малої та середньої потужності.

- **Економія втрат при передачі електроенергії.** Наближення генерації до споживача виключає втрати при транспорті.

- **Продаж електроенергії.** Забезпечує місцеве споживання електроенергії, та надає можливість її продажу в енергосистему.

- **Автономна робота у віддалених регіонах** зі слабо розвинутою інфраструктурою.

Зростаюча надійність постачання природного газу. Обмеження води у багатьох регіонах.

- **Використання з метою забезпечення безпеки у якості запасного генератора** (лікарні та центрах обробки даних).

- **Максимальна ефективність для парникових господарств.**

Електроенергія - для штучного освітлення, тепло - підтримання постійної температури, а CO<sub>2</sub> з відпрацьованих газів - добриво.

- **Охолодження у літній період за допомогою тригенерації.** Установка здатна виробляти електроенергію, тепло та холод.

- **Зниження витрат за рахунок гнучкості при використанні палива.** Можуть працювати на різних органічних та промислових газах, які утворюються у сільському господарстві та видобувній галузі, при переробці відходів, тощо.

- **Компенсація високих регіональних цін на електроенергію**

Електрична та теплова енергія, яка виробляється установками, дешевше, ніж електроенергія, що купується, та паливо для котлів, які вони замінюють.

**2. Двигуни внутрішнього спалювання (ДВС).** Найбільш розповсюджені - поршневі двигуни.

Застосовуються на транспорті та у стаціонарних установках, їх потужність - до 10 МВт.

ДВС (у простому циклі) забезпечують найвищу ефективність роботи при повному та частковому навантаженні у порівнянні з конкурентами.

Використовують два основних типи ДВС:

- Двигуни з запаленням за допомогою іскри працюють по циклу Отто. Вони використовують газоподібне або паливо, яке легко випаровується, таке як, природний газ, синтез-газ, тощо.

- Двигуни з самозапаленням палива - цикл Дизеля. Вони використовують рідке паливо, при цьому запалення відбувається за рахунок нагрівання, яке має місце при стисканні. Дизельні двигуни працюють на всьому спектрі рідкого палива. Деякі працюють у двопаливному режимі.

**3. Опис термодинамічних циклів.**

**Цикл Дизеля**

Ідеальний цикл Дизеля (рис. 13.1) складається з

- ізоентропного стискання повітря після його подачі до циліндра (a-b),

- подачі палива та спалювання при постійному тиску (b-c),

- ізоентропного розширення - здійснюється робота (c-d)

- відведення теплоти при постійному об'ємі (d-a).

**Цикл Отто.** Винахідник – Альфонс Бо де Роша.

На рис. 13.1 штрихова лінія - ідеальний цикл Отто при тому ж ступені стискання.

Відмінність – ізохоричне нагрівання  $b-c'$  у циклі Отто замість ізобаричного нагрівання  $b-c$  у циклі Дизеля.

Цикл обмежує більшу площину на  $p$ - $V$  діаграмі - за цикл виконується більша робота.

Таким чином, при однаковому ступені стискання двигун Отто має більший ККД, ніж двигун Дизеля.

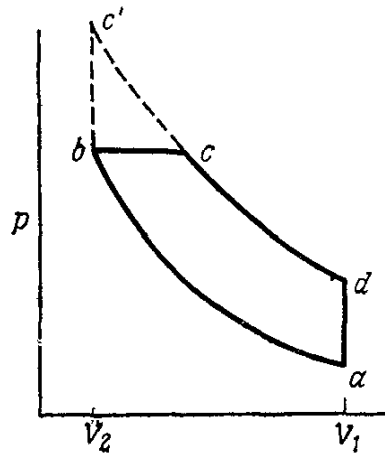


Рис. 13.1. Ідеальні цикли Дизеля та Отто

### 3. Дво- та чотирьохтактні цикли ДВС.

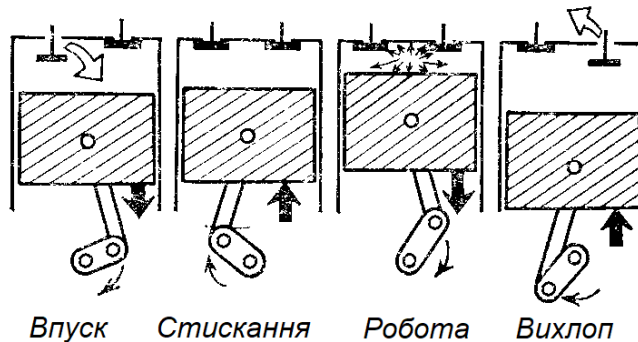


Рис. 13.2. Робота чотирьохтактного ДВС.

Більшість ДВС працюють за чотирьохтактним циклом (рис. 13.2):

1. **Такт впуску** починається при положенні поршня у верхній мертвій точці (ВМТ) та закінчується при положенні поршня в нижній мертвій точці (НМТ). Просуваючись донизу, поршень створює у циліндрі вакуум, впускний клапан відкривається та повітря, або суміш повітря та палива поступає до циліндра.

2. **Такт стискання** починається при положенні поршня в НМТ. Обидва клапани (впускний та випускний) залишаються закритими по мірі руху поршня вгору. Повітря (у циклі Дизеля) або паливо-повітряна суміш (в циклі Отто) в циліндрі стискається до незначної частки початкового об'єму. Ближче до кінця такту стискання відбувається запалення та тиск у циліндрі різко зростає.

3. **Такт виробництва роботи** (або розширення) починається при положенні поршня поблизу ВМТ та закінчується у НМТ. Гази з високою температурою та тиском, отримані у результаті спалювання, штовхають циліндр донизу, виробляючи при цьому механічну роботу. При наблизенні поршня до НМТ випускний клапан відкривається та тиск у циліндрі знижується.

4. **Такт випуску** починається при розміщенні поршня в НМТ. Випускний клапан залишається відкритим, та залишкові продукти спалювання покидають циліндр внаслідок залишкового підвищеного тиску та руху поршня вгору. При досягненні поршнем ВМТ випускний клапан закривається, та цикл повторюється знову.

У двотактному двигуні відсутні окремі такти впуску та випуску. Впуск та випуск здійснюються поблизу НМТ в процесі закінчення такту виробництва роботи та завершується невдозі після початку такту стискання.

#### 4. Впускна система двигуна.

Впускна система розподіляє повітря (цикл Дизеля) або паливо-повітряну суміш (цикл Отто) між циліндрами ДВС. Існує два типи впускної системи:

- При природному впуску повітря подається в циліндри при атмосферному тиску. Лише паливо повинно подаватись при незначному підвищенні тиску.

- Вихлопні гази двигуна розширюються у турбіні, яка приводить у дію компресор. Компресор підвищує тиск газу, який поступає до циліндрів під час такту впуску. Такий пристрій дозволяє стискати більше повітря та палива за цикл.



Рис. 13.3. Машинна зала електростанції, оснащеної ДВС.

**5. Двопаливні двигуни** - це двигуни Дизеля здатні працювати на природному газі та на рідкому паливі. Цей підхід дозволяє оптимізувати витрати та поєднати деякі переваги обох технологій.

Всі сучасні конструкції передбачають запалення за допомогою самозапалюваного рідкого палива, із подальшим підведенням енергії за рахунок спалювання природного газу. При цьому теплова ефективність суттєво перевищує 40% (LHV) при роботі переважно на природному газі, а викиди  $\text{NO}_x$  складають 1,3 г/кВт\*год або нижче.

На сьогодні доступні два основних типи двопаливних двигунів.

- Перший тип відрізняється прямою подачею сильно стисненого газу до циліндру двигуна Дизеля. Цей тип допускає при повній потужності частку газу до 95% та 5% - затравочного дизельного палива.

- У другому типі двигунів газовий клапан розміщується у впускному колекторі, при цьому стискається паливо-повітряна суміш, яка потім запалюється дизельним паливом, яке запалюється при стисканні. Цей тип двигуна дозволяє спалювати до 99% газу при повній потужності при 1% затравочного палива.

#### 6. Порівняння двигунів Отто та Дизеля.

Обидва типи двигунів бувають 4-х та 2-х тактними з природною подачею повітря та з наддувом.

Цикл Отто –  $abcd$ , цикл Дизеля з аналогічним тиском -  $ab'cd$ , цикл Дизеля з більшим піковим тиском –  $ab''c'd$  (рис. 13.4).

При однаковому ступені стискання теоретично цикл Отто більш ефективний. На практиці у двигунів Дизеля ККД вищий.



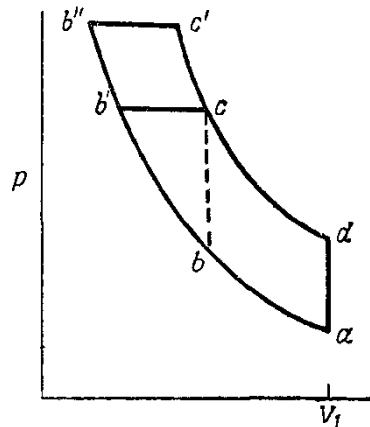


Рис. 13.4. Порівняння циклів.

- **Двигуни Дизеля зазвичай розраховані на значно вищі пікові тиски.** Лінія  $ab''c'd$  обмежує значно більшу площину, ніж графік реально працюючого циклу Отто.

У двигуні Отто стискається паливо-повітряна суміш, яка може самозапалитися, тому ступені стискання обмежені.

Також стискання паливо-повітряної суміші дозволяє використовувати лише газоподібні палива або палива, що легко випаровуються, які можуть бути рівномірно змішані з повітрям.

В двигунах Дизеля паливо подається після стискання повітря тому передчасне запалення виключене.

Максимальний ступінь стискання в двигунах Отто – 13:1, а для Дизельних двигунів - 20:1.

– У двигунах **Дизеля** зміна навантаження - зміною подачі палива. У двигуні Отто кількість паливо-повітряної суміші регулюється дросельним клапаном, який змінює тиск впуску. При малих навантаженнях середній тиск за цикл є низьким, спалювання неповне, а теплові втрати високі. Тому двигуни Дизеля більш ефективні на часткових навантаженнях.

– **Двигуни Дизеля** здатні використовувати низькосортові види палива.

- Високі ступені стискання у **двигунах Дизеля** вимагають масивних конструкцій та збільшують вартість виготовлення. Масивність деталей робить двигун Дизеля менш прийомистим.

**Локомотивний двигун Дизеля** має 16 циліндрів, важить 14 тон та розвиває тягу 1500 к.с.

**Авіаційний двигун Отто** має 12 циліндрів, важить 0,5 тони та розвиває тягу 1500 к.с.

Типова перевага у ККД двигунів Дизеля перед двигунами Отто - 10-20%. Двигуни Отто зазвичай мають потужність на 20-25% нижче ніж аналогічні за розміром Дизельні двигуни.

## 7. Порівняння ГТУ та ДВС

Порівнюємо ГТУ потужністю 4-50+ МВт та ДВС потужністю 2-18 МВт.

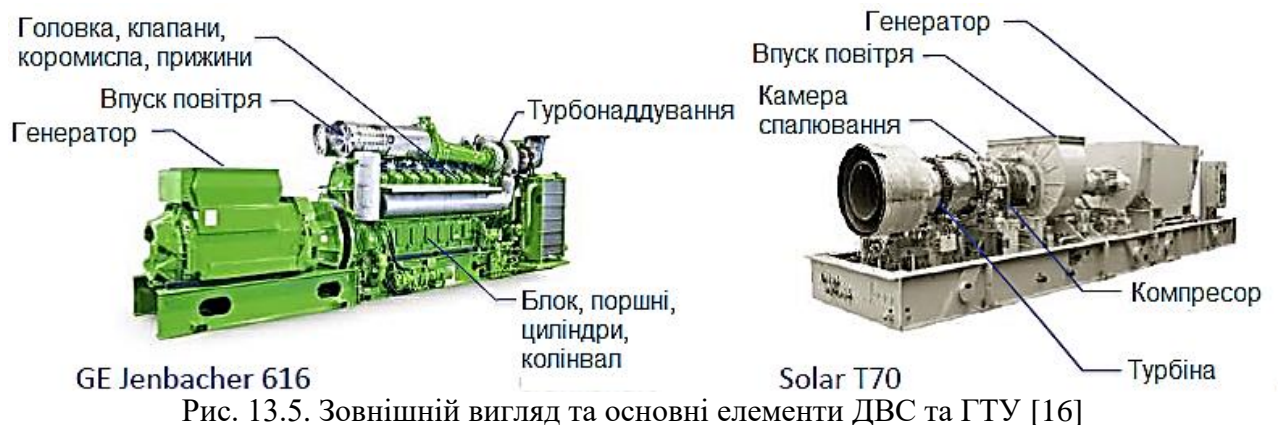


Рис. 13.5. Зовнішній вигляд та основні елементи ДВС та ГТУ [16]

**Використання ГТУ та ДВС:**

- ГТУ більш розповсюджені;
- Популярність ДВС зростає;
- Ринок ТЕЦ у США захоплений ГТУ.



Рис. 13.6. Обсяги продажів ГТУ та ДВС за потужністю [16]

#### Зайнята площа:

- Для малих потужностей ДВС та ГТУ площа подібна
- Для великих потужностей, необхідна площа для ГТУ менша ніж для ДВС

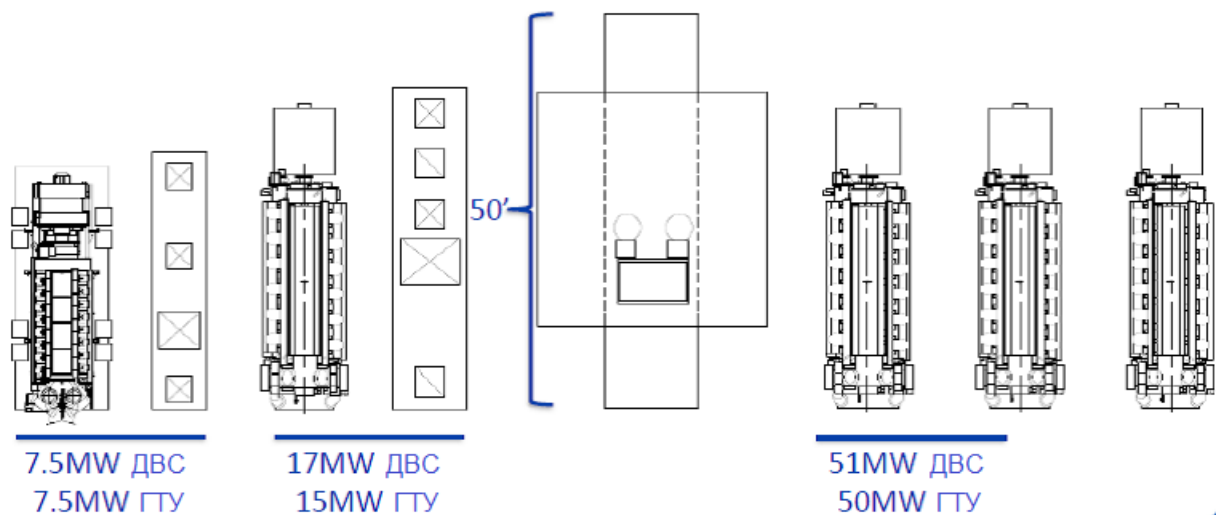


Рис. 13.7. Площа, яку займають ДВС та ГТУ у машинній залі [16].

Техніко-економічні показники для наведених вище установок (табл. 13.1):

- ККД ГТУ нижчі ніж у ДВС малої та середньої потужності.
- Виділення теплоти з вихідними газами вище у ГТУ.

Таблиця 13.1. Техніко-економічні показники ДВС та ГТУ [16]

	Потужність, МВт	Питомі витрати тепла, бто/кВт*год	Витрата вихідних газів, фунт/год	Температура вихідних газів, °F
7,5 МВт ДВС	7,5	7,400	94,000	734
7,5 МВт ГТУ	7,5	10,100	214,000	960
17 МВт ДВС	17	7,100	246,000	707
15 МВт ГТУ	15	9,700	395,000	940
3X17 МВт ДВС	51	7,100	737,000	707
50 МВт ГТУ	50	7,100	1,100,000	890

**Викиди шкідливих речовин:**

- Загалом, ГТУ демонструють менші викиди ніж аналогічні ДВС;
- Застосування селективних каталітичних реакторів може знизити викиди CO, NO<sub>x</sub> на 80-90%.

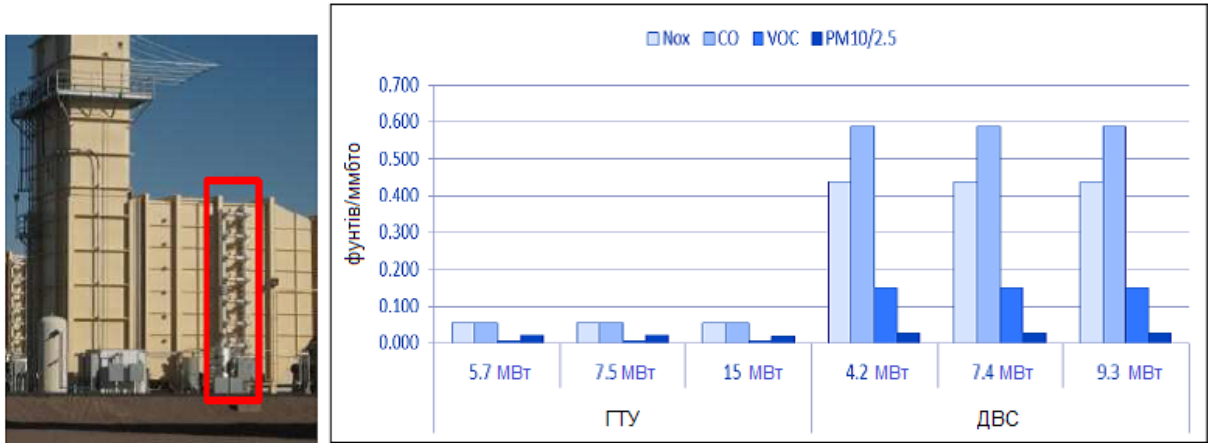


Рис. 13.8. Вигляд газоочисної установки та порівняння викидів шкідливих речовин для ГТУ та ДВС [16]

**Капітальні витрати**

- Для малих установок (<5 MW), капітальні витрати однакові для ГТУ та ДВС.
- Для великої потужності капвитрати для ГТУ нижчі.

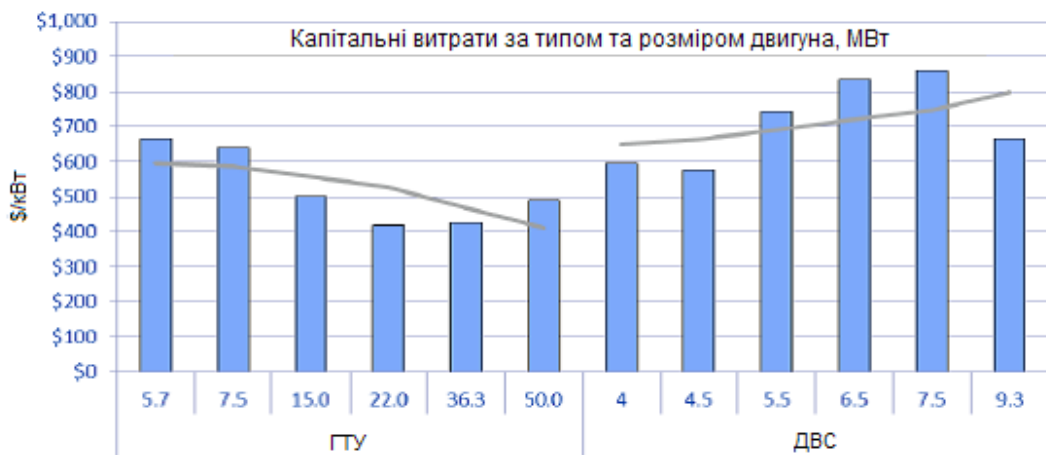


Рис. 13.9. Питомі капітальні витрати при спорудженні електростанцій на базі ГТУ та ДВС в залежності від потужності основного устаткування [16].

Результати порівняння показують, що ДВС є більш ефективними для об'єктів малої потужності, в той же час за одиної потужності устаткування більше 20МВт кращу ефективність демонструють ГТУ (рис. 13.10).

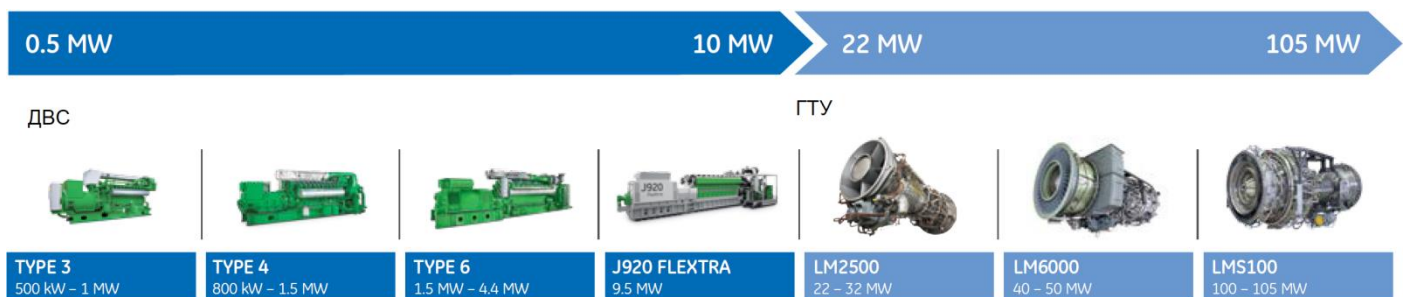


Рис. 13.10. Рекомендований ряд устаткування в залежності від одиничної потужності, GE.

**8. ТЕЦ на базі ДВС (рис. 13.11).**

Коефіцієнт використання палива - 75-94 %.

Приклад розподілу енергії спалювання газу:

- 35% - перетворюється на електроенергію.
- 18% - частина тепла продуктів спалювання перетворюється на високопотенційне тепло.
- 18% - тепло охолодження масла та циліндрів перетворюється на низькопотенційне тепло.
- 29% - втрати тепла з вихідними газами, теплові втрати двигуна та котла-утилізатора, втрати в генераторі, у системах змащування, редукторах, тощо.

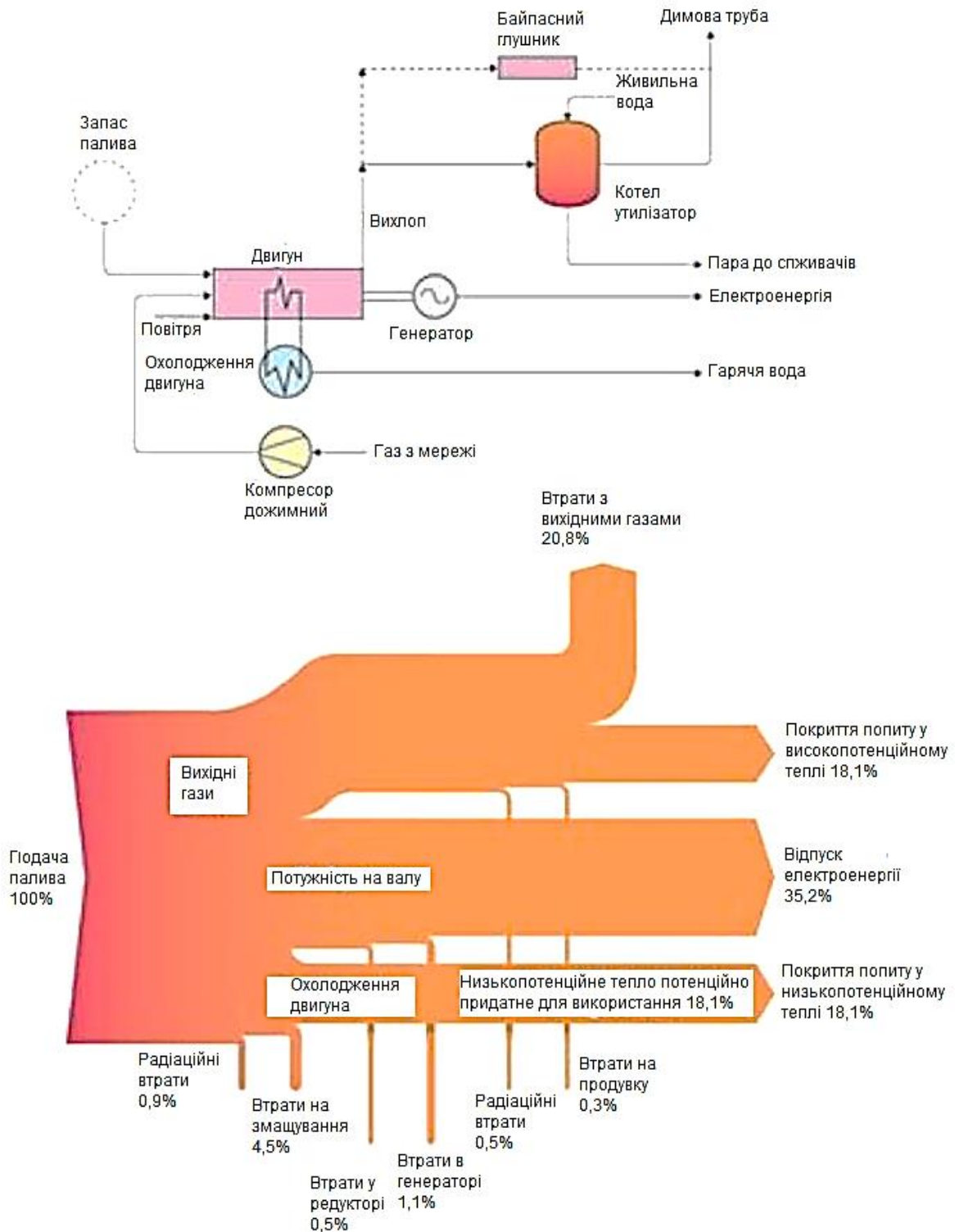


Рис. 13.11. Принципова теплова схема та діаграма теплових потоків ТЕЦ з ДВС [17]

### Використання на ТЕЦ двигунів Отто.

Менші питомі капіталовкладення ніж двигуни Дизеля.

Потужність – до 4 МВт. ККД - до 35%.

Видають менше теплоти з вихлопом та більше з системою охолодження ніж двигуни Дизеля.

Використовуються для ТЕЦ малої потужності (отримання низькопотенційної пари та гарячої води).

Утилізація тепла вихідних газів компенсує меншу ефективність двигунів Отто.

Вміст кисню у вихлопі низький для доспалювання.

**Використання на ТЕЦ двигунів Дизеля.** Двигуни Дизеля зазвичай 4-х тактні з турбонадувом та проміжним охолодженням.

Діапазон потужностей: 1 - 15 MW. Застосовуються для потужних ТЕЦ. ККД складає 35-45%. Спалювання газу при додаванні дизпалива (до 5%). Зберігається можливість роботи на дизпаливі.

Система охолодження є більш складною ніж у двигунів Отто.

Вміст кисню у вихідних газах досить високий, що дозволяє організувати доспалювання.

### 9. Комбіноване виробництво тепла та електроенергії

Для задоволення пікового попиту на тепло - котли та баки-акумулятори.

#### Переваги:

- електрична ефективність до 48 %;
- загальна ефективність (електрична та теплова) до 90 %;
- широкий діапазон електричної та теплової потужності;
- низький рівень шкідливих викидів (досконалої технології спалювання збідненої горючої суміші);
- компактна конструкція та невелика площа для установки;
- гнучкість щодо палива (природний газ, біогаз, газ з органічних відходів, вугільний та коксовий газ);
- високий рівень безпеки та експлуатаційної готовності;
- значна економія витрат в регіонах з помірними та високими цінами на енергію.

**Основні характеристики.** Газові двигуни Jenbacher (GE): 0,25-9,5 МВт.

Установка електричною потужністю 1 000 кВт та тепловою потужністю 1 250 кВт здатна задовільнити наступні потреби у теплі:

- опалювальна мережа невеликого радіусу дії – житловий район площею близько 12 500 м<sup>2</sup>;
- лікарня – близько 150 місць;
- енергозабезпечення будівель – ділянка площею близько 10 000 м<sup>2</sup>.

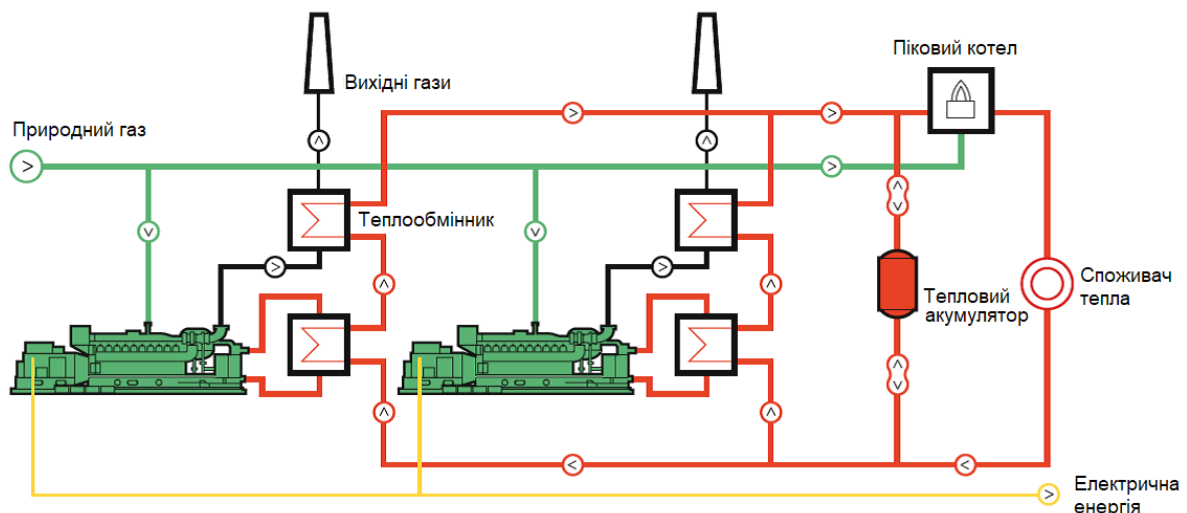


Рис. 13.12. Схема ТЕЦ з ДВС фірми Jenbacher.



## 10. Використання біогазу.

Для широкого спектру органічних відходів аграрної, харчової та переробної індустрії ферментація за умов нестачі кисню для отримання біогазу є альтернативною утилізацією.

Біогаз – суміш метану (50 - 70%) та вуглекислоти (30 - 50%).

**Процес виробництва біогазу складається з:**

- Приготування біоречовини
- Ферментації
- Очищення біогазу

Вироблена електроенергія - для власного споживання та відпуску до мережі.

Теплова енергія - для проведення ферментації та теплозабезпечення споживачів.

**Переваги.**

- Альтернативне використання біовідходів.
- Зменшення викидів парникових газів.
- Високоєфективна технологія комбінованого виробництва.
- Залишки процесу ферментації можуть бути використані як ефективні добрива.

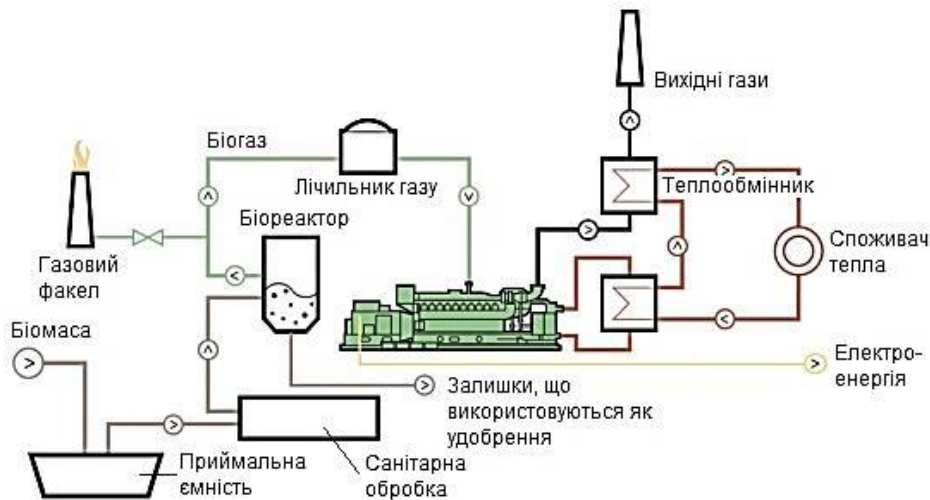


Рис. 13.13. ТЕЦ з ДВС, яка працює на біомасі.

## 11. Газові двигуни для постачання вуглекислоти (CO<sub>2</sub>) до теплиць.

Електроенергія - для освітлення та/або продажу до мережі.

Тепло - для теплозабезпечення теплиці.

Вуглекислота з вихлопних газів - у якості добрива для рослин.

При спалюванні природного газу в газових двигунах утворюється приблизно 0,2 кг CO<sub>2</sub> на кВт\*год виробленої електроенергії. Концентрація CO<sub>2</sub> у вихлопних газах двигунів - 5–6 об'ємних відсотків.

Після очистки (SCR – селективний каталітичний реактор) вихлопний газ охолоджується до 55°C.

**Переваги технології**

- загальний ККД до 95%
- незалежно від часу доби забезпечення вуглекислотою та теплом за допомогою бака-накопичувача
- додаткова економічна вигода за умов збуту електроенергії в загальну мережу
- мінімальна емісія завдяки вдосконаленій системі спалювання збідненої суміші
- підвищення надійності завдяки додатковому пристрою управління освітленням
- високий коефіцієнт використання устаткування
- мала площа установки за рахунок компактності конструкції
- висока якість CO<sub>2</sub>



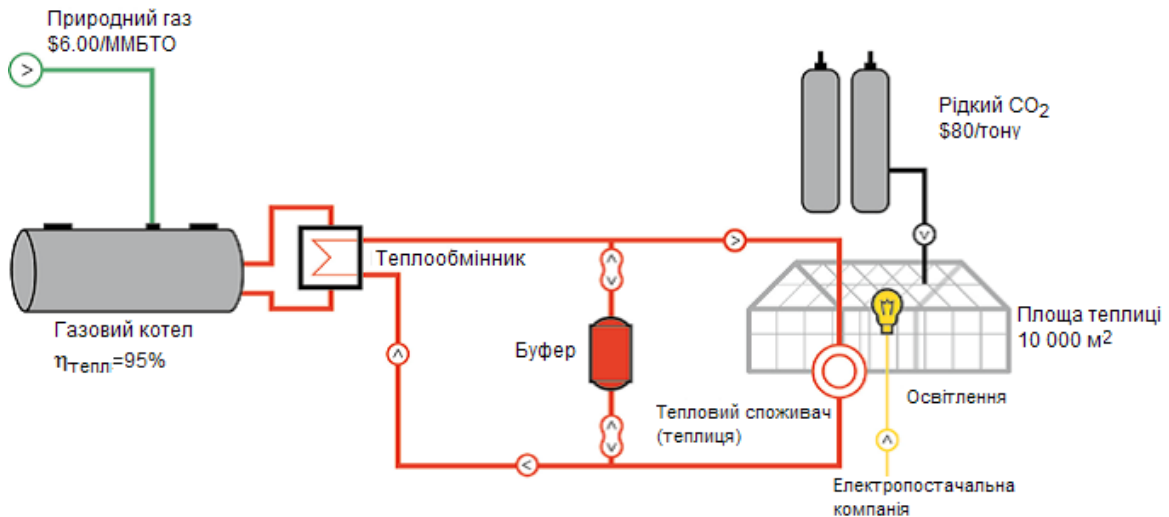


Рис. 13.14. Традиційна схема енергозабезпечення тепличного господарства.

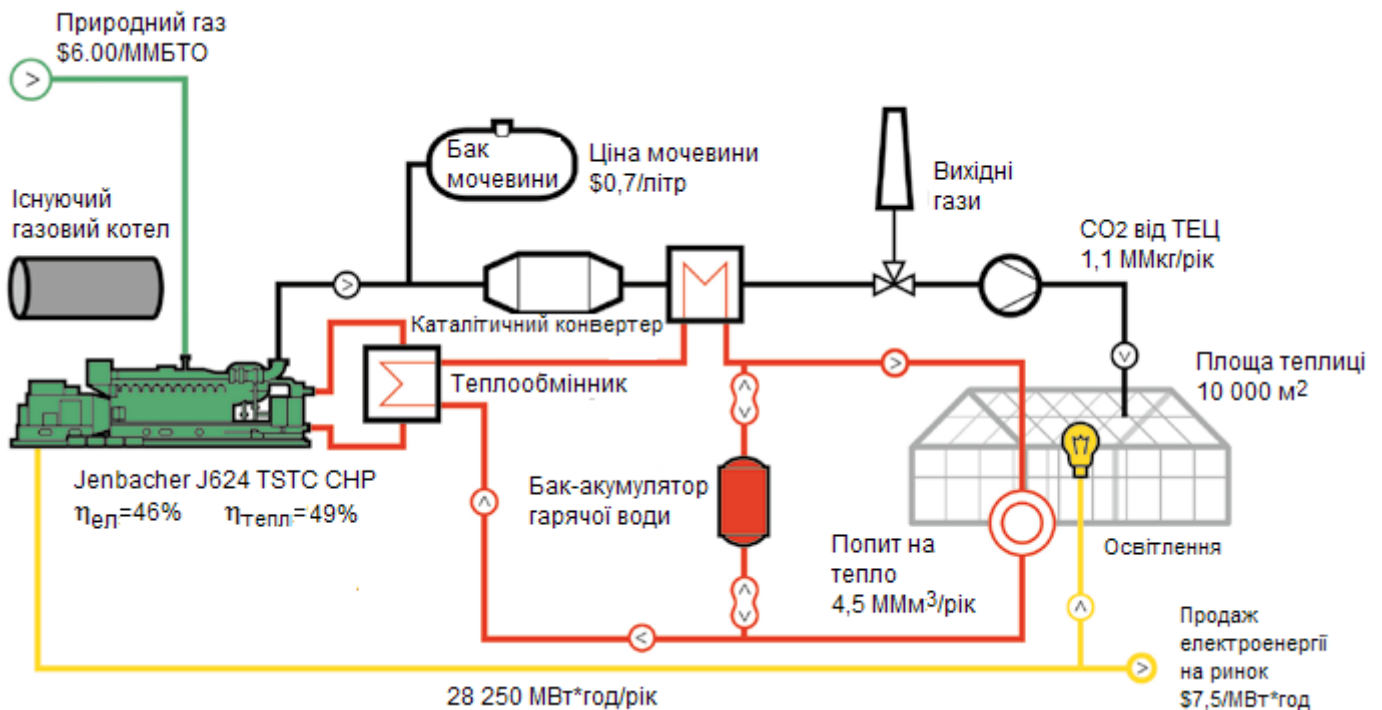


Рис. 13.15. Схема задоволення потреб тепличного господарства у енергоносіях та CO<sub>2</sub> від ТЕЦ з ДВС.

## 12. Використання вугільного газу

Емісія вугільного газу є вкрай небезпечною, оскільки може призвести до вибуху у копальні.

Зазвичай використовуються системи вентиляції з видаленням газу до атмосфери.

GE розробила спеціальну паливну систему та систему контролю двигуна, яка дозволяє спалювати вугільний газ з концентрацією метану до 25%.

### Переваги

- Стабільна експлуатація незалежно від коливань тиску газу та вмісту метану
- Загальна ефективність до 90% (комбіноване виробництва), та до 43% - конденсаційне
- Компактність устаткування з низькими вимогами щодо площі та вагою на кВт потужності
- Базовий дизайн та підтримка характеристик газу у разі необхідності
- Інтегрований блок виміру вмісту метану
- Ефективна система управління двигуном з дистанційним контролем

- Сервісний контракт
- Альтернативна утилізація вибухонебезпечного газу з використанням його у якості палива
- Підвищення безпеки видобутку вугілля (завдяки новій системі вентиляції)
- Додаткова виручка завдяки стимулюючим тарифам або проектам заміщення CO<sub>2</sub>.

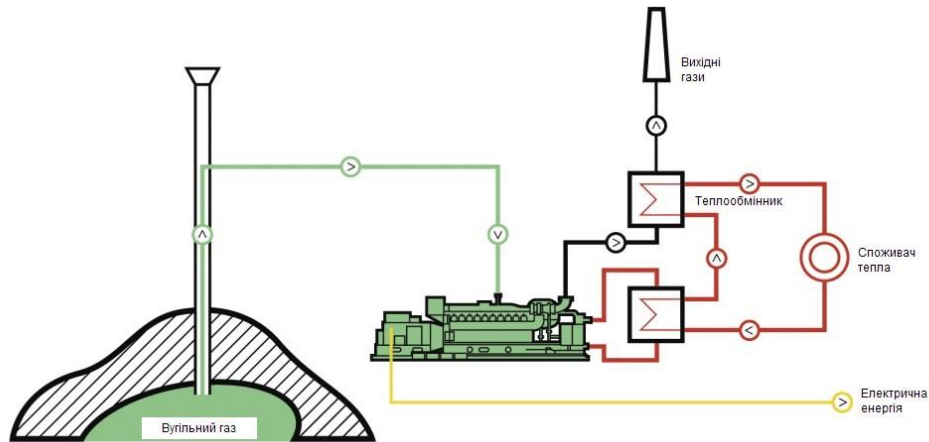


Рис. 13.16. Схема ТЕЦ з ДВС, яка працює на шахтному газі.

Контрольні запитання до лекції 13.

1. Які ключові переваги притаманні розподіленій генерації?
2. Представте ідеальний термодинамічний цикл Отто та Дизеля. В чому ключові відмінності між ними?
3. Поясніть принцип дії двигуна внутрішнього згоряння на прикладі чотирьохтактного ДВС.
4. Поясніть принцип роботи двопаливних двигунів Дизеля. В чому їхні ключові переваги?
5. Проведіть порівняння ГТУ та ДВС.
6. Які особливості застосування двигунів внутрішнього згоряння на ТЕЦ?
7. Як можна використовувати біомасові відходи для потреб ДВС?
8. Поясніть принцип технології утилізації вугільних газів за допомогою ДВС.

## Лекція 14. Мікро-генерація.

### 1. Двигун Стірлінга.

Електрична ефективність - в середньому  $\sim 20\%$  (для перспективних  $>24\%$ ).

ККД невеликих двигунів (розроблені для мінімізації витрат) - 10-12%.

Двигун Стірлінга базується на закритому циклі - тепло генерується у окремій камері спалювання.

Двигун передбачає (рис. 14.1):

- стискання у циліндрі холодного газу ( $\text{He}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{N}_2$ ),
- підведення тепла (підвищення температури та тиску газу),
- розширення гарячого газу (при розширенні виробляється механічна робота),
- відведення тепла.

Підведення теплоти - 700-750 °С. Відведення з охолоджуючою водою - 40-85°С.

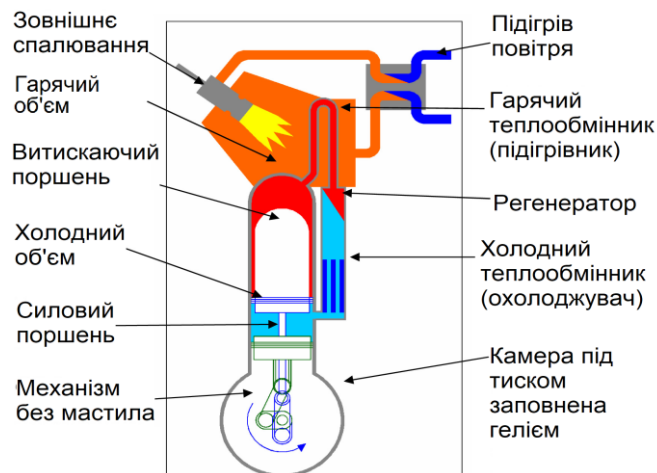
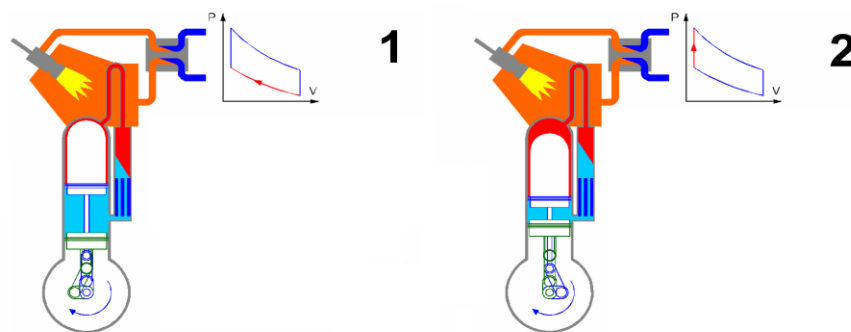


Рис. 14.1. Конструкція двигуна Стірлінга [18]

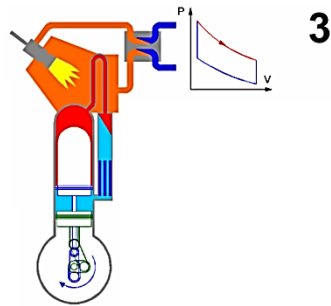
Двигун Стірлінга має два поршні в одному циліндрі (рис. 14.2, 14.3).



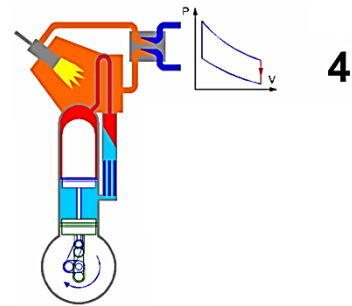
1-2: Силовий поршень рухається вгору.  
Результат: стискання газу при низькій температурі та тиску - витрата роботи.

2-3: Витискаючий поршень рухається вниз,  
переміщає газ з холодного до гарячого об'єму.  
Підвищення температури та тиску.

Рис. 14.2. PV-діаграма та процеси циклу Стірлінга [18].



3-4: Силовий та витискаючий поршні рухаються вниз. Розширення гарячого газу при високій температурі та тиску та отримання роботи.



4-1: Витискаючий поршень рухається вгору та переміщає газ з гарячого об'єму до холодного. Зниження температури та тиску.

Рис. 14.3. PV-діаграма та процеси циклу Стірлінга [18].

### Сучасний стан технології.

WhisperTech (Нова Зеландія) виробляє двигуни Стірлінга потужністю 1,2кВт (ел.) та 8кВт (тепл.) (рис. 14.4). Powergen (підрозділ E.ON у Великобританії) замовила 80 000 таких установок.



Рис. 14.4. Приклад мікро-ТЕЦ, потужність (ел) 1,2 кВт (WhisperTech).

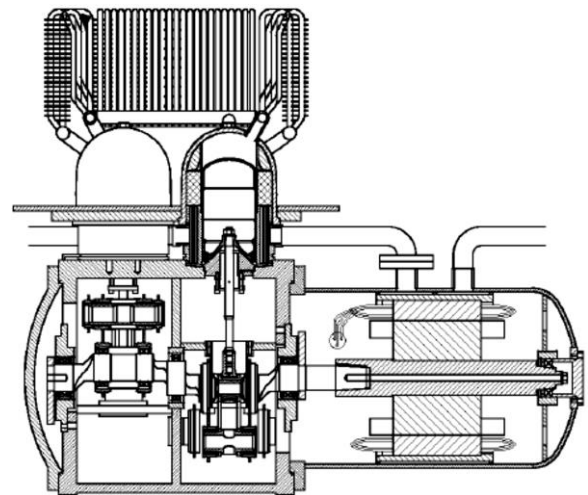


Рис. 14.5. 4-х циліндровий двигун Стірлінга SD4E, потужність (ел) - 35 кВт (Stirling DK)

ТЕЦ з двигуном Стірлінга SD4E (рис. 14.5) та установкою газифікації (Stirling DK) використовують біомасу (відходи деревини) для отримання електроенергії та тепла.

- робочий газ – гелій, мінімальний/максимальний тиск у циклі – 3/5-7 МПа;
- максимальна потужність електрична – 35 кВт;
- відпуск тепла у гарячій воді – 88,5 кВт;
- температура підведення тепла -  $700 \pm 50^\circ\text{C}$ ;
- підведення тепла до установки – 125кВт;
- маса – 2500 кг.

### 2. Паливні елементи (ПЕ).

ПЕ - електрохімічні перетворювачі типу батарейок, але з постійним підведенням реагентів. Безпосередньо перетворюють продукти реакції (водень та кисень) в електроенергію, тепло та воду.

**Властивості ПЕ:** високий ККД при будь-якому навантаженні, незначна емісія шкідливих речовин.

Кисень - з повітря, а водень - з природного газу.

Природний газ перетворюється на водень у окремому реформері або всередині збірки (у високотемпературних ПЕ).

Відсутність механічних компонентів забезпечує мінімальне ТО та тривалу експлуатацію.

ПЕ розрізняються за видом електроліту, що використовується, та робочою температурою (табл. 14.1).

Табл. 14.1. Характеристики технологій паливних елементів.

	Полімерно-електролітичні ПЕ або полімерно-електролітичні мембрани (PEM або PMFC)	Фосфорно-кислотні ПЕ (PAFC)	ПЕ з карбонатного сплаву (Molten Carbonate Fuel Cell, MCFC)	Мінерало-керамічні ПЕ (Solid Oxide Fuel Cell, SOFC)
Електроліт	фторована полімерна плівка	фосфорна кислота	розплав карбонату	зі стабілізованим ітрієм діоксидом цирконію
Робоча температура, °C	80	200	650	700-1000
КПД, %	40	40	50-60	50-60

У ПЕ з низькими робочими температурами застосовуються більш низькі вимоги до матеріалів та більш високі вимоги до газопідготовки, вони мають нижчий ККД.

Робота ТЕЦ характеризується частими пусками. У PAFC та MCFC при пуску електроліт переходить з твердого до рідкого стану, це надає перевагу використанню на ТЕЦ PEM (PEM) та SOFC.

#### **Паливні елементи з полімерно-електролітичною мембраною (PEM - PEM)**

Електроліт PEM – ультратонка полімерна плівка.

Реакція у PEM - при температурі ~80°C (можливості утилізації тепла обмежені).

Високі вимоги до якості паливна.

**Переваги:** невисокі термічні вимоги до матеріалів, висока питома потужність, здатність до швидкого холодного пуску.

**Недолік:** збільшення питомої потужності вимагає роботи під високим тиском.

Необхідність компресорів, витрат на регулювання та зниження шумів.

ПЕ PEM (при попередньому реформінгу) досягають електричного ККД ~40%.

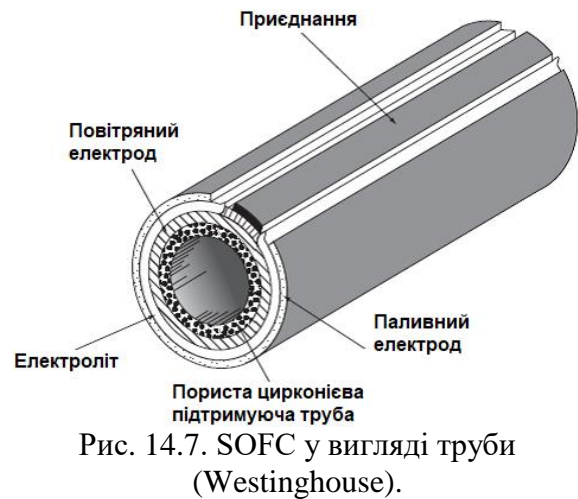
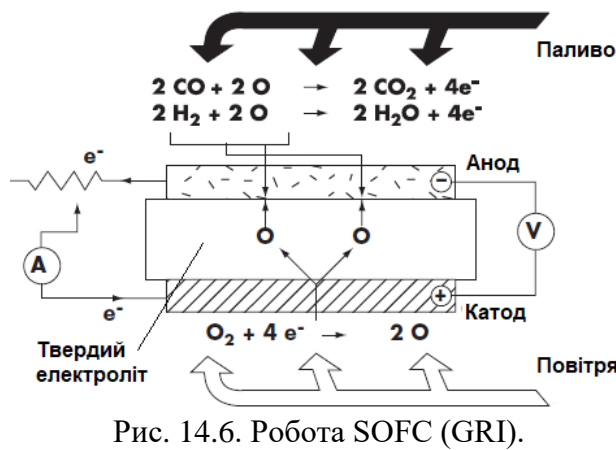
#### **Мінерало-керамічні паливні елементи (SOFC)**

ПЕ SOFC мають керамічний електроліт, здатний працювати при частих пусках.

Для початку роботи SOFC необхідно підігріти до 900°-1000°C (у перспективі <700°C).

Висока температура дозволяє використання внутрішнього реформінгу та недорогих каталізаторів (не містять коштовних металів).

Електричний ККД ~50%.



При роботі ПЕ на природному газі низькотемпературні ПЕ при малих потужностях можуть досягти сезонної електричної ефективності - 28-33%, у довгостроковій перспективі - до 36%.

Тепло виділяється з багатьох розподілених джерел, що ускладнює теплоізоляцією та утилізацію.

#### Виробники:

- Sulzer Hexis - 1кВт (ел.) SOFC установка з електричним ККД - 25-30%,
- Vaillant – мини-ТЕЦ PEMFC потужністю: 4,6 кВт (ел.) та 7 кВт (тепл.).
- IdaTech разом з RWE Fuel Cell та Buderus - 4,7 кВт (ел.) PEMFC.
- European Fuel Cell GmbH PEMFC система потужністю 1,5 кВт (ел.).



Рис. 14.7. Мікро-ТЕЦ: Sulzer (зліва), Vaillant (зправа)

### 3. Газотурбінні міні-ТЕЦ

Ключові особливості:

- рекуперація (теплота вихідних газів передається стислому повітря),
- пряме приєднання генератора,
- інвертування току.

Електричний ККД >25% та загальний ККД >70% та добрі показники ККД при неповному навантаженні.

**Переваги:** отримання більшої потужності при невеликих розмірах та масі, легкість встановлення, висока надійність та економічність ГТУ.

ГТУ (рис.7.) включає турбогенератор з рекуператором, потужністю 30 кВт, вага - 490 кг, довжина - 1,8м.

Всі деталі, що обертаються, змонтовані на одному валу.

ККД на природному газі - 26%,



Температура вихлопу - 271°C.

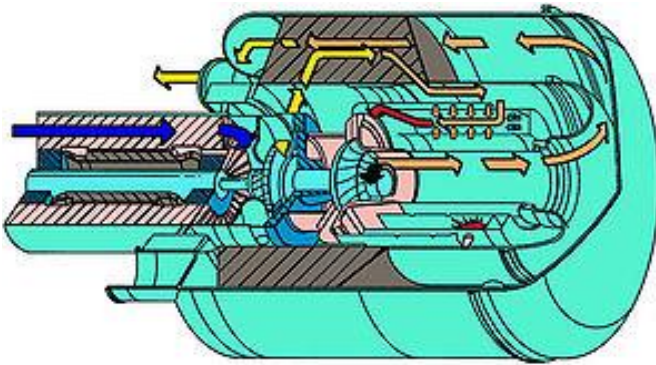


Рис. 14.8. Мікро-ГТУ 28 кВт (Capstone Turbine Corporation)

#### 4. Органічний цикл Ренкіна (ОЦР).

Принцип парового циклу Ренкіна - але органічне робоче тіло з низькою точкою кипіння. Приклади робочого тіла: фреон, ізопентан, силонове масло, тощо.

#### Порівняння з паровим циклом Ренкіна.

Дві основні відмінності (рис. 14.9):

- Форма кривої насиченої пари для води - похила, а для органічних сполук - вертикальна.

У ОРЦ пара наприкінці розширення є перегрітою.

- Різниця ентропій між насиченою рідиною та насиченою парою менша для органіки (теплота випаровування менша), менші втрати в конденсаторі.

Отже, у ОРЦ відсутня необхідність перегріву, на відміну від парового циклу. Відсутність конденсації також знижує ризик зносу турбінних лопаток.

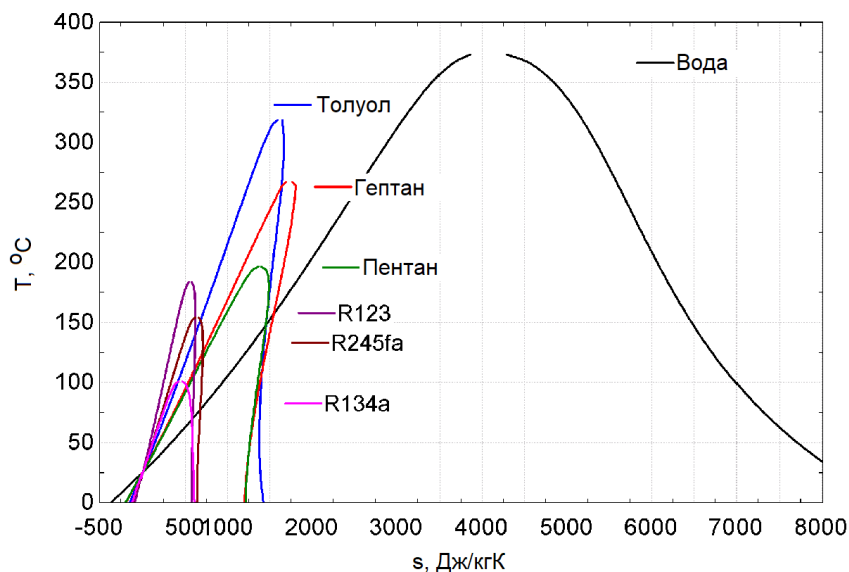


Рис. 14.9. T-s діаграма властивостей для органічних сполук та води [19]

Установка включає турбіну, конденсатор, насос та котел (рис. 14.10). Відсутній барабан - один теплообмінник підігріву, випаровування та перегріву.

Особливості використаних органічних речовин, а саме висока порівняно з водяною парою щільність, дозволяють застосовувати в установках ОЦР прості одноступеневі турбіни.

При роботі установки з ОЦР (рис. 14.12 а) рідка органічна речовина нагрівається в теплообміннику (1-2-3-4), отримана перегріта пара розширюється у турбіні (4-5), конденсується в конденсаторі (5-6-0) та стискається насосом (0-1)

Установки можуть мати рекуператор, оскільки з турбіни виходить перегріта пара (рис. 14.9).

Розширення пари в турбіні завершується в області перегрітої пари (5), тому значна частина тепла пари (5–6) може бути використана для підігріву робочого тіла.

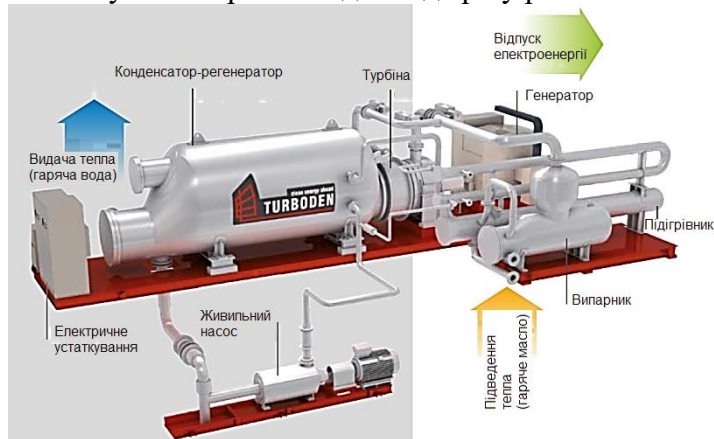
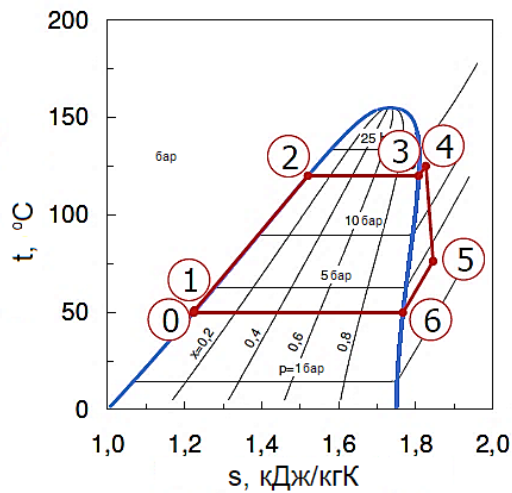
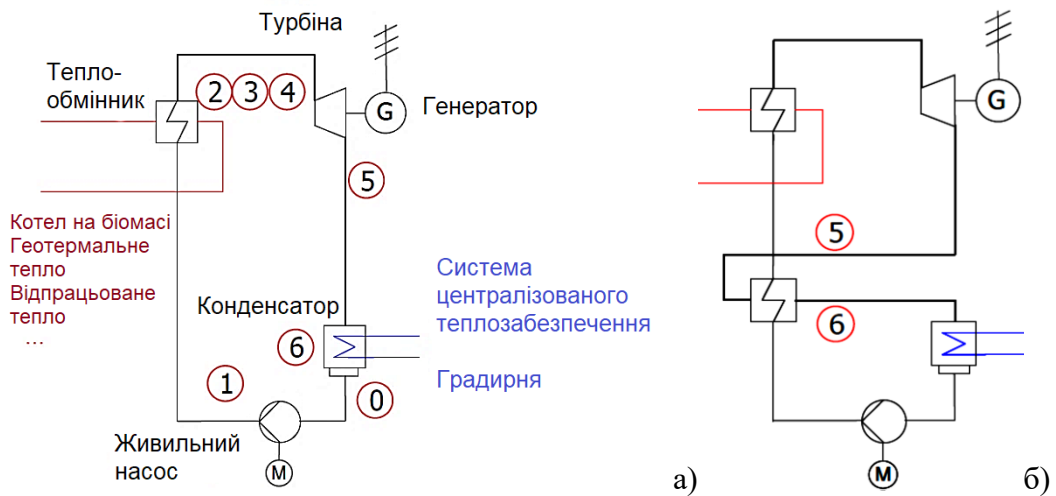


Рис. 14.10. Установка, що реалізує ОЦР Ренкіна (Turboden, MHI)



Рис. 14.11. Одноступенева турбіна, яка працює на парі органічних сполук (Siemens)



в)

Рис. 14.12. Схеми простої установки ОЦР (а), установки ОЦР з рекуператором (б) та t-s діаграма (в) роботи установок ОЦР [19]

#### Технічні переваги:

- Висока ефективність турбіни до 80%.
- використання низькопотенційної теплоти  $<400^{\circ}\text{C}$ .
- Органічні сполуки мають вищу щільність - знижує об'єм робочого тіла та зменшує розміри установки.
- Низький знос лопаток, великий діаметр турбіни, низька швидкість обертання.
- Відсутність споживання води.

#### Переваги експлуатації:

- Простий пуск-зупинка.
- Автоматизація робіт. Відсутність персоналу.
- Відсутність шуму.
- Замкнута система не потребує запасів робочого тіла, легкий контроль протікання.
- Високий ступінь готовності (до 98%).
- Можливість розвантаження до 10%.
- Висока ефективність на часткових навантаженнях.
- Низькі ремонтні витрати. Тривала експлуатація.

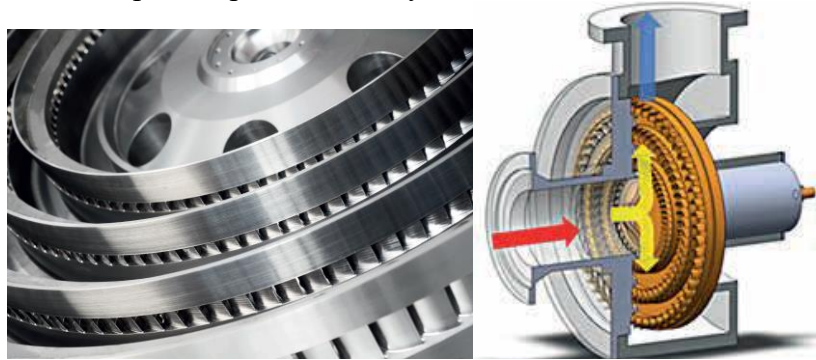


Рис. 14.13. Радіальна турбіна, що працює на парі органічних сполук (Exergy)

В установках ОЦР знайшли розповсюдження радіальні турбіни (рис. 14.13). **Переваги радіальної турбіни:**

- Потужність більше на 20% завдяки вищій ефективності.
- Низька частота обертання позбавляє редукторів.
- Простіше виготовлення лопаток.
- Вищі питомі витрати без значного зростання висоти лопаток.
- Нижча вібрація.
- Простіше та дешевше ТО.

#### 2.1 ТЕЦ на біомасі.

Теплота спалювання передається від вихідних газів до проміжного теплоносія (масла) у двох теплообмінниках при температурі від  $150$  до  $320^{\circ}\text{C}$  (рис. 14.14).

Масло спрямовується до ОЦР циклу для нагріву робочого тіла, при температурі до  $300^{\circ}\text{C}$ .

Отримана пара розширюється у турбіні, проходить через рекуператор для підігріву конденсату та конденсується при температурі  $\sim 90^{\circ}\text{C}$ .

Конденсатор слугує для виробництва гарячої води.

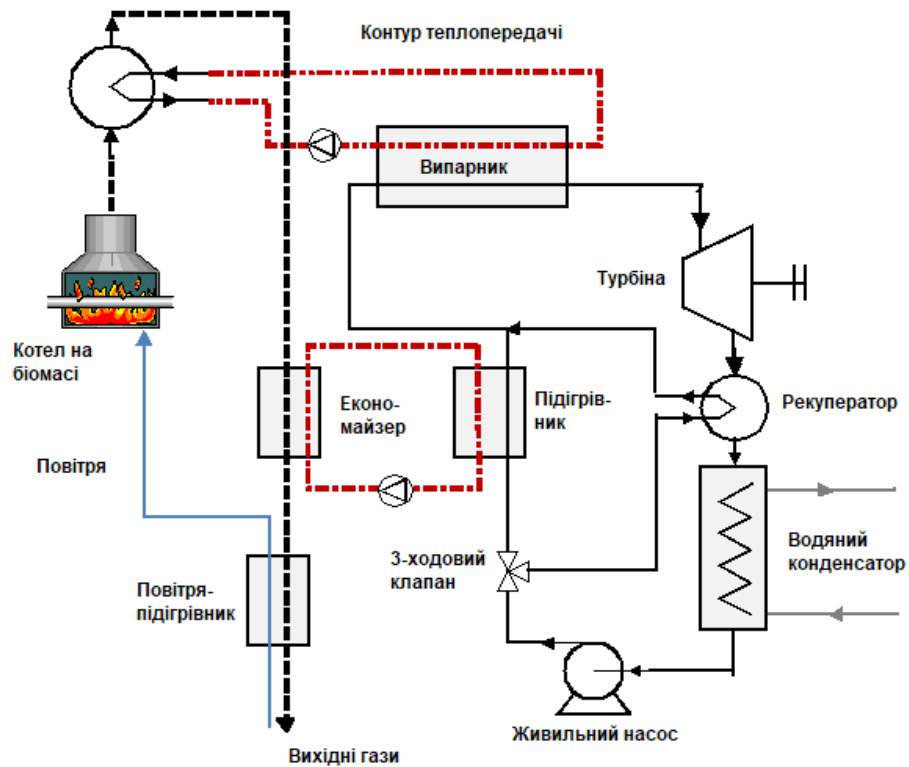


Рис. 14.14. ТЕЦ з ОЦР на біомасі [19]

## 2.2 Геотермальна енергія

Гаряча вода зі свердловини має температуру 100-200 °С.

Свердловини можуть бути глибиною у сотні метрів (декілька місяців буріння).

Витрати на буріння до 70% від капітрат на ТЕЦ з ОЦР.

Великі власні потреби - насоси споживають 30-50% виробленої електроенергії.

Особливості:

- Потужність – до 15 МВт.
- Збільшення кількості модулів дозволяє створити потужні електростанцію.
- Висока ефективність циклу.
- Низькі вимоги щодо експлуатації та ремонту.

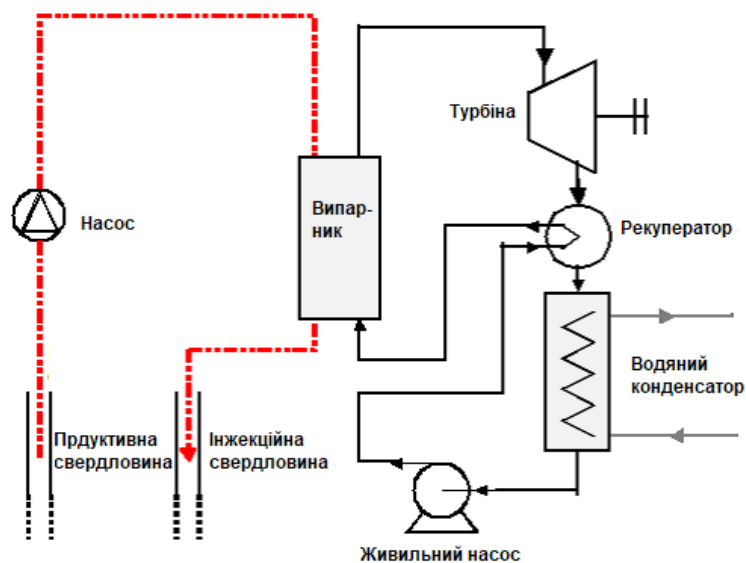


Рис. 14.15. Геотермальна ТЕЦ з ОЦР [19].

### 2.3 Сонячна електростанція.

Сонячна енергія сприймається колекторами, передається теплоносію та направляється для виробництва електроенергії.

Сонячна електростанція з ОРЦ потужністю 1MWe побудована у 2006 в Арізоні. ОРЦ модуль використовує n-пентан та має ККД 20 %. Загальний ККД - 12.1%.

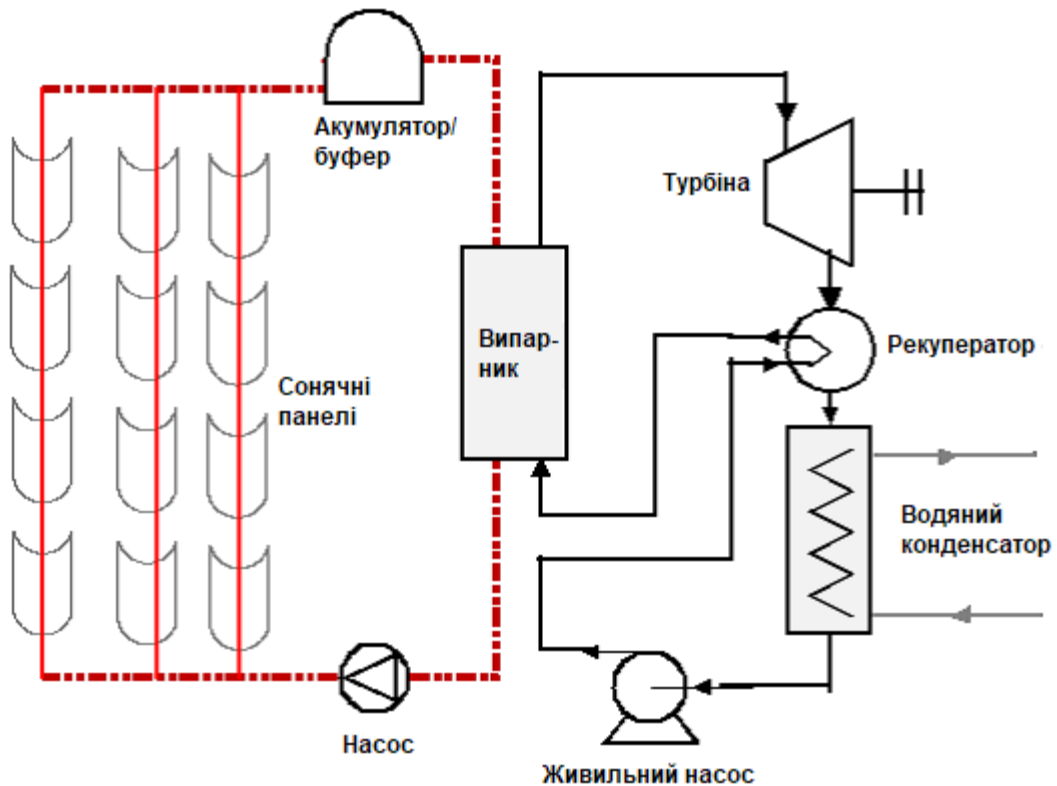


Рис. 14.16. Сонячна електростанція з ЦР [19].

### 2.4 Утилізація тепла на промислових підприємствах

Незважаючи на високий потенціал та низькі капітальні витрати (1000 - 2000 євро/кВт(е)), ОЦР установки з утилізації тепла складають лише 9 - 10% від загальної потужності ОЦР установок (набагато менше ніж частка ОРЦ установок на біомасі та геотермальній енергії).

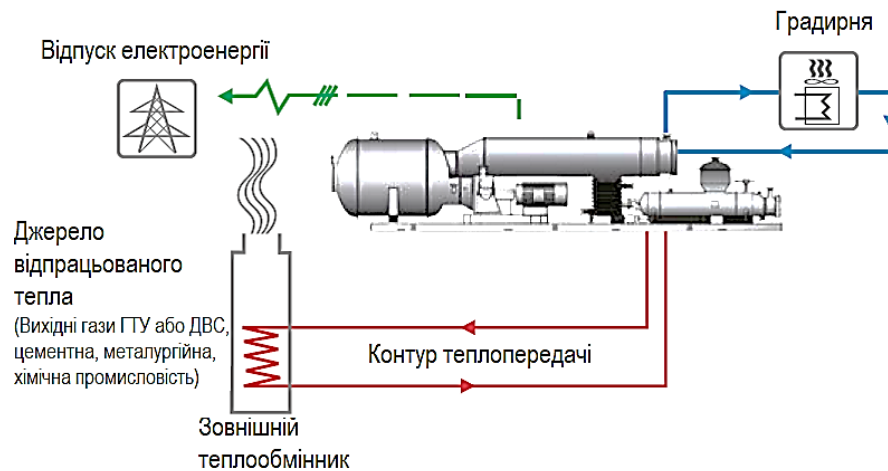


Рис. 14.17. Установка з ОЦР, яка працює на утилізованому теплі (Turboden, МНІ)



## 2.5 Використання теплоти продуктів згоряння двигунів внутрішнього спалювання.

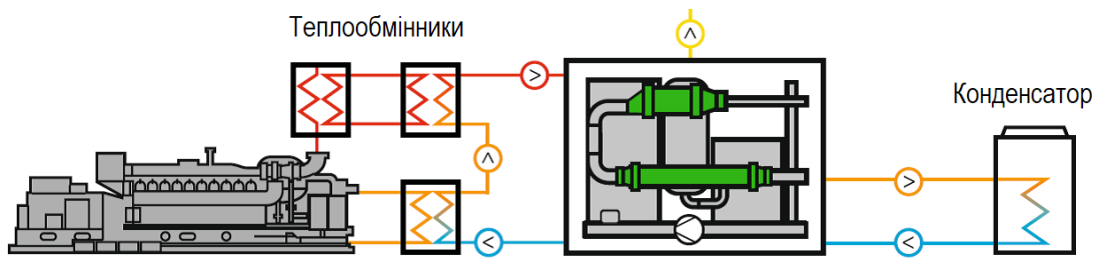


Рис. 14.18. Комбінована енергетична установка у складі ДВС та ОЦР, в якому використовується тепло вихідних газів двигуна (GE)

ДВС перетворюють на механічну енергію лише 1/3 енергії палива, залишок енергії викидається до атмосфери при температурах 400-900°C.

Підведення теплоти – 980 кВт.

Температура пароутворення – 121°C.

Ел. потужність (брутто) – 125 кВт.

### 5. Парові двигуни.

Є двигунами зовнішнього спалювання.

Вода нагрівається та випаровується у котлі під високим тиском.

При розширенні пари у циліндрах виробляється робота.

Клапани контролюють впуск та вихлоп пари.

Основні показники:

- Електрична потужність до 1200 kW;
- Витрата пари до 40 t/h;
- Тиск гострої пари - 6-60 bar;
- Протитиск до 15 bar.

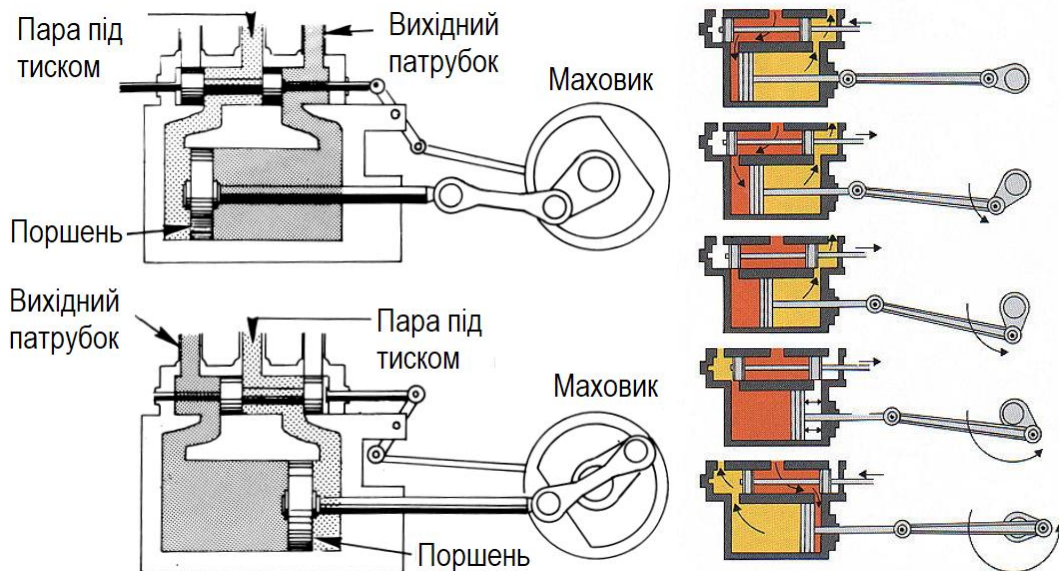


Рис. 14.19. Схема роботи парового двигуна.

### Переваги та обмеження парового двигуна

- Може запускатись при низькому тиску та при будьому розташуванні поршнів (як електродвигун)
- Тривалий термін експлуатації та низькі експлуатаційні витрати, можливість ремонту наявним персоналом на місці. Невеликі капітальні витрати
- Не потребує масла для змащування
- Придатний для тривалої експлуатації за любых погодних умов



- Не потребує будівель та інфраструктури
- Не потребує резервного джерела енергії
- Гнучкість до палива.
- Низький рівень шуму та викидів.
- Широкий діапазон регулювання. Зберігає ефективність при часткових навантаженнях
- Можливість роботи з вологою парою. Невибагливий щодо якості води.
- При потужності <1МВт відсутня конкуренція з боку парових турбін.

#### Недоліки

- Середню ефективність на рівні 18-20 %.

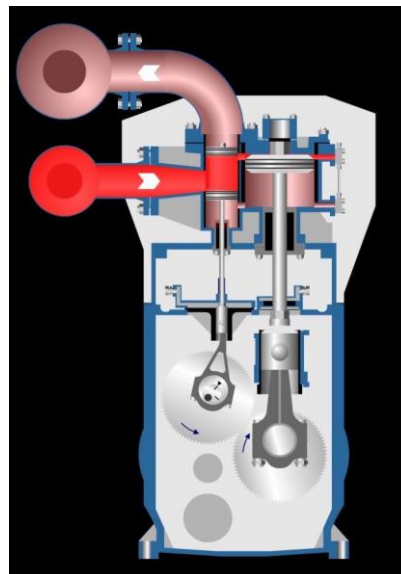
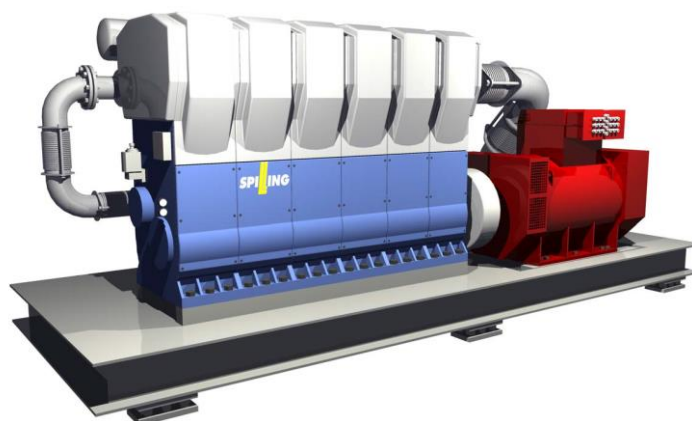


Рис. 14.20. Зовнішній вигляд та конструкція парового двигуна (Spilling Steam Power).

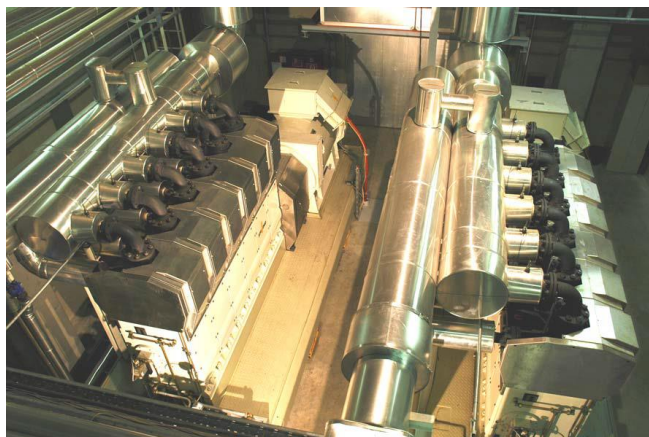


Рис. 14.21. Котел для спалювання деревини (Австрія) Утилізація вихідної пари для виробництва та сушильних печей.

Електрична потужність: 2 x 1000 kW  
 Гостра пара: 2 x 24 t/h / 60 bar / насичена  
 Тиск вихідної пари: 11 bar



Рис. 14.22. Паровий двигун електричною потужністю - 4,6 кВт та електричним ККД 17%, SteamCell (Enginon, Німеччина)



Рис. 14.23. Електростанція на лісопилці (Австралія)  
з котлом для спалювання деревини  
Ел. потужність: 425 kWel  
Гостра пара: 5,5 t/h / 34 bar / насичена.  
Тиск вихідної пари: 1,0 bar



Рис. 14.24. Двигун Lion електричною  
потужністю 3 кВт компанії OTAG  
(Німеччина)

*Контрольні запитання до лекції 14.*

1. Поясніть принцип роботи та вкажіть сферу застосування двигунів Стірлінга.
2. Вкажіть ключові особливості та приклади використання паливних елементів.
3. В чому полягають основні переваги та особливості органічного циклу Ренкіна у порівнянні з традиційним?
4. Складіть принципову теплову схему ТЕЦ, що спалює біомасу та працює за органічним циклом Ренкіна.
5. Вкажіть переваги застосування ОРЦ установок для конверсії тепла геотермальних джерел.
6. Вкажіть відомі Вам сфери застосування ОРЦ установок утилізаційного типу.

## Лекція 15. Холодильні машини. Тригенерація.

### 1. Цикл парової компресорної холодильної установки (рис. 15.1-15.2).

Холодильна установка на відміну від теплового двигуна працює за **оборотним (холодильним) циклом**.

Для охолодження використовують **легкокиплячі холодоагенти**: аміак, фреон, тощо.

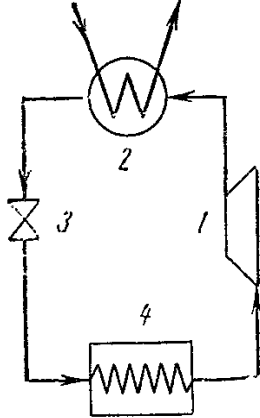


Рис. 15.1. Схема компресорної холодильної установки.

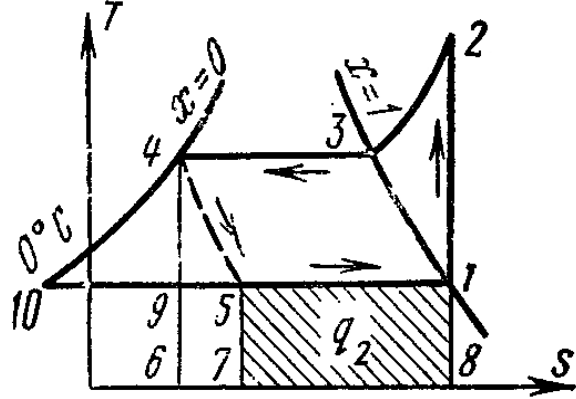


Рис. 15.2. Цикл компресорної холодильної установки.

**Схема холодильної компресорної установки** на парах аміаку ( $\text{NH}_3$ ) (рис. 15.1): 1 – компресор; 2 – конденсатор; 3 – дросельний вентиль; 4 – приміщення, що охолоджується (випаровувач).

У **компресорі 1** пара аміаку стискається по **адіабаті 1-2** до стану перегрітої пари у точці 2 (рис. 15.2).

З компресора пара спрямовується до **конденсатора 2**, де **перетворюється на рідину (процес 2-3-4)**.

Рідкий аміак проходить через **дросельний вентиль 3**, у якому дроселюється, що супроводжується **зниженням температури та тиску**. Необоротний процес дроселювання зображується умовною лінією **4-5**.

Рідкий аміак з низькою температурою надходить до **охолоджувача 4**, де, отримуючи теплоту (**процес 5-1**), випаровується та охолоджує приміщення.

**Детандер** у паровій компресорній установці не застосовується. За наявності детандера процес пішов би по **адіабаті 4-9**.

**Використання дроселя** призводить до зростання ентропії (**втрата ефективності**), але значно спрощує установку та дозволяє **легко регулювати тиск пари та температуру** в охолоджувачі.

### 2. Абсорбційна холодильна машини (АХМ).

**Абсорбція** - процес поглинання маси одного тіла іншим.

АХМ відрізняються **простотою конструкції**. **Холодильний ефект** в них досягається не за рахунок витрати механічної роботи, а **за рахунок підведення теплоти**.

Для АХМ використовують **бінарні розчини** двох тіл, які повністю розчиняються одне у одному та мають різні температури кипіння. Легкокипляча рідина використовується як **холодильний агент**, а рідина з високою температурою кипіння – як **абсорбент**.



Рис. 15.3. Діаграма стану бінарної системи [20]

**Точки перетину горизонтальних ліній з кривими AaB та AbB визначають кількісне співвідношення рідкої та газоподібної фаз.**

Наприклад, у точці 3 суміш складається з  $G'$  кг рідкої фази (точка 3') та  $G''$  кг насиченої пари (точка 3'').

При цьому виконується **правило важеля**:

$$\frac{G''}{G'} = \frac{3-3'}{3''-3}$$

**Перпендикуляр опущений з точки 3' на вісь концентрацій визначає концентрацію холодоагенту у рідкій фазі ( $C_3'$ ), а перпендикуляр опущений з 3'' – у газоподібній фазі ( $C_3''$ ).**

**Точка 1** - початковий стан суміші: максимальна концентрація холодоагенту у рідкій фазі  $C_1=C$ , температура  $t_1$ .

При **нагріванні** розчину його температура зростає по **лінії 1-2**.

У **точці 2** (крива киплячої рідини) - розчин кипить та температура утвореної сухої насиченої пари (точка 2'') дорівнює температурі рідини. Пара має значно вищу концентрацію холодоагенту  $C_2''$  (точка 2'') ніж кипляча рідина  $C_2'$  (точка 2').

При подальшому нагріванні (**лінія 2-3**) у киплячій рідині зменшується вміст холодоагенту.

**Точка 3** – робоче тіло складається з киплячої рідини (точка 3') з концентрацією  $C_3'$  та сухої насиченої пари (точка 3'') з концентрацією  $C_3''$  ( $C_3'' > C_3'$ ).  $C_3''$  та  $C_3'$  - рівноважні концентрації рідини та пари для тиску  $p$  та температури кипіння  $t_3''=t_3'$ .

**Точка 4** - холодоагент перетворюється на суху насичену пару з концентрацією -  $C_4''$ . Кипляча рідина має концентрацію  $C_4'$  та рівноважна із сухою насиченою парою.

При подальшому підведенні теплоти (**точка 5**) буде відбуватись перегрів пари.

Якщо у теплообміннику, розташованому у приміщенні, що охолоджується, утворюється насичена пара з високою концентрацією  $C_2''$  (точка 2''), то ця пара знаходиться у рівновазі з киплячою рідиною, з концентрацією  $C_2'$  (точка 2').

З іншого боку, якщо у приміщення подати розчин з меншою концентрацією  $C_4' < C_2'$ , який кипить при температурі  $t_4$  (точка 4'), ця пара (точка 2'') є переохолодженою по відношенню до нового розчину. Тому при їх контакті починається поглинання (абсорбція) пари рідиною.

При цьому теплота конденсації буде відводиться при температурі рідини  $t_4$ , більш високій ніж температура пари  $t_2$ .

**В результаті відбувається перехід теплоти від тіла менш нагрітого (пара високої концентрації) до тіла більш нагрітого (рідина низької концентрації).**

Температура кипіння бінарного розчину при даному тиску залежить від концентрації розчину.

**Діаграма стану** - зображення властивостей бінарних систем, по осі абсцис - концентрація холодоагенту ( $C$ ), по осі ординат – температура ( $t$ ) (рис. 15.3).

**Точка А** - температура кипіння абсорбенту.

**Точка В** – температура кипіння холодоагенту.

**Крива AaB** - лінія кипіння розчину – нижче рідина.

**Крива AbB** –лінія конденсації сухої насиченої пари – вище перегріта пара.

Між лініями **AaB** та **AbB** - співіснування обох фаз.

**Підвищення відносного вмісту холодоагенту у рідкій фазі завжди викликає зростання його відносного вмісту і в парі.**

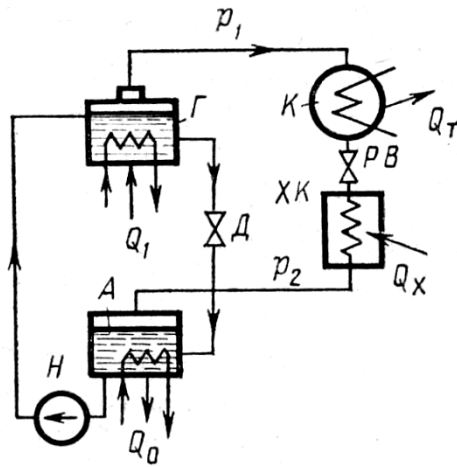


Рис. 15.4. Принципова схема АХМ [21].

Холодна паро-рідинна суміш спрямовується до **холодильної камери ХК**. У ХК аміак, віднімає теплоту від продуктів, що охолоджуються, кипить при постійному тиску  $p_2$ , зберігаючи незмінною свою температуру.

Утворена пара аміаку відводиться до **абсорбера А**, де поглинається абсорбентом. Поглинання пари аміаку водою (збіднений розчин аміаку) супроводжується підвищенням температури (екзотермічна реакція) та зниженням поглинальної здатності. **Температура перевищує рівень оточуючого середовища  $T_0$  та теплоту  $Q_0$  від А можна відводити проточною водою.**

Концентрований **розчин**, що утворюється у абсорбері **насосом Н** відводиться до генератора **Г**.

Після випаровування у генераторі збіднений розчин через **дрель Д** поступає до абсорбера **А**.

**Тобто: тиск середовища підвищується насосом (а не компресором), розділення бінарної суміші – за рахунок подведення тепла, відведення тепла - при температурі вище  $T_0$  оточуючого середовища.**

#### 4. Абсорбційні бромістолітєві (LiBr) холодильні машини (рис. 15.5).

У **генераторі** розчин броміду літію у воді нагрівається від зовнішнього джерела для отримання водяної пари.

Отримана пара поступає до **конденсатора**, де конденсується, віддаючи тепло охолоджуючій воді.



Рис. 15.5. Спрощений цикл АБХМ (Thermax).

Після конденсації рідкий холодагент (вода) поступає до **випарника**, де, випаровуючись, відбирає тепло у води, що охолоджується (н-д, системи кондиціонування).



Після випаровування водяна пара поступає до **абсорбера**, сюди ж з генератора подається концентрований розчин броміду літію (з низьким вмістом води).

У **абсорбері** концентрований розчин поглинає холодоагент (водяну пару) та стає розбавленим. Завдяки цьому у блоці випаровувач-абсорбер підтримується низький тиск.

Збіднений розчин броміду літію перекачується **насосом** назад до **генератора**, та цикл починається знову.

**Бромісто-літієві** холодильні машини використовують для виробництва охолодженої води температурою до  $4,5^{\circ}\text{C}$ ,

**Водно-аміачні** – для отримання відємних температур до  $(-55\dots 60^{\circ}\text{C})$ .

### 5. Тригенерація.

Тригенерація (ССНР - Combined Cooling Heat and Power) - перетворення палива одночасно у три енергетичних продукти: електроенергію, тепло та холод.

**Тригенерація** - розвиток когенерації додаванням холодильної установки - частина тепла використовується для охолодження води за допомогою абсорбційної холодильної машини (АХМ).

На рис.6 наведені два підходи до виробництва охолодженої води:

- за допомогою компресора з електроприводом
- тригенераційної системи з АХМ.

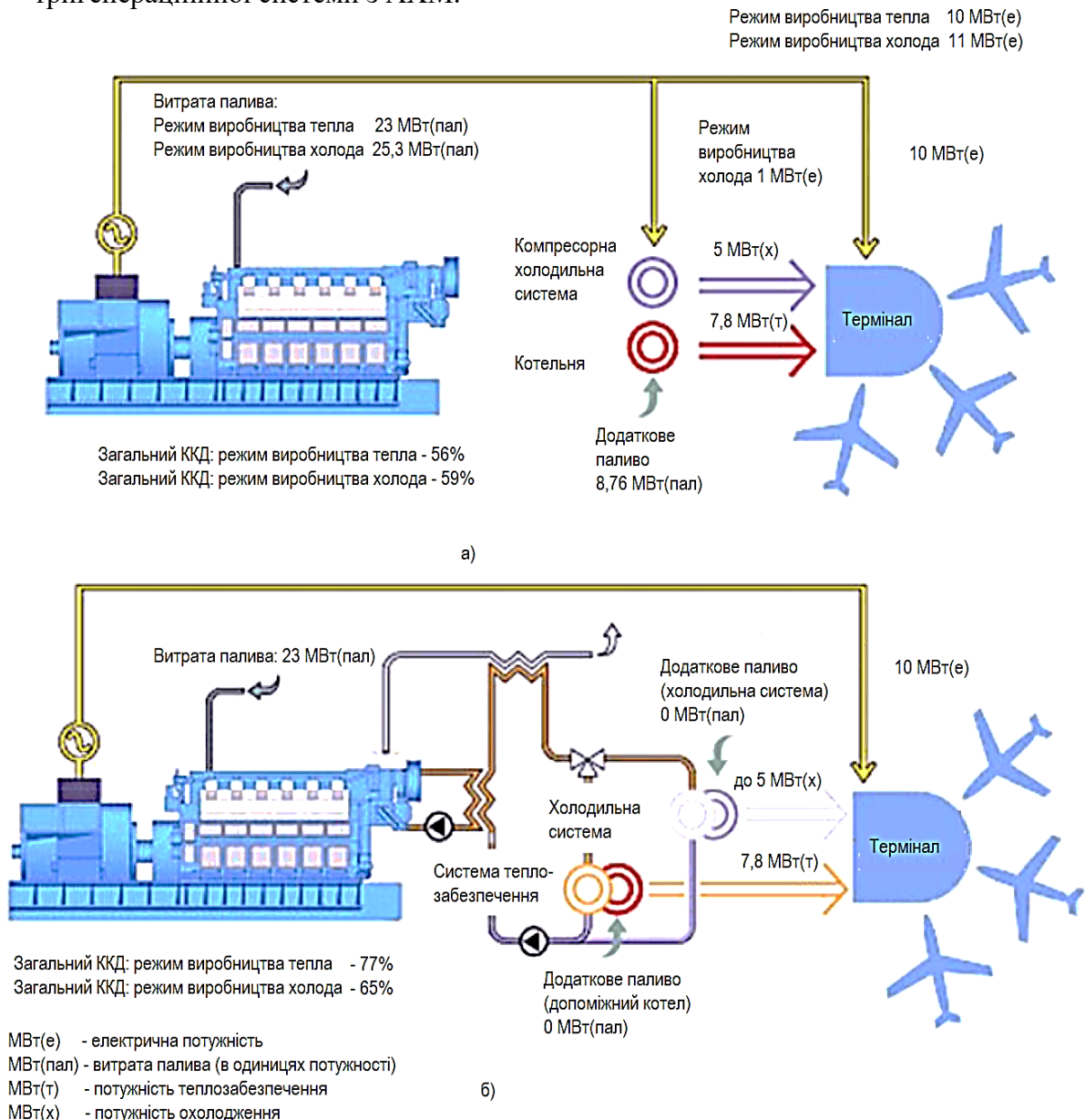


Рис. 15.6. Порівняння роздільного виробництва та тригенерації для крупного аеропорту



Додаткова маневреність тригенераційних установок досягається установкою пікових потужностей – компресорних холодильних установок та водогрійних котлів.

Теплота пари або гарячої води, вироблена у КУ з ГТУ або газопоршневим двигуном використовується (рис. 15.7):

- у АХМ для кондиціонування;
- для теплозабезпечення.

Для управління встановлюється регулятор.

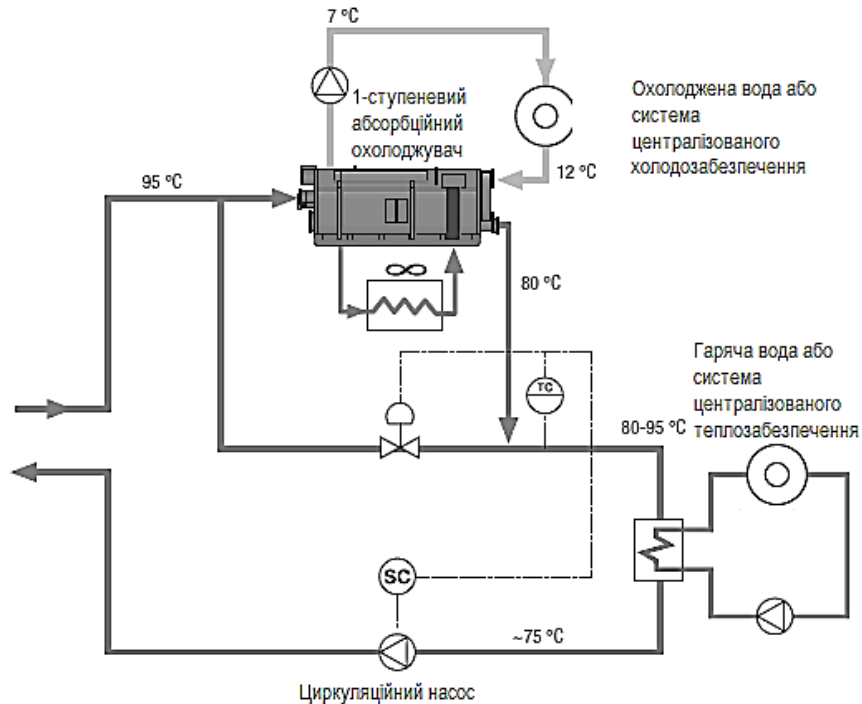


Рис. 15.7. Схема приєднання АХМ у тригенераційній установці (WÄRTSILÄ).

**Річні піки споживання енергії на кондиціонування та опалення не співпадають**, тому потік утилізованої теплоти, який не використовується для опалення у літній період можна корисно використати у системі кондиціонування. В результаті значно зростає коефіцієнт використання потужності устаткування (мал.8).

Для мінімізації капітрат у системах кондиціонування повітря за рахунок АХМ зазвичай покривається 70% від пікової потужності охолодження. Інші 30% забезпечуються резервними компресорними установками.

**Приклади використання тригенерації:** пивоварні, офісні, торгівельно-розважальні та спортивно-оздоровчі комплекси, аеропорти та лікарні.

Використання тригенерації для охолодження стає **ефективним вже при площі приміщення 300-400м<sup>2</sup>** та більше.

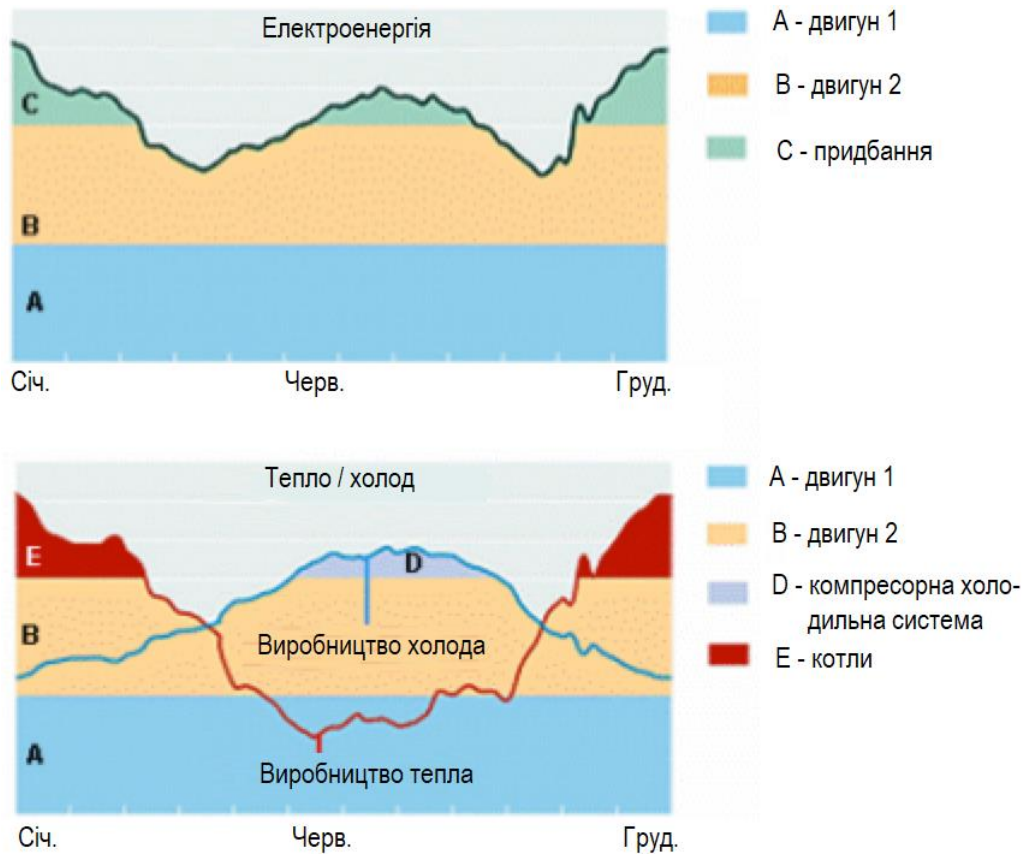


Рис. 15.8. Оптимізація роботи протягом року за рахунок тригенерації (WÄRTSILÄ)

### 6. Переваги тригенерації по відношенню до роздільного виробництва:

- Основна перевага тригенерації - **виробництво тієї самої кількості енергоресурсів за рахунок значно меншої кількості палива**, ніж у випадку роздільного виробництва електроенергії та тепла. ККД тригенераційної установки - в середньому 90%, при тому ККД є стабільним протягом всього року. Ефективність роздільного виробництва значно нижча, так при самостійній роботі АХМ КПД складає 50-60%.

- Джерелом енергії для АХМ слугує тепло, що дозволяє **використовувати скидну теплову енергію**.

- **АХМ екологічно безпечні**, не використовують у роботі холодоагентів, які руйнують озоновий шар (фреони, що містять хлор).

- Тригенераційна електростанція **надійна, компактна, встановлюється у стислі терміни**.

- На відміну від компресорної установки в АХМ **не використовуються компресори**. Тому установка має низький рівень шуму та вібрації, проста та надійна в експлуатації.

- **АХМ може працювати і незалежно від двигуна** (тепло підводиться від пальників). При втраті електрозабезпечення можна використовувати аварійні генератори малої потужності, так як у АХМ споживання електроенергії значно нижче, ніж у компресорних машин.

- Недолік - **суттєві капіталовкладення**, більші габарити та маса установки.

*Контрольні запитання до лекції 15.*

1. Наведіть теплову схему компресорної холодильної установки та поясніть її принцип роботи.

2. Поясніть особливості функціонування абсорбційних холодоагентів.

3. Складіть принципову теплову схему абсорбційної холодильної машини та прокоментуйте роботу її елементів.

4. Що таке тригенерація? Наведіть сфери застосування тригенерації. В чому полягають переваги тригенерації у відношенні до роздільного виробництва?

## Лекція 16. Особливості розвитку електроенергетики в ринкових умовах

Експлуатація та розвиток потужностей з виробництва електроенергії тісно пов'язані із динамікою як суто енергетичних ринків, так і темпами розвитку економіки в цілому.

Основним фактором, що визначає розвиток виробничих потужностей, є динаміка попиту на електроенергію. Обсяги виробництва електроенергії залежать від обсягів виробництва галузей економіки та енерговитратності виробництва.

Суттєвим внутрішньогалузевим фактором, який впливає на розвиток генеруючих потужностей, є дефіцит потужностей з передачі електроенергії від електростанцій до кінцевих споживачів. Досвід роботи енергосистеми України, а саме наявність обмежень на об'єми виробництва електростанцій, зокрема обмеження видачі потужності Запорізької АЕС з 6000 до 5300 МВт, вказує на необхідність врахування наявних обмежених потужностей з передачі вже на стадії оптимізації генеруючих потужностей.

Основними складовими, що визначають рівень витрат на виробництво електроенергії, є динаміка цін на енергетичне паливо, що на сьогодні тісно пов'язана з тенденціями світового ринку, та доступність високоефективних технологій виробництва. Новим суттєвим фактором, у цьому контексті, виступають платежі за забруднення навколишнього середовища.

Ключовим фактором експлуатації та розвитку генеруючих потужностей є забезпечення надійності виробництва електроенергії. Виконання цього завдання вимагає вживання як організаційних, так і технологічних заходів, зокрема забезпечення оптимальної структури генеруючих потужностей, стимулювання виробників щодо участі у маневруванні, та забезпеченню резерву, тощо.

Новим для енергетичного сектору але не менш важливим фактором є вплив ринкових умов роботи галузі на експлуатацію та розвиток генеруючих потужностей. Реструктуризація і приватизаційні процеси призводять до зміни умов та пріоритетів роботи виробників, вимагаючи застосування нових методів математичного моделювання їх поведінки.

### 1.1. Організація діяльності електроенергетики

Ще у 80-ті роки минулого сторіччя електричні сектори майже скрізь були організовані як вертикально інтегровані регіональні монополії. Ці підприємства мали високі експлуатаційні витрати та здійснювали значні інвестиції у будівництво нових генеруючих потужностей, що в результаті приводило до високих роздрібних цін.

Піонером у ринкових перетвореннях в електроенергетиці стала Великобританія. Поштовхом для реструктуризації галузі стала поява нових технологій генерації – високоефективних ПГУ та надходження на ринок природного газу за низькою ціною.

Досвід реструктуризації та приватизації в Англії та Уельсі розглянуто у роботі [22].

Управління всіма генеруючими потужностями та передачею електроенергії здійснювала державна монополія SEGB. Дванадцять обласних управлінь були регіональними монополіями у секторі розподілу електроенергії.

Реформування було розпочато 31 березня 1990 року, SEGB було поділено на чотири компанії, був створений ринок єдиного покупця електроенергії - Пул. Була проведена приватизація двох теплових генеруючих компаній та Національної мережі електропередачі.

Наслідки перетворення:

- Продуктивність праці в приватизованих компаніях зросла більш ніж вдвічі.
- Відбувся перехід від вугілля до природного газу. Після приватизації частка виробництва на основі природного газу зросла з 1 до 23%.
- Були побудовані 9,5 ГВт генеруючих потужностей на основі ПГУ – 20 % пікового попиту енергосистеми, при цьому, внаслідок зниження цін на рику, попит збільшився на 6,5 %.
- Паливна складова для ТЕС (у розрахунку на кВт·год) знизилась на 45 %, для АЕС – на 60 %.
- Загальні витрати (у розрахунку на кВт·год) знизились на 50 %, при цьому ціни на Пулі впали на 20 %, що відображало нестачу конкуренції.

- Персонал вугільної галузі було скорочено з 250 тис. до 7 тис. осіб. Галузь була приватизована.

- Плани будівництва АЕС були відмінені. Більш сучасні АЕС були продані у складі British Energy, інші АЕС та переробка палива, залишилися у державній власності.

Основними джерелами економії (8,8 млрд фунтів стерлінгів) стали припинення дорогої програми розвитку ядерної галузі та перехід від дорогого британського вугілля до дешевшого природного газу.

Прямі витрати склали 2,8 млрд фунтів стерлінгів, які включають витрати на реструктуризацію компаній, значне резервування коштів та виплату дострокових пенсій.

Аналіз доцільності та ефективності переходу від вертикально інтегрованих до ринкових моделей управління наведено в [23, 24].

На сьогодні електроенергетика всіх розвинутих країн у тому чи іншому ступеню охоплена ринковими перетвореннями.

### 1.1.1. Типи ринкових структур

Забезпечення споживачів електроенергією складається із послідовності виробництва, передачі та постачання електроенергії кінцевим споживачам. В залежності від того, які з означених секторів галузі охоплені ринковими перетвореннями, ринки електроенергії можуть бути об'єднані у наступні групи.

*Інтегрована модель* передбачає, що в усіх секторах галузі (виробництво, передача, розподіл) функціонує регульована монополія (рис. 16.1). При цьому, і виробництво, і передача, і розподіл електроенергії на виділеній, як правило, значній території відносяться до відповідальності однієї фірми. Для запобігання завищення цін та необґрунтованих інвестиційних рішень, відповідні регулюючі органи затверджують тарифи на електроенергію та плани розвитку електроенергетичних підприємств за принципом: витрати плюс встановлений рівень рентабельності. Піку розвитку подібна модель управління набула в державних енергетичних об'єднаннях СРСР, Франції, тощо, які охоплювали територію всієї країни, в інших країнах, зокрема США, вертикально інтегровані компанії мали приватних власників та діяли на значно менших територіях, наприклад, певного штату. Перевагами підходу є добра керованість, висока, порівняно з іншими моделями, впевненість у окупності інвестицій, можливість концентрації ресурсів для реалізації великих проектів. Недоліком подібної схеми, є закладений в її основі стимул до надмірного інвестування та відповідного завищення цін.

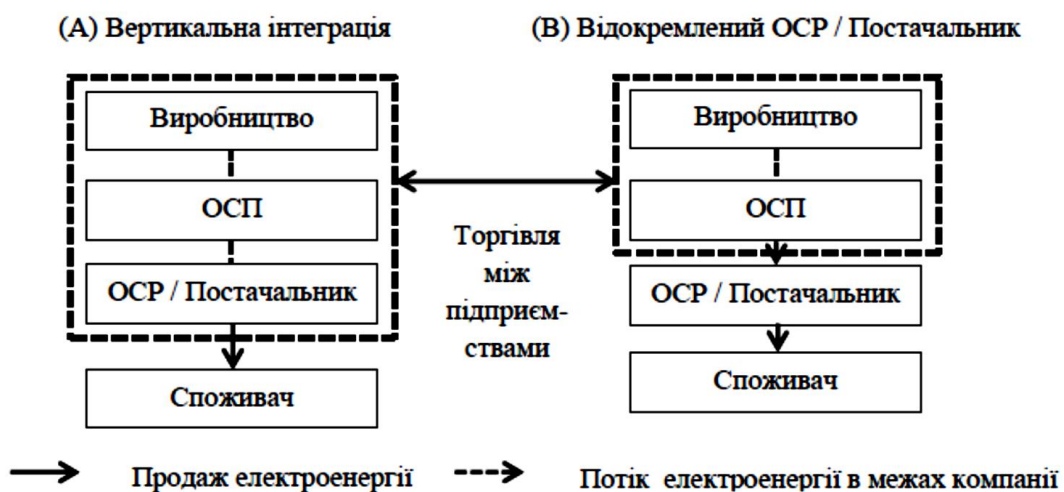


Рис. 16.1. Моделі організації ринків електроенергії [1], ОСР та ОСР – оператори систем постачання та розподілу.

*Модель з єдиним покупцем (пуловий ринок).* При цьому підході в секторі виробництва створюються конкуруючі між собою виробники електроенергії, в той же час у секторах передачі, розподілу та постачання електроенергії зберігається діяльність регульованої

монополії (рис. 16.2). Ця модель, вперше прийнята США в 1978 році, коли регіональним монополіям потрібно було купувати електроенергію у невеликих незалежних виробників. При цьому зберігалась можливість торгівлі електроенергією із сусідніми енергетичними об'єднаннями. Наступним кроком розвитку ринку став дезінтегрований варіант схеми Пулу. Для забезпечення роботи енергоринку створюється єдиний покупець електроенергії, який заковує всю електроенергію у виробників та продає її оптовим постачальникам. Впровадження подібної моделі вимагає виділення зі складу регульованих монополій виробничих потужностей та створення на їх базі генеруючих компаній. В процесі реорганізації деякі компанії примушують продавати частину потужностей для запобігання появи на ринку одного потужного лідируючого гравця. Вказана модель є характерною для перших зразків енергетичних ринків, зокрема, вона була впроваджена на першому у світі ринку електроенергії – ринку Англії та Уельсу. З 1995 по 2018 рік подібна модель функціонувала в енергетиці України. Перевагою підходу є можливість порівняно швидкого запровадження ринкових стосунків, в той же час для такої моделі характерне значне зростання невизначеності щодо повернення інвестицій.

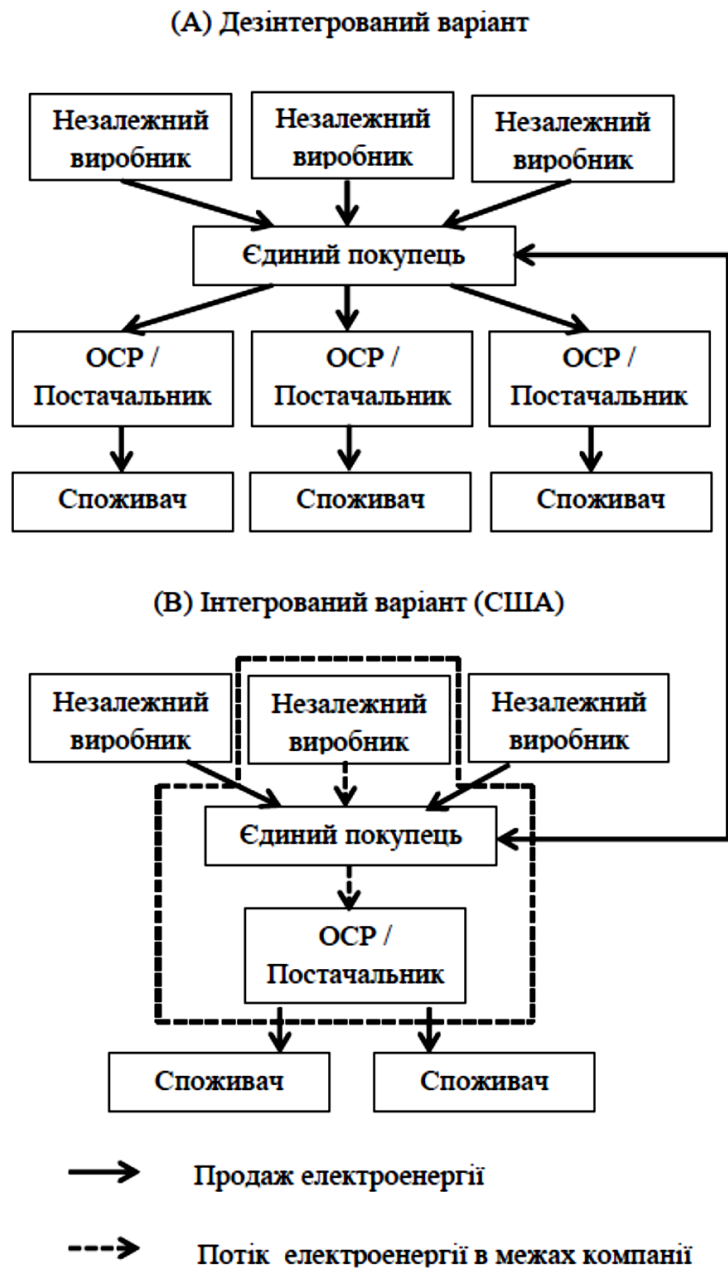


Рис. 16.2. Моделі організації ринків електроенергії [1]

Модель оптового конкурентного ринку. Виробники продають електроенергію на оптовому ринку безпосередньо енергопостачальним компаніям, які в свою чергу продають її кінцевим споживачам (рис. 16.3).



Рис. 16.3. Модель оптового конкурентного ринку електроенергії [1]

У цій моделі зберігається монопольне становище у секторі постачання електроенергії, в той же час виникає конкуренція за використання системо утворюючих електричних мереж. Дана модель, зрозуміло, є більш складною, але допускає укладання довгострокових контрактів між виробниками та оптовими постачальниками, що знижує ризики нових інвестицій. При практичній реалізації моделі, окрім енергопостачальних регульованих компаній, до оптового ринку, як правило, допускаються потужні споживачі та незалежні торгівці. Такий підхід щодо формування енергоринку знайшов широке розповсюдження. Одним з варіантів реалізації подібної моделі є єдиний організований (пуловий) ринок, на якому укладаються двосторонні договори.

Оптово-роздрібна конкурентна модель, де розподільчі компанії та виробники торгують на оптовому ринку та укладають двосторонні договори, а всі споживачі вільні у виборі постачальника (рис. 16.4). Вказана модель передбачає введення конкуренції у всіх секторах електроенергетики: виробництво, передача та постачання електроенергії. Створення подібної системи поставлено за мету країнами Європейського Союзу. На сьогодні подібна модель, з певними особливостями функціонує в Україні.

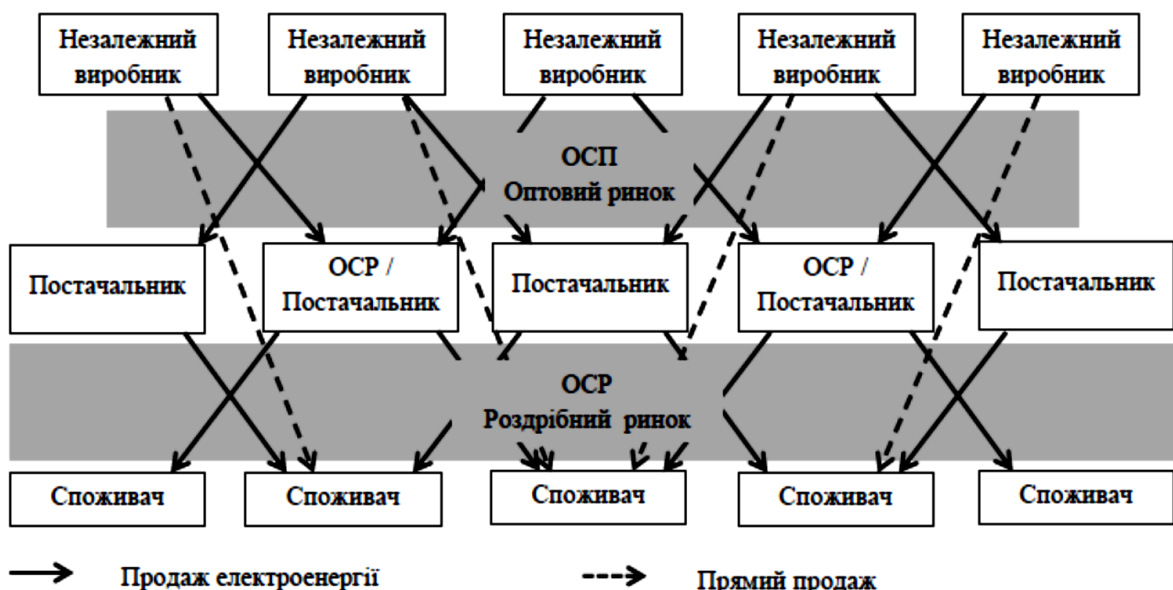


Рис. 16.4. Оптово-роздрібна конкурентна модель ринку електроенергії [1]



### 1.1.2. Оптова торгівля електроенергією

Оптова торгівля електроенергією здійснюється на декількох взаємопов'язаних ринках (рис. 16.5).

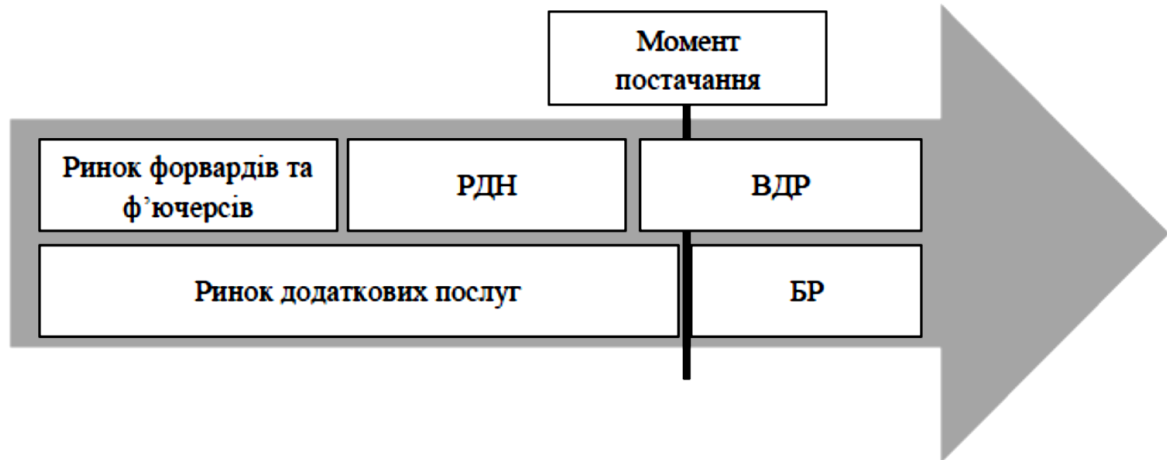


Рис. 16.5. Часова діаграма роботи оптових ринків електроенергії.

*Ринок форвардів та ф'ючерсів.* Ринок форвардів та ф'ючерсів працює протягом періоду від декількох років до моменту постачання до однієї доби до моменту постачання. Форварди та ф'ючерси є договорами на продаж / купівлю певної кількості електроенергії в певний час у майбутньому за ціною, узгодженою у момент укладання.

Ф'ючерси - це стандартизовані контракти, якими можна надалі торгувати на енергетичних біржах.

Форварди торгуються, в основному, на двосторонньому позабіржовому ринку і не є стандартизованими, що дає більше гнучкості залученим сторонам, зазвичай вони у подальшому не перепродаються.

Виробники електроенергії та великі споживачі продають (купають) електроенергію на ринку форвардів та ф'ючерсів, щоб гарантувати ціни майбутніх періодів. Така поведінка зменшує ризик та називається хеджуванням.

В Україні, на сьогодні, ринок ф'ючерсів відсутній.

На *Ринку довгострокових договорів (ДД)* в той же час, продається основний обсяг електроенергії.

Учасники ринку вільно обирають контрагентів за ДД та укладають договори у довільній формі. Регулятор не має права втручатися у ціноутворення та взаємовідносини сторін. В Україні державні підприємства-виробники зобов'язані продавати електроенергію за ДД на електронних аукціонах.

Ці договори не є стандартизованими і учасники не зобов'язані публікувати вказані в них ціни. В той же час обсяги та періоди поставки електроенергії повинні реєструватись у оператора системи передачі з метою забезпечення балансу в енергосистемі. Реєстрація ДД завершується за добу до фактичного постачання електроенергії.

В Україні державні виробники та ДП «Гарантований покупець» укладають ДД за результатами відкритих аукціонів, які проводяться на Товарній біржі «Українська енергетична біржа».

Термін дії ДД на українському ринку обмежений одним роком.

*Ринок на добу наперед (РДН).* На РДН здійснюється купівля-продаж електроенергії на добу наступну за днем проведення торгів. РДН повинен бути збалансований на момент закриття торгівлі.

РДН виконує функції:

- Альтернативний доступ на ринок учасників, які не уклали ДД;
- Формування цінових сигналів для ринків ДД та ф'ючерсів;
- Гарантування учасникам ринку оплати проданої електроенергії;

– Уточнення учасниками обсягів та графіків купівлі-продажу електроенергії ближче до часу постачання з метою зменшення небалансу.

Для участі у РДН учасник реєструє свої заявки на біржовій платформі, в Україні функції біржи виконує ДП «Оператор ринку».

Ціна РДН визначається для кожної години наступної доби. Точка перетину інтегрованих за всіма учасниками кривих попиту та пропозиції дає ціну та обсяги постачання (рис. 16.6).

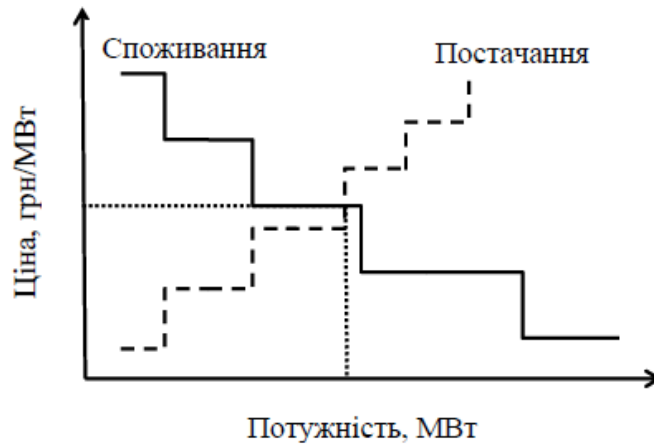


Рис. 16.6. Визначення ціни на РДН.

З метою забезпечення ліквідності ринку, для виробників часто встановлюється мінімальний обсяг продажу на РДН.

*Внутрішньодобовий ринок (ВДР).* На ВДР купівля-продаж електроенергії здійснюється після завершення торгів на РДН, упродовж доби фізичного постачання електроенергії. ВДР дає змогу учасникам ринку скоригувати свою позицію з урахуванням несподіваних відключень, уточнених прогнозів вітру, тощо.

Учасники ринку подають заявки на продаж та купівлю на ринкову платформу. Учасник ринку може прийняти пропозицію іншого учасника, в результаті чого для кожної торгової операції встановлюється своя ціна.

Укладені на ВДР угоди додаються до угод, укладених на РДН. Однак, внаслідок неможливості точного прогнозування обсягів фактичного споживання, портфель учасника ринку може бути в дисбалансі після закриття ВДР. Ці небаланси узгоджуються на балансуєчому ринку.

*Балансуючий ринок (БР).* Цей ринок, організований ОСП з метою балансування обсягів виробництва та імпорту (пропозиція), споживання та експорту е/е (попит) та врегулювання системних обмежень в енергосистемі, а також фінансового врегулювання наслідків небалансів електроенергії.

В Україні робота БР забезпечується НЕК «Укренерго».

Для участі у ринку електроенергії кожен з учасників повинен стати стороною, відповідальною за баланс (СВБ), тобто взяти на себе зобов'язання учасника БР. Оператор БР здійснює купівлю та продаж електроенергії з метою врегулювання небалансів сторін, відповідальних за баланс.

Після фактичної поставки ОСП виставляє рахунок кожній СВБ з незбалансованим портфелем.

Для зменшення небалансів учасники ринку можуть організовувати балансуєчі групи (БГ). БГ можуть включати генерацію, збут е/е, великих споживачів.

*Редиспетчеризація.* Редиспетчеризація розглядається як один з ефективних механізмів управління енергосистемою в Німеччині.

У разі виникнення мережевих обмежень суттєво ускладнюється передача електроенергії між виробниками та споживачами.

На стороні обмеження з надлишком потужності ОСП рекомендує виробникам електроенергії скоротити навантаження свого устаткування. Якщо це не допомагає, також зменшується потужність виробників ВДЕ.

На стороні обмеження з дефіцитом потужності ОСП рекомендує виробникам збільшити виробництво, для компенсації скорочення виробництва на стороні обмеження з надлишком потужності.

Виробники з обох сторін мережевого обмеження отримують фінансову компенсацію за регулювання виробництва. Витрати покладаються на споживачів електроенергії через плату за передачу.

Динаміка розповсюдження різних моделей на ринках електроенергії європейських країн за даними НКРЕ наведена на рис. 16.7.

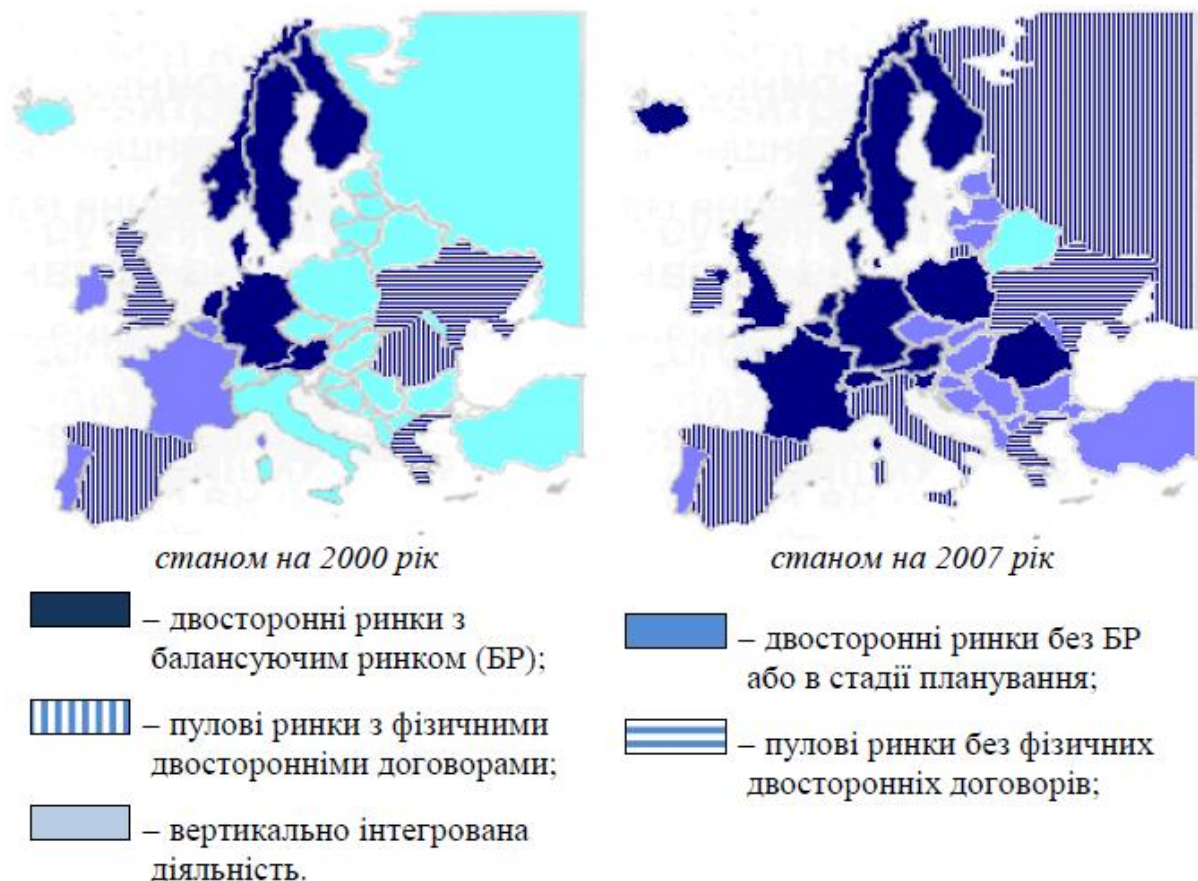


Рис. 16.7. Розвиток ринкових стосунків в електроенергетиці європейських країн

Перехід від вертикально інтегрованої монополії до ринкових механізмів управління галуззю не завжди був ефективним та безболісним.

### 1.1.3. Ефективність ринкових перетворень

*Каліфорнійська електрична криза* [26]. Електроенергетична галузь Каліфорнії складалась з чотирьох великих вертикально інтегрованих підприємств та значної групи незалежних виробників. У 1995 році у штаті були одні з найвищих роздрібних цін на електроенергію в США, що стало стимулом для ринкових перетворень.

У серпні 1996 р. була проведена ринкова реструктуризація галузі. Була створена Каліфорнійська біржа енергії (PX), яка забезпечувала більшість ринкових операцій. Три основні вертикально інтегровані підприємства були зобов'язані здійснювати торгівлю електроенергією через PX. Каліфорнійський незалежний системний оператор відповідав за експлуатацію мереж та мінімально втручався у роботу ринку. У 1998 р. три каліфорнійські вертикально інтегровані підприємства продали свою генерацію, яка працювала на органічному паливі.

Перші ознаки неефективної роботи ринку з'явилися у травні 2000 року (рис. 16.8), коли ціни на електроенергію підвищилися з 26-28 \$/МВт·год до 110 \$/МВт·год. Роздрібні ціни цих підприємств дорівнювали 60 \$/МВт·год, тобто вони втрачали 50\$ за кожен МВт·год, який вони продавали клієнтам. Одночасно з'явилися сигнали про наявність ринкової влади у виробників, ринкова ціна стала вищою, від конкурентної ціни (рис. 16.8).

Після того, як ціни виросли вище 100 \$/МВт·год компанії PG&E та SCE звернулися до Каліфорнійського регулятора (CPUC) з проханням підвищити роздрібні тарифи та отримали відмову. В результаті на початку січня 2001 р. SCE і PG&E припинили виплати виробникам електроенергії.

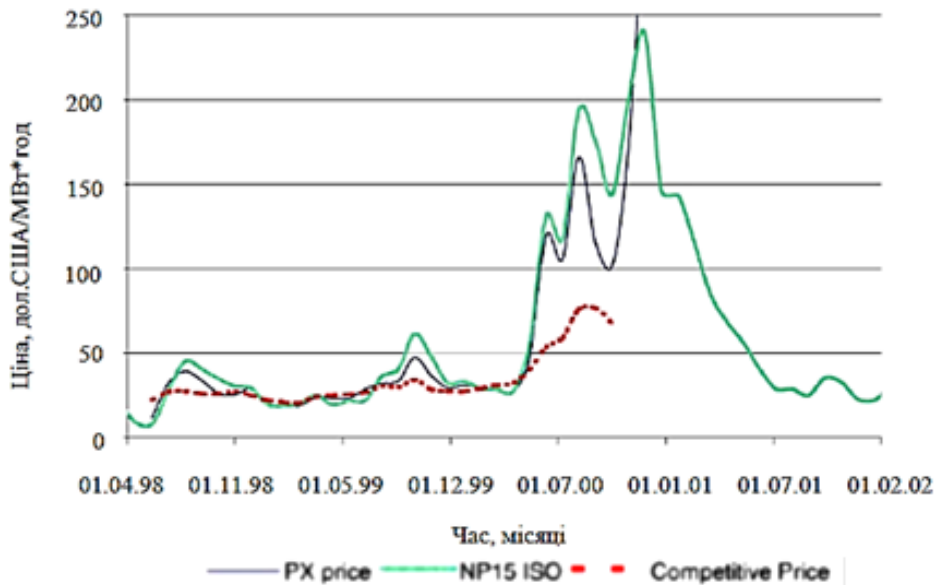


Рис. 16.8. Ціни на енергоринку Каліфорнії: PX price – ціна на Каліфорнійській енергетичній біржі, NP15 ISO – коригуюча ціна, як додається до PX price при постачанні електроенергії до Північної Каліфорнії та відображає мережеві обмеження; Competitive Price – конкурентна ціна.

Генеруючі компанії почали зупиняти устаткування, зупинена потужність зростає з 2500 МВт до 10 000 МВт. 17 січня 2001 року Каліфорнійський системний оператор ініціював перше обмеження споживання через дефіцит потужностей. Пізніше було ще 7 загальних годин скорочень. Загальна потужність споживання була нижче 30 000 МВт протягом всього часу, тобто нижче за пік попиту в Каліфорнії - 45 000 МВт протягом літа 2000 року.

1 лютого 2001 року уряд штату отримав право взяти на себе основну частину обов'язків із придбання електроенергії у двох підприємств, які мали фінансові проблеми, що покращило ситуацію. Але пізніше в березні та травні системний оператор був змушений обмежувати навантаження ще неодноразово.

У червні 2001 року FERC обмежив ринкову владу постачальників. В Каліфорнії було укладено довгострокові контракти на суму близько 42 мільярдів доларів. Цей крок, разом з низькими витратами на виробництво, повернув спотові ціни до докризового рівня влітку 2001 року (рис. 16.8).

В енергетичному секторі Каліфорнії склалась ситуація, коли інвестицій в генерацію були недостатніми, а у сусідніх західних штатах з регульованою енергетикою були відсутні генеруючі потужності за прийнятними цінами. Одночасно відбулось зростання ціни на газ вдвічі з 2,50 \$/фут<sup>3</sup> до понад 6 \$/фут<sup>3</sup> у вересні 2000 р. Формування ціни за принципом витрати плюс 50% протягом серпня 1998 р. підвищувало ціни з 30 \$/МВт·год до 45 \$/МВт·год, така ж надбавка в липні 2000 р. підвищила ціни з 100 \$/МВт·год до 150 \$/МВт·год. Але дефіцит генеруючих потужностей не був критичним, а концентрація постачальників у Каліфорнії була нижчою, ніж на багатьох інших ринках.

Головною причиною появи проблем енергоринку Каліфорнії стала відсутність довгострокових контрактів. Енергетичні підприємства не вірили, що спотові ціни можуть перевищувати рівні, встановлені в роздрібному тарифі та вважали, що регулятор підвищить роздрібні тарифи, якщо оптові ціни піднімуться, чого не відбулось.

В роботі [25] показано, що за відсутності змови, найближчі до досконалої конкуренції ціни забезпечує пуловий ринок з щодобовою подачею заявок та єдиною маржинальною ціною.

В той же час, на фоні теоретичної переваги у ефективності, проведені дослідження практичної діяльності пулового ринку Англії та Уельсу показали недосконалість роботи діючого пулу. Перевищення ринковою ціною рівня маржинальних витрат виробництва, тобто ціни досконалої конкуренції, викликане дією двох чинників:

- Сприятливі умови для змови між потужними гравцями.

- Стратегічне завищення ціни є властивим для потужних виробників зі значною кількістю устаткування. Вони намагаються подати заявки для напівпікового устаткування як мінімум не нижчими за ціни конкурентів, оскільки внаслідок зростання єдиної ринкової ціни вони отримують більшу виручку від іншого працюючого устаткування з меншими витратами.

Як на сьогодні відомо, незважаючи на теоретичні переваги пулового ринку, складність запобігання необґрунтованому підвищенню ринкової ціни потужними фірмами - олігополістами призводить до більш широкого розповсюдження ринків двосторонніх договорів у комплексі з балансуєчим ринком. Як приклад переходу від однієї моделі ринку до іншої можна навести переведення ринку Англії та Уельсу від пулового ринку до ринку двосторонніх договорів з балансуєчим ринком [25].

Можна підсумувати, що в результаті реструктуризації галузі змінилась як структура, так і принципи поведінки учасників ринку:

– замість одного монополіста з'явилося декілька конкуруючих фірм-виробників, оператор мережі, торгівці електроенергією, тощо, які оптимізують свою діяльність індивідуально;

– змінились критерії оптимізації діяльності – максимізація прибутку замість мінімізації витрат;

– формуються потужні приватні компанії, здатні впливати на ринок.

*Контрольні запитання до лекції 16.*

1. Які ключові задачі енергосистеми виконуються за допомогою ринків електричної енергії?

2. Поясніть ключову ідею функціонування моделі енергоринку з єдиним покупцем (моделі пулу). В чому її переваги та недоліки?

3. В чому полягають основні переваги та недоліки оптових ринків електроенергії в порівнянні з пуловими?

4. Назвіть основні сегменти оптового ринку електроенергії України.

5. Яке призначення та функції ринку двосторонніх договорів?

6. Вкажіть, які операції з купівлі-продажу здійснюються на ринку на добу наперед. Які його функції?

7. Для чого в моделі оптового ринку електроенергії передбачена наявність внутрішньодобового ринку?

8. Яким чином в роботу задіється балансуєчий ринок енергії? Які операції здійснюються на ньому та які функції виконуються при цьому?

9. Що таке редиспетчеризація? Які задачі виконує цей інструмент операторів систем постачання?



## Список літератури

1. Hunt S., Making Competition Work in electricity. NY: John Wiley & Sons, Inc., 2002, 450 p. ISBN-10 0471220981.
2. Енергетична стратегія України на період до 2030 року // Спец. випуск інформаційно-аналітичного бюлетеня. 23 березня 2006 р. – К.: Відомості Мінпаливенерго України. – 2006. – 144 с.
3. Плачкова, С. Г. Энергетика. История, настоящее и будущее. Книга 3. Развитие теплоэнергетики и гидроэнергетики / С. Г. Плачкова // [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://energetika.in.ua/ru/books/book-3>
4. Паровые котлы. Учебное пособие / Е.А. Бойко // Красноярск: КГТУ. – 2005. – 135 с.
5. Котельные установки и парогенераторы / Ю. М. Липов, Ю. М. Третьяков // Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». – 2003. – 592 с.
6. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник / В. А. Григорьева, В. М. Зорина // Москва: Энергоатомиздат. – 1989. – 608 с.
7. Теплова енергетика - нові виклики часу / за заг. ред. П. Омеляновського, Й. Мисака; [упоряд. А. Акімов]. - Л: Українські технології, 2009. - 658 с. - ISBN 978-966-345-194-7.
8. Тепло- и массообменные аппараты ТЭС и АЭС / О. Т. Ильченко // Киев: Высш. школа. – 1992. – 207 с.
9. Парогазовые установки электростанций (термодинамический и технико-экономический анализы циклов и тепловых схем) / А. И. Андриященко, В. Н. Лапшов // М.-Л.: Энергия. – 1965. – 248 с.
10. Применение главных корабельных высоконапорных котлов в стационарной энергетике / Дугосельский В.И., Борозина П.С., Зинин В.И., [и др.] // Теплоэнергетика. – № 11. – 1965. – С. 56-60.
11. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / Цанев С.В., Буров В.Д, Ремезов А.Н. // М.: Издательство МЭИ. – 2002. – 584 с.
12. Integrated Pollution Prevention and Control Reference / Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants / Directive 2010/75/EU of European Commission, July 2006, 618 p.
13. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – 6-е изд., перераб. / Соколов Е.Я. // М.: Издательство МЭИ. – 1999. – 472 с.
14. Теплофикационные установки и их использование: Учеб. пособие для теплоэнергет. спец. вузов. / А. И. Андриященко, Р. З. Аминов, Ю. М. Хлебалин // Киев: Высш. школа. – 1989. – 256 с.
15. Тепловые электрические станции / Рыжкин В. Я. // М.: Энергоатомиздат. – 1987. – 328 с.
16. Reciprocating Engine or Combustion Turbine? / K. Koenig, G. Ericson // Burns McDonnell. International District Energy Association. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.districtenergy.org/HigherLogic/System>
17. CHP Technology. A detailed guide for CHP developers – Part 2. Crown copyright 2008. Department of Energy & Climate Change. – 64 p. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gov.uk/government/collections/combined-heat-and-power-chp-developers-guides>
18. Stirling Engine / K. Hirata. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.bekkoame.ne.jp/~khirata/>
19. Sustainable Energy Conversion Through the Use of Organic Rankine Cycles for Waste Heat Recovery and Solar Applications / S. Quoilin // PhD Thesis, the University of Liège (Belgium), Liège, October 2011, 813 p.
20. Техническая термодинамика и теплопередача / Нащокин В.В. // М.: Высшая школа. – 1975. – 496 с.
21. Основы термодинамики циклов теплоэнергетических установок / А. И. Андриященко // М.: Высшая школа. – 1985. – 319 с.



22. Newbery D.M., Pollitt M.G. The Restructuring and Privatisation of Britain's CEGB—Was It Worth It? // The Journal of Industrial Economics, 1997, № 45, p. 269-303. DOI:10.1111/1467-6451.00049

23. Newbery D. Refining Market Design // Implementing the Internal Market of Electricity: Proposals and Time-Tables: conference, 9 September 2005. Brussels, 2005, 28 p. – [http://www.sessa.eu.com/documents/final/SESSA\\_report\\_wp3.pdf](http://www.sessa.eu.com/documents/final/SESSA_report_wp3.pdf).

24. Hogan W.W. Electricity Market Hybrids: Mixed Market Design, Regulation and Investment // Atlantic Energy Group Seminar, January 10, 2008. Washington (DC): Federal Energy Regulatory Commission, 2008, 82 p. – [http://www.environment.harvard.edu/docs/faculty\\_pubs/hogan\\_hybrid.pdf](http://www.environment.harvard.edu/docs/faculty_pubs/hogan_hybrid.pdf)

25. Bower J., Bunn D. A Model-Based Comparison of Pool and Bilateral Market Mechanisms for Electricity Trading. London: London Business School, 1999, 19 p. – <http://www.econ.iastate.edu/tesfatsi/retasim.doc>.

26. Bushnell J. Viewpoint. California's electricity crisis: a market apart? // Energy Policy, 2004, № 32, p. 1045–1052.