



Міністерство освіти і науки України  
Київський енергетичний фаховий коледж

Конспект лекцій  
з дисципліни: «Технологія виробництва електроенергії»  
для спеціальності 151  
Автоматизація та комп'ютерно – інтегровані  
технології

Розробив: викладач – методист вищої категорії О.М. Томашевська

## Умовні позначення та скорочення

ТЕС- теплова електростанція конденсаційного типу;  
 ТЕЦ- теплоелектроцентрально;  
 КА- котельний агрегат;  
 ТА- турбоагрегат;  
 ЦВТ- циліндр високого тиску;  
 ЦСТ- циліндр середнього тиску;  
 ЦНТ- циліндр низького тиску;  
 ПВТ- підігрівник високого тиску;  
 ПНТ- підігрівник низького тиску;  
 ЖН- живильний насос;  
 КН- конденсатний насос;  
 К- конденсатор турбіни;  
 Д- деаератор; СП- сільовий підігрівник; ПВК- піковий водогрійний котел;  
 БН- бустерний насос;  
 ГТУ- газотурбінна установка;  
 ПГУ- паро газова установка;  
 ПТС- принципова теплова схема;  
 РТС- розгорнута теплова схема;  
 Р- тиск; N-потужність; Q- теплота ; МПа; МВт(кВт)  
 t- температура; °С  
 h- ентальпія; кДж/кг  
 Д- витрата; кг/с  
 η -коефіцієнт корисної дії;  
 с- швидкість потоку; м/с  
 v- питомий об'єм; м<sup>3</sup>/кг

### Вступ

**Паливно - енергетичний комплекс України** – галузь(сектор) економіки, до якої входять об'єкти господарювання, діяльність яких пов'язана з розвідуванням, видобутком, переробкою, виробництвом, зберіганням, транспортуванням, передачею, розподілом, торгівлею, збутом чи продажем енергетичних продуктів(енергоносіїв) – палив, електричної і теплової енергії.

**Електроенергетична галузь** є однією з найважливіших складових ПЕК України. Показником, який об'єктивно характеризує роботу галузі, є її здатність надійно та безперебійно забезпечити електричною і тепловою енергією у необхідних обсягах і відповідної якості підприємства, установи та організації суспільного виробництва, житлово – комунального господарства, бюджетної та соціальної сфери, а також населення.

Основа галузі становить Об'єднана енергетична система (ОЕС) України, яка здійснює централізоване енергозабезпечення галузей національної економіки та населення, взаємодіє з енергосистемами суміжних країн, а також забезпечує експорт та імпорт електричної енергії. ОЕС об'єднує вісім регіональних електроенергетичних систем, які пов'язані між собою ЛЕП напругою

750,400,330 кВт.

Виробництво електроенергії здійснюється в основному тепловими, атомними та гідравлічними електростанціями семи енергогенеруючих компаній. Розподіл електроенергії між споживачами здійснюється обласними акціонерними енергопостачальними компаніями.

Загальна встановлена потужність всіх електростанцій, які входять до ОЕС України, становить 53 млн кВт, у тому числі:

ТЕС -34,4 млн кВт(67,5%);

АЕС – 11,8 млн кВт(23,1%);

ГЕС – 4,8 млн кВт(9,4%).

### **Цілі енергетичної стратегії**

- Створення умов для постійного та якісного задоволення попиту на енергетичні продукти;
- Визначення шляхів і створення умов для безпечного, надійного та сталого функціонування енергетики та її максимального об'єктивного розвитку;
- Підвищення рівня енергетичної безпеки держави;
- Зменшення техногенного навантаження на довкілля та забезпечення цивільного захисту у сфері техногенної безпеки ПЕК;
- Зниження питомих витрат у виробництві та використанні енергопродуктів за рахунок раціонального їх споживання, впровадження енергозберігаючих технологій та обладнання, раціоналізації структури суспільного виробництва і зниження питомої ваги енергоємних технологій;
- Інтеграція ОЕС України до європейської енергосистеми з послідовним збільшенням експорту електроенергії, зміцнення позиції України, як транзитної держави нафти і газу.

Здійснення цієї стратегії розраховано на період до 2030 року.

Найбільш крупними ТЕС, які працюють на органічному паливі, являються: Запорізька, Вуглегірська, Криворізька, Бурштинська, Ладиженська, Трипільська, Придніпровська, Слов'янська, Луганська, Кураховська, Київські ТЕЦ-5, ТЕЦ-6, Харківська ТЕЦ-6.

Атомні ел/станції: Запорізька, Рівненська, Південно-Українська, Чорнобильська, Хмельницька.

Гідроелектростанції: Дніпрогес, Каховська, Дніпродзержинська, Кременчуцька, Канівська, Київська, Дністровська.

Енергетика України являє собою складний, потужний та розвинений технологічний комплекс, який призначений для виробництва, передачі і розподілу електричної та теплової енергії між промисловими, сільськогосподарчими та побутовими споживачами на всій території країни.

Безперебійне енергопостачання – це основа економічної безпеки держави, політична та соціальна стабільність суспільства.

Сьогодні електроенергетика працює на межі технічних та технологічних можливостей, забезпечує лише мінімальні можливості енергопостачання. У складі генеруючих джерел енергії України знаходиться 42 ТЕС, 7 ГЕС, 4АЕС.

Сумарна встановлена потужність електростанцій України складає 52.3

млн. кВт. З них; ТЕС – 31.2 млн. кВт(59.7%), АЕС – 11.8 млн. кВт( 22.6%), ГЕС – 4.7 млн. кВт( 9.0%), промстанції – 4.6 млн. кВт (8.7%).

На цей час в експлуатації знаходиться біля 1 млн. км та біля 3 тис. Км теплових мереж.

Вироблення електричної енергії в 2001 г. Склало 170.7 млрд. кВт год., в тому числі:

- ТЕС – 82.0 млрд. кВт год.;(48.04%)
- АЕС – 77.3млрд. кВт год.;(45.28%)
- ГЕС – 11.4 млрд. кВт год.;(6.68%)
- ВЕС – 3.8 млрд. кВт год;(0.0022%)

#### Типи класифікацій електростанцій:

1 За видом використаних первинних енергоресурсів: ТЕС (на органічному паливі), АЕС, ГЕС; станції, які працюють на відновлюваних енергоресурсах (енергія вітру, сонця, приливів, підземних вод, тощо).

2 За енергетичним призначенням:

КЕС (ТЕС конденсаційного типу) — конденсаційні ел/станції, які відпускають споживачам тільки електричну енергію.

ТЕЦ - теплоелектроцентралі, які відпускають споживачам електричну та теплову енергію.

3 За видом теплового двигуна:

паротурбінні; газотурбінні; парогазові; двигуни внутрішнього згорання; магнітогідродинамічні станції.

4 За видом палива: газомазутні, пиловугільні.

5 За призначенням: КЕС і ТЕЦ районного масштабу (ДРЕС, районні ТЕЦ) - які обслуговують всі види споживачів даного району; промислові станції - на території, промислового підприємства, яке вони обслуговують.

В свою чергу паротурбінні ТЕС, як самий поширений вид розрізняють за: потужністю; початковими параметрами; системою технічного водопостачання; навантаженням пікове, базове, змінне); видом палива.

### **МОДУЛЬ 1 Теоретичні основи технологічної схеми теплової електричної станції (ТЕС)**

#### **Тема 1.1 Структурна схема технологічного процесу ТЕС**

Послідовність технологічних процесів від доставки палива на ТЕС до відпуску електроенергії відображує технологічна схема ТЕС

#### **Технологічна схема ТЕС**

ПГ - паливне господарство;

ПП - приготування палива;

КА - котельний агрегат;

ТД - тепловий двигун;

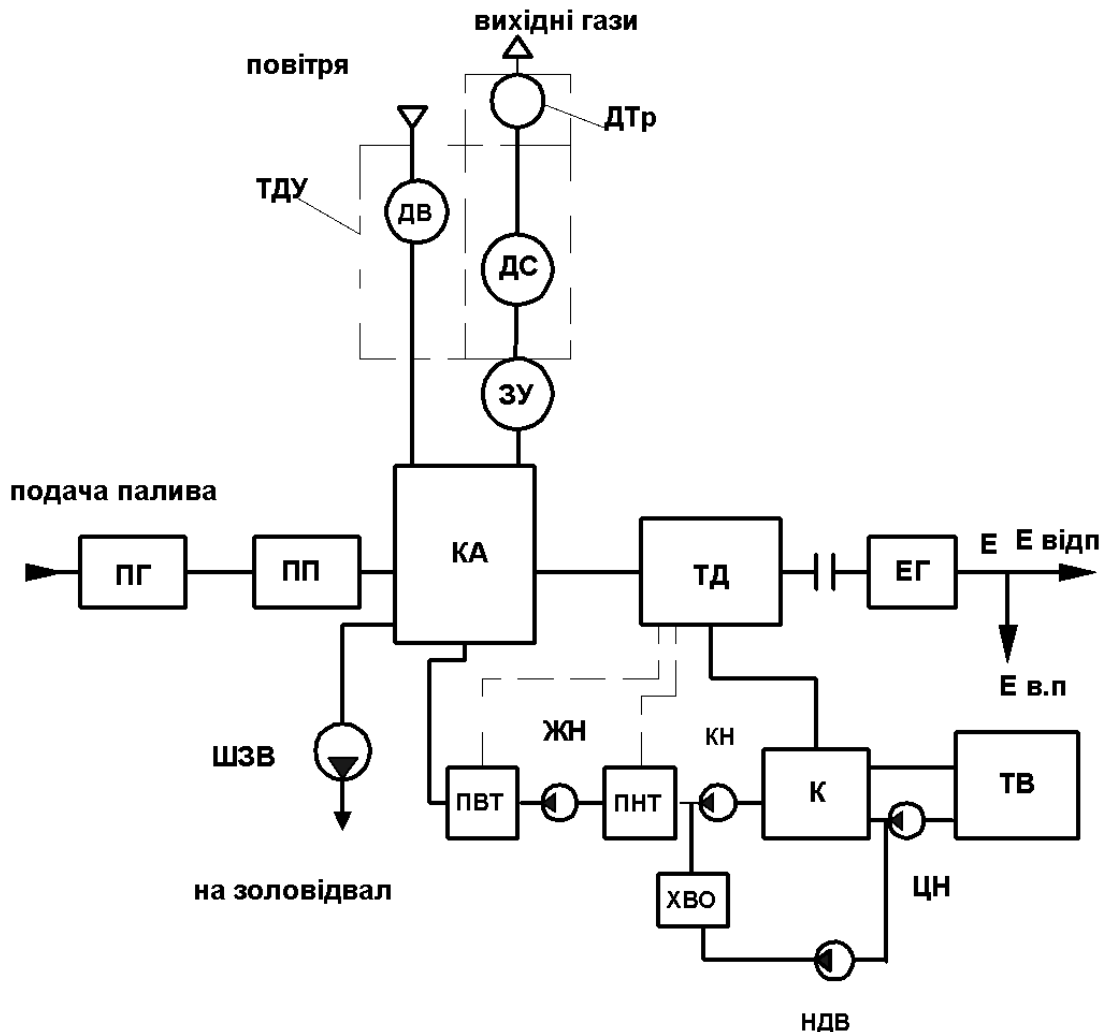
ЕГ - електрогенератор;

ДВ — дуттьовий вентилятор; ЗУ - золоуловлювач;

ДС - димосос; ДТ - димова труба; ТДУ - тягодутьова установка;

ШЗВ — шлакозоловидалення; К - конденсатор;

ТВ — технічне водопостачання; КН - конденсатний насос;  
 ЖН - живильний насос; ЦН - циркуляційний насос;  
 НДВ — насос додаткової води; ХВО - хімічне підготовка води;  
 ПНТ - підігрівник низького тиску; ПВТ — підігрівник високого тиску;



### До основних трактів ТЕС відносяться:

- паливний (подача, розвантаження, дроблення, пило приготування);
- газоповітряний (газоходи котла, топкова камера, ДВ, ДС, ДТР);
- пароводяний (пароутворюючі поверхні котла пароперегрівники, водяний економайзер, парова турбіна, система конденсації відпрацьованої пари та регенеративного підігріву живильної води, деаератор);
- тракти технічного водопостачання (система технічного водопостачання та підводи додаткової води для поповнення втрат).

### Власні потреби ТЕС

До споживачів власних потреб ТЕС відноситься допоміжне устаткування з електроприладом, освітлення, опалення, тощо.

Величина в.п. в середньому становить 8-12% електроенергії яка виробляється на ТЕС. Вона залежить від:

- потужності станції;

- початкових параметрів;
- виду палива;
- призначення ТЕС;
- режиму роботи.

В.п. розділяються між котельним та турбінним відділенням.

Найбільш відповідальними споживачами в.п. являються ті механізми порушення роботи яких приводить до серйозних аварійних ситуацій. Наприклад, живильних насосів та ТДУ.

### **Основні технічні та економічні вимоги до ТЕС**

#### До технічних вимог відносяться:

- 1) безперервне постачання споживачів ел/енергією необхідної якості (напруга та частота електричного струму, початкові параметри пари та води);
- 2) дотримання правил техніки безпеки, пожежної безпеки, санітарно-технічних норм та охорони повітряного і водяного басейнів.

#### До економічних вимог відносяться:

- 1) зниження капітальних витрат (проектно-конструкторські роботи, будівництво, монтаж устаткування тощо);
- 2) зниження експлуатаційних витрат (основна - витрати на паливо).

### **Тема 1.2 Паливне господарство пилувугільних та газомазутних електростанцій**

#### Схема постачання газом парових котлів

Газ подається на ТЕС по трубопроводах 1, дроселюються за допомогою клапанів 2 до тиску 0.2 -0.3 МПа і потрапляє в газові магістралі котельні 3 від яких розподіляється між котлами.

На підводящих трубопроводах встановлено відмикаюча заглушка - клапан 4 який регулює постачання газу до котла; - діафрагма 5 для виміру витрати газу. У межах котла є розводка газу до кожного пальника 6.

## Схема постачання котлів газом

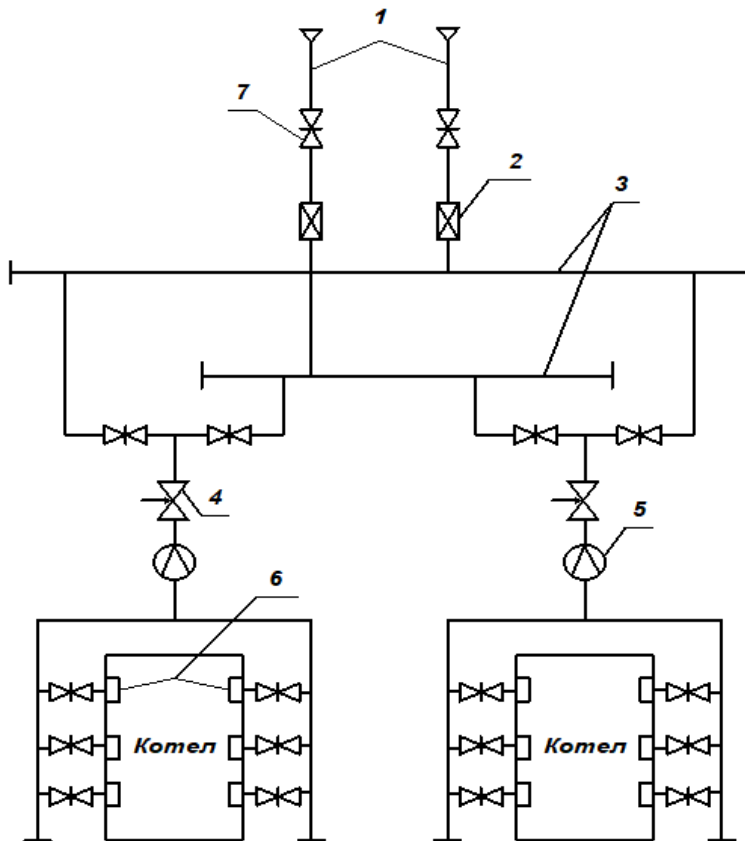


Схема мазутного господарства ел/станції

Мазут подається за допомогою залізниці в цистернах 1. Потім його зливають міжрейкові лотки 2, звідки він самопливом стікає в приймальну місткість 3, погрузним насосом 4, який перекачують паливо в основні резервуари 6.

З резервуарів по самопливним трубопроводам мазут поступає до насосів першого підйому 8 з тиском 0.6-0.7 МПа.

Грубі фільтри 7 використовують для захисту насосів від крупних предметів.

В парових підігрівачах 9 мазут підігрівається до  $t = 110-130\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Невелика частина підігрітого мазуту відводиться знову в резервуари (рециркуляція) для змішування з більш холодним мазутом для підтримування температури в межах  $85-95\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Основний потік мазуту після підігрівання проходить фільтри тонкої очистки і насосами другого підйому 11 з тиском 3,5-4,0 МПа подається до котельної.

На підводі мазуту до котла встановлюється регулятор витрати 12 та витратомір 13.

Для підтримки постійного тиску в мазутопроводах котельної передбачено встановлення регулюючого клапана 14. При підвищенні тиску він відмикається, перепускає частину мазуту в резервуар, подача насосів збільшується, а їх напір і тиск зменшується. Для нагрівання мазуту в місткостях встановленні змійовики підігрівачі 5.

В основних резервуарах вони призначенні для початкового розігріву мазуту, а потім тепловий баланс підтримується за рахунок рециркуляції

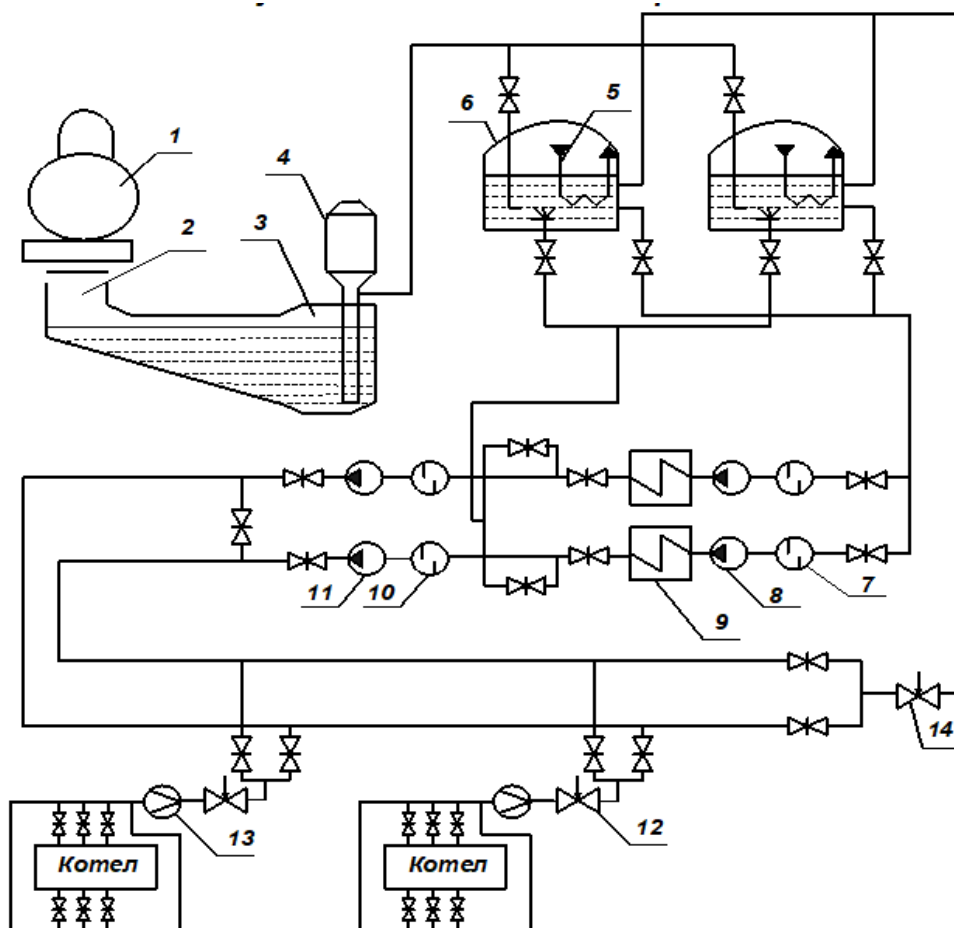
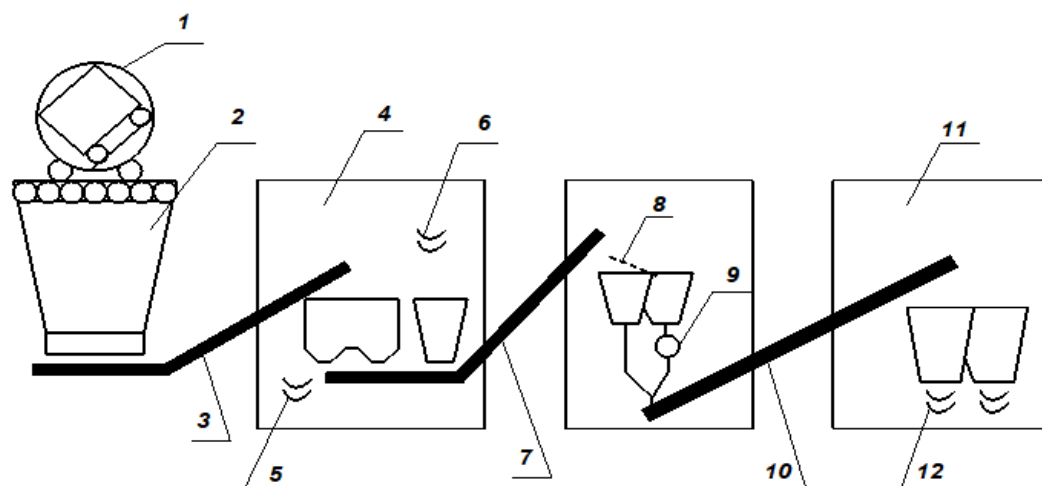


Схема вуглепостачання ТЕС

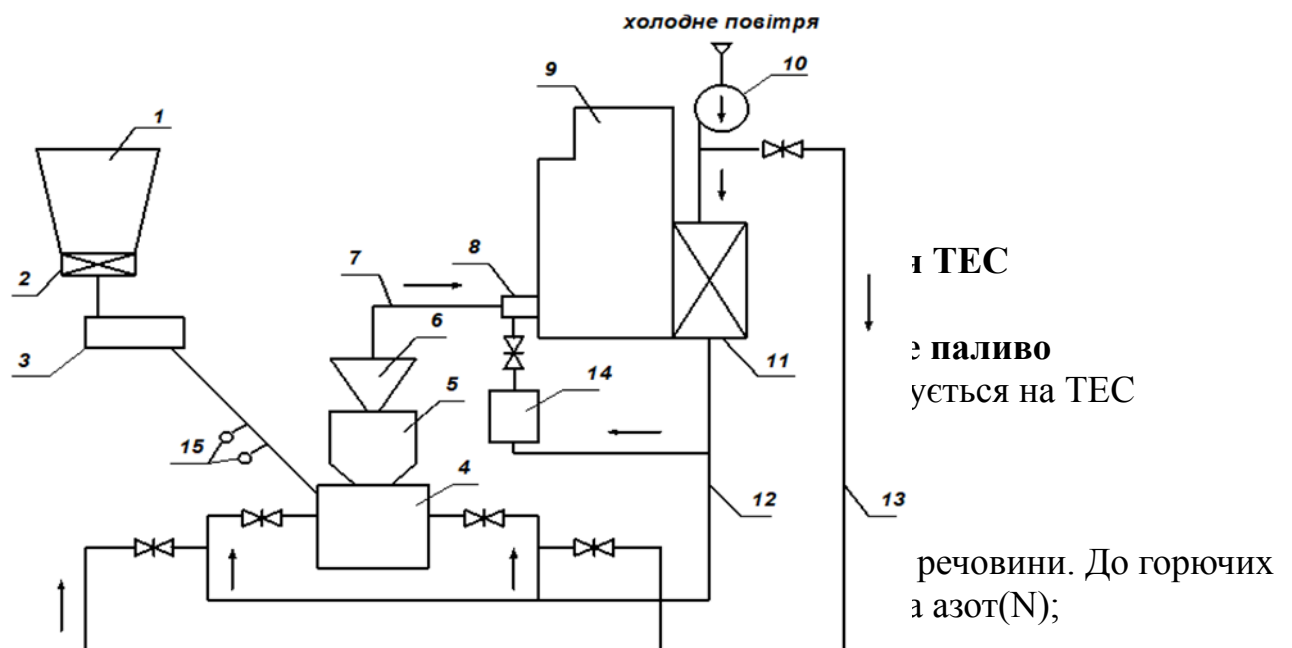
Вагони з вугіллям потрапляють на ТЕС, розвантажуються за допомогою вагоперекидача 1 в приймальний бункер 2, звідки стрічковим конвеєром 3 паливо подається до вузла пересилки 4. З нього вугілля може потрапляти на склад за допомогою конвеєра 5, а також прийматись по конвеєру 6, в бункер. По конвеєру 7 вугілля з бункера чи з складу вугілля подається на дроблення. Перед дробленням вугілля сортується. Маленькі шматочки провалюються при русі крізь решітку 8, а великі потрапляють в дробарку 9. Паливо там дробиться до шматочків 5-10 мм. Після цього паливо по конвеєру 10 подається в бункера сирого вугілля головного корпусу.



### Система приготування вугільного пилу (індивідуальна)

1-бункер, 2-відсікаючий шибер, 3-живильник сирого вугілля, 4-млин, 5-сепаратор, 6-розподільник пилу, 7-пилопровід, 8-пальник, 9-котел, 10-дутьовий вентилятор, 11-повітрепідігрівник, 12-повітряпровід, 13-т/п подача, холодного повітря, 14-короб вторинного повітря, 15-клапан-мигалка.

Вугілля з бункера подається живильником сирого вугілля до млина, до якого також подається гаряче повітря з тиском 2-2.5 кПа від дутьового вентилятора. У млині відбувається розмелювання палива та одночасна підсушка гарячим повітрям. Потім вугільний пил поступає до сепаратора, де відбувається відділення готового пилу від недомеленого палива, яке повертається до млина. Пилоповітряна суміш по пилопроводах потрапляє к пальникам. Повітря яке вміщується в цій суміші називається первинним. А повітря, яке подається к пальникам для процесу горіння - вторинним.



Розрізняють:

**Робочу масу палива**

$$C^p + H^p + O^p + N^p + S^p + A^p + W^p = 100\%$$

**Суху масу палива**

$$C^c + H^c + O^c + N^c + S^c + A^c = 100\%$$

**Горючу масу палива**

$$C^r + H^r + O^r + N^r + S^r = 100\%$$

В топках котельних агрегатах спалюється робоча маса палива.

Основним показником, який характеризує якісь палива являється теплота його згоряння,

Це кількість теплоти, яка виділяється при згорянні одиниці маси палива

Розрізняють: вищу та нижчу теплоту згоряння.

Вища теплота - кількість теплоти, яка виділяється при спалюванні одиниці маси палива з урахуванням теплоти конденсації водяної пари,  $Q_v^p$ , кДж/кг

Нижча температура - без урахування теплоти конденсації водяної пари,  $Q_n^p$ , кДж/кг, яка являється реальною характеристикою. А вищу можна отримати тільки в лабораторних умовах.

Парові котли однакової паропродуктивності та теплової потужності можуть споживати по суті різну кількість палива, так як теплота згоряння у різних видів палива змінюється в широких межах.

Для порівняння економічності роботи електростанцій та спрощення розрахунків вводять поняття умовного палива, яке має теплоту згоряння  $Q_{н(ун)}^p = 29310$  кДж/кг.

Для перерахунку умовного палива на натуральне і навпаки користуються співвідношенням:

$$V_y * Q_{н(ун)}^p = V * Q_n^p,$$

де  $V_{yn}$ ,  $V$  - витрати відповідно умовного та натурального палива, т/год (кг/с);  $Q_n^p$  - теплота згоряння натурального палива, кДж/кг.

### **Класифікація парових котлів**

Паровий котел призначений для утворення перегрітої пари з живильної води за рахунок теплоти згоряння органічного палива

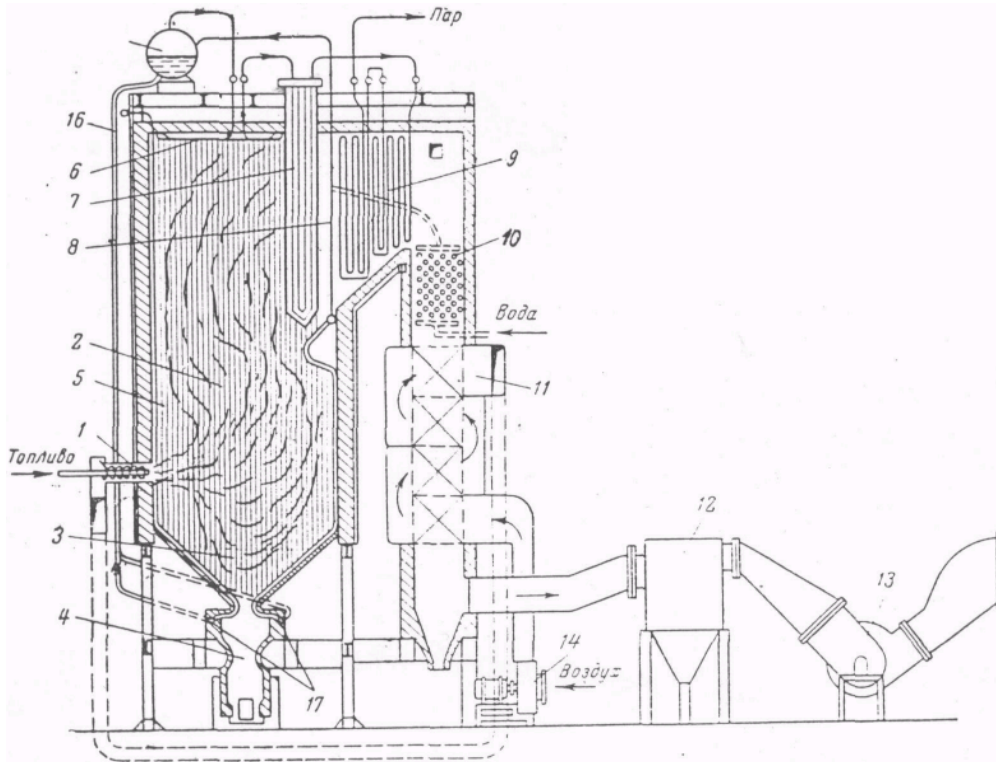
Парові котли класифікуються за :

1 видом палива: газомазутні і пилувугільні;

2 принципом дії: барабанні та прямо токові;

3 тиском: середнього (до 10 МПа); високого (14 МПа); понадкритичного (25.0 МПа)

### **Технологічна схема пилувугільного котла барабанного типу**



1- паливник; 2 – топкова камера; 3 – холодна воронка; 4 – шлаковий комод; 5 – настінні екрани; 6 – стельовий екран; 7 – ширмовий пароперегрівник; 8 – і труби, які відводять пароводяну суміш; 9 – конвективний пароперегрівник; 10 – водяний економайзер; 11 – повітропідігрівник; 12 – золоуловлювач; 13 – димосос; 14 – дуттьовий вентилятор; 15 – барабан; 16 – опускні труби; 17 – нижні колектори екранів

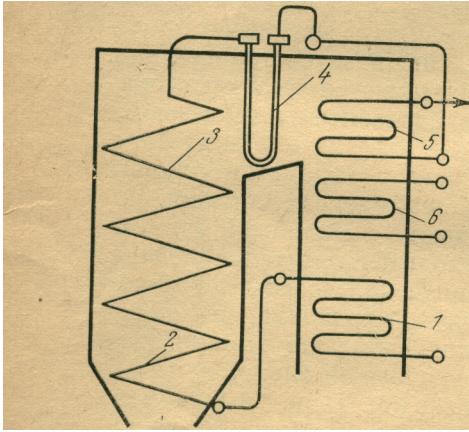
Для барабанних котлів з тиском в барабані не більш 19,5 МПа різниця щільностей пари та води достатня для природного напору циркуляції. Відношення масової витрати циркулюючої води до кількості утвореної пари називається кратністю циркуляції :

$$k = G_0 / D_0 = 4 - 30 \text{ (кг/с/кг/с)}$$

В барабанних котлах з примусовою циркуляцією на опускних трубах встановлюють насос. Це дозволяє розташувати пароутворюючі труби з нахилом, горизонтально, виходячи з умов розміщення котла в обмежених за висотою приміщеннях та більш зручно його конструювати.

Прямотоковий котел являє собою розімкнуту гідравлічну систему, за якою вода подається в економайзер, проходять однократно всі поверхні нагріву та у вигляді перегрітої пари залишає котел. Таким чином  $K=1$  і перетворення води в пару являється беззупинковим процесом. Це дозволяє організувати роботу прямотокових котлів не тільки на докритичних але і на понадкритичних тисках.

#### **Схема прямо токового котла**



1 – економайзер; 2 – нижня частина екранів топки; 3 – верхня частина екранів топки(пароперегрівна); 4 – ширмовий пароперегрівник; 5 – конвективний пароперегрівник; 6 – проміжний пароперегрівник

#### Розрахунок ККД парового котла

При роботі парового котла неминучі витрати, тому ступінь його економічної досконалості характеризується коефіцієнтом корисної дії (ККД).

Для визначення ККД складають тепловий баланс, під яким розуміють розподіл теплоти, яка виділилася при горінні палива на корисну частину для одержання пари потрібних параметрів та на теплові втрати.

При згорянні 1кг (або 1м<sup>3</sup>) палива найбільша кількість теплоти, яка може виділитися в топці, називають наявною теплотою палива  $Q_n^p$ . Наявна кількість теплоти  $Q_p^p$  може бути повністю використана, якщо при роботі котла не було втрат.

Частина теплоти, яка витрачається на підігрів та випаровування води в трубах поверхні нагріву, а також на перегрів пари, складає використану теплоту.

Друга частина наявної теплоти, яка за умовами технологічного процесу не може бути використана, складає теплові втрати.

Таким чином, рівняння теплового балансу можна записати у наступному вигляді:  $Q_n^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6$

де  $Q_1$ - корисна теплота, а  $Q_2, Q_3, Q_4, Q_5, Q_6$  – теплові втрати

$Q_2$ - абсолютна втрата теплоти з вихідними газами, кДж/кг; характеризується тим, що продукти згорання після проходження газового тракту котла не охолоджуються до температури навколишнього повітря, а мають ще досить високу температуру;

$Q_3$ - абсолютна втрата теплоти від хімічного недопалу, кДж/кг; в продуктах згорання можуть знаходитися в газовій фазі продукти неповного згорання вихідного палива CO, H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> та інші; їх догорання за межами топкової камери стає неможливим внаслідок недостатньо високої температури та недостатчості кисню. Теплота, яка могла бути одержана в топці в випадку догорання газоподібних горючих, складає хімічний недопал;

$Q_4$ - абсолютна втрата теплоти з механічним недопалом, кДж/кг; характеризується неповнотою згорання палива у вигляді твердих частинок. При спаленні торфу, вугілля та сланців - це коксові частинки, які знаходячись деякий час в зоні високих температур факелу, встигли виділити летючі речовини та

можливо, частково обгоріли, а при згорянні мазуту та газу коксовий залишок після випару крапель мазуту та сажеві частинки;

$Q_2$ - абсолютна втрата теплоти від зовнішнього охолодження, кДж/кг; характеризується тим, що обмуровання та обшивка котла і його елементи, які мають більш високу температуру, ніж температура навколишнього повітря, віддають частину теплоти зовні;  $Q_6$ - абсолютна втрата теплоти з фізичною теплою видалення шлаків, кДж/кг; характеризується тим, що видалений шлак з топки має доволі високу температуру та віддає визначену кількість теплоти, яка передається воді, що знаходиться в шлаковій банні, та безповоротно губиться.

Абсолютні втрати теплоти можна привести у відносні:  $q_i = (Q_i / Q_n^p) \times 100\%$ , де  $i=2,3,4,5,6$ . Тоді рівняння теплового балансу буде мати вигляд:

$$100\% = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6$$

Прямий метод визначення ККД котла виражається формулою:  $\eta_{ка} = (Q_i / Q_n^p) \times 100\%$ , а метод зворотного балансу:  $\eta_{ка} = 100\% - \sum q_i$

Одною з основних характеристик котла являється його продуктивність  $D_{ка}$ , т/год (кг/с) - кількість пари, яка виробляється котлом в одиницю часу, яка визначається:  $D_{ка} = (\eta_{ка} B Q_n^p) / (h_{ка} - h_{жв})$ , де  $\eta_{ка}$  - ККД котла брутто;

$B$  - годинна витрата палива, т/год (кг/год);  $Q_n^p$  - нижча теплота згорання палива - кількість теплоти, яка виділяється при повному згорянні 1кг (1м<sup>3</sup>) палива без урахування теплоти конденсації пари. кДж/кг;

$h_{ка}$ ,  $h_{жв}$  - ентальпії пари на виході з котла та живильної води на вході, кДж/кг; визначаються за таблицями "Термодинамічні властивості води та водяної пари".

### Основні характеристики парового котла

Продуктивністю парового котла називають кількість пари, яка виробляється котлом за одиницю часу.

Номинальна продуктивність - те максимальне навантаження, яке він може нести на розрахунковому паливі довгий час без зниження економічних показників.

Найбільші сучасні котли розраховані на 1650 та 2650 т/год.

Параметри перегрітої пари.

- 1). Котли середнього тиску (до 10 МПа)
- 2). Котли високого тиску (до 14 МПа)
- 3). Котли понадкритичного тиску (25 МПа)

Позначення парових котлів їх типорозміри відповідно вимог ДЕСТів:

Перша буква: П – прямо токовий, Є - з природною циркуляцією,  
Пр - з примусовою циркуляцією, Пп - прямоточний з промперегрівом  
Перше число після літери родуктивність, т/год  
Друге число тиск перегрітої пари, МПа.

Третє число температура перегрітої пари градуси С°; а якщо крізь дроб 545/542 то одне число- температура перегрітої (свіжої) пари, а друге- температура після промперегріву.

Після температури букви позначають вид палива. Г – газ, ГМ – газ або мазут М - мазут, КЖ - кам'яне вугілля з рідким шлаковидаленням КТ - кам'яне

вугілля з твердим шлаковидаленням Наприклад; Пп - 1000-25-545/542КЖ;  
Є-160-9,8-540ГМ

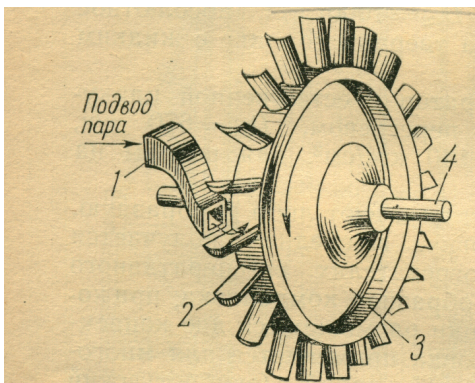
### Заводські позначення

Перша буква, чи група букв - завод виробник (виготовлювач). Т - Таганрозький завод П - Подільський завод БКЗ - Барнаулський завод Друга буква - тип котла; П, Є, Пр, Пп, аналогічно попередньому позначенні Після букв - число - номер заводської серії. Наприклад; ТГМЄ - 406, ТПп – 312

### **Турбіни ТЕС. Поняття про парову турбіну, основні її елементи**

Лопостні машини, які перетворюють теплову енергію робочого тіла в механічну роботу на валу називаються турбомашиною.

1-нерухоме сопло; 2 – робоча лопатка; 3- диск;; 4 - ротор

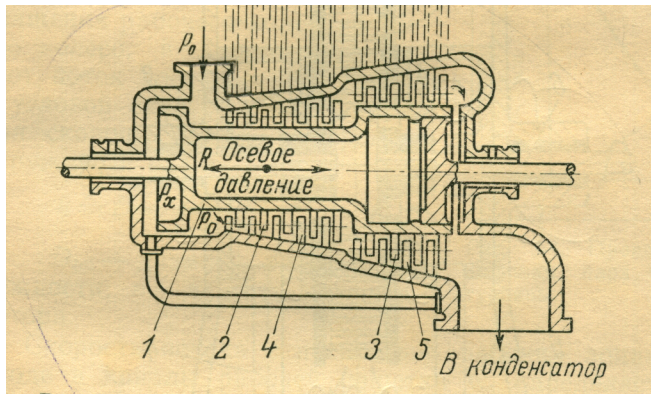


Основним елементом парової турбіни є, турбінний східець, під яким розуміється сукупність нерухомого ряду соплових лопаток в каналах яких прискорюється потік пари і ряду робочих лопаток, в яких потік пари перетворюється в механічну роботу обертання ротора по перемаганню сил опору приводимої машини.

В сучасних ПТУ паливний теплоперепад складає — 1000-1600 кДж/кг.

Створити економічну односхідцеву парову турбіну при досягнутому рівні міцності металу неможливо. Тому всі великі парові турбіни являють собою багатосхідцеві машини. А всі східці об'єднати в одному корпусі економічно не вигідно, тому розрізняють ЦВТ, ЦСТ, ЦНТ (ЦСТ і ЦНТ може бути декілька, в залежності від потужності турбіни). Поєднуються між собою циліндри за допомогою ресиверних труб.

EMBED Visio.Drawing.6



1 – ротор; 2,3 – робочі лопатки; 4,5 – соплові лопатки

Перший східець турбіни - регулюючий, його сопла розташовують в соплових коробках, кожна з яких пов'язана зі своїм регулюючим клапаном. Подальші східці не являються регулюючими, а східці тиску. При роботі пари в них тиск зменшується, питомий об'єм збільшується. Також збільшується і висота лопаток.

Робочі лопатки - найбільш відповідальний елемент турбіни. Вони складаються з пера та хвостовика, за допомогою якого кріпляться до диску, який в свою чергу насаджений на вал турбіни. В останніх східцях турбіни лопатки між собою з'єднуються сталевим дротом (приварюється до краю пера чи проходить крізь отвір, просвердлений у верхній частині пера).

Соплові лопатки приварюють до корпусу.

Потужність парової турбіни визначається за формулою:

$$N_e = D_0 H_i \eta_n \eta_r \cdot 10^{-3}, \text{МВт}$$

Регулювання потужності парової турбіни можливо зміною максимального пропуску пари  $D_0$  або зменшенням теплоперепаду  $H_i$ , тому розрізняють дросельний та сопловий способи паророзподілу в регулюючому східці.

При дросельному паророзподілі пара підводиться до сопел одночасно по всьому колу. При номінальній потужності дросельний клапан повністю відкритий, а при зменшенні потужності частково відкритий, за рахунок чого відбувається зменшення тиску свіжої пари, теплоперепада та зменшення ККД турбоустановки.

а) дросельне

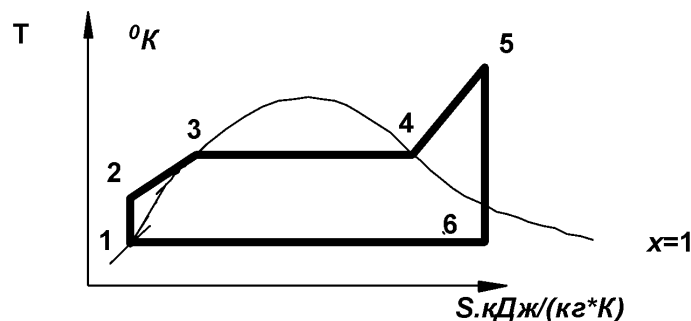
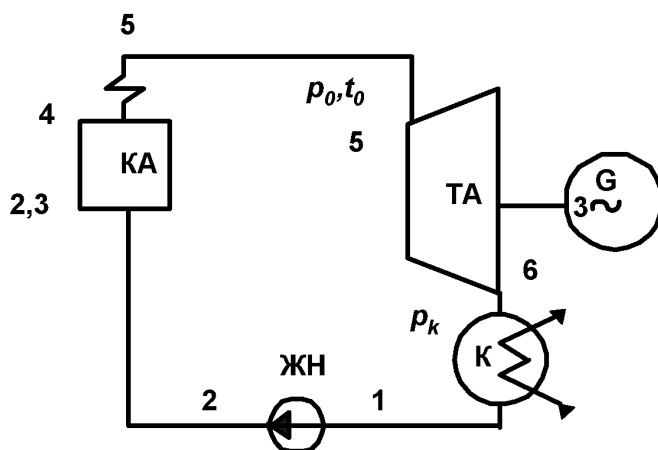
б) соплове

При сопловому регулюванні клапани, які поєднані зі своєю групою сопел, можуть бути в положенні відкриті повністю, чи закриті повністю. Тому цей спосіб є найбільш економічним і використовується в сучасних турбінах.

### ККД турбоустановки

ККД турбоустановки складається з:  $\eta_{ту} = \eta_t \eta_{oi} \eta_m \eta_z$

де  $\eta_t$  - термічний ККД ідеального циклу Ренкіна:  $\eta_t = \frac{h_0 - h_k}{h_0 - h_{жв}}$ ,  $h_0$  - ентальпія пари, кДж/кг;  $h_k$  - кінцева ентальпія пари, кДж/кг;  $h_{жв}$  - ентальпія живильної води на вході в котел, кДж/кг; відносний внутрішній ККД турбіни:  $\eta_{oi} = H_i / H_0$ ,  $H_i$  - дійсний тепло перепад в турбіні, кДж/кг;  $H_0$  - ізоентропійний теплоперепад, кДж/кг;  $\eta_m, \eta_z$  - ККД, які враховують власно втрати на тертя та в генераторі



1-2 - процес адіабатного стиснення в насосі; 2-3 - нагрів води до температури кипіння; 3-4 - випаровування; 4-5 - перегрів пари; 5-6 - розширення пари в турбіні; 6-1 - конденсація відпрацьованої пари.

### Типи парових турбін

Розрізняють турбіни конденсаційного типу К, які використовують тільки на ТЕС конденсаційного типу з відпуском споживачам тільки ел/енергії.

Приклад маркування: К-300-240, К - конденсаційна 300 - потужність (МВт)  
240 -  $P_0$ , кгс/см<sup>2</sup>(23.5 МПа)

EMBED Visio.Drawing.6

### Турбіни для

Протитискові турбіни не мають конденсатора, а відпрацьована пара прямує на виробництво.

EMBED Visio.Drawing.6

Приклад м

Р — прти  
<sup>2</sup>(12,8 МП

Недолі  
конденса  
зовнішньс

тисковий тиск пари, кгс/см  
кгс/см<sup>2</sup> (1,28МПа).

ваної пари в порівнянні з  
пуску ел/енергії на базі  
на ТЕЦ такі турбіни

використовувати паралельно з К турбінами, або на ТЕЦ промислового призначення.

Турбіни типу ПТ використовують на ТЕЦ з двома видами теплового навантаження: виробничим та теплофікаційним.

EMBED Visio.Drawing.6

Приклад маркування: ПТ-80/100-130/13

ПТ - виробничо-теплофікаційна

80 — номінальна потужність, МВт; 100 - максимальна потужність в конденсаційному режимі, МВт; 130 - початковий тиск пари, кгс/см<sup>2</sup>, (12,8 МПа); 13 - тиск пари у виробничому відборі, кгс/см<sup>2</sup> (1,28 МПа.)

Теплофікаційна турбіна(типу Т), використовують тільки на ТЕЦ теплофікаційного призначення

EMBED Visio.Drawing.6

Приклад маркування: Т-250/300-240: Т – теплофікаційна; 250 – номінальна потужність, МВт; 300 – максимальна потужність, МВт; 240 кгс/см<sup>2</sup> -початковий тиск пари(23.5 МПа).

### **Система масло постачання турбіни**

Надійна робота підшипників турбоагрегату можлива тільки при безперервній подачі до них мастила. Тому від системи змащування підшипників вимагається:

- висока надійність системи.

Для забезпечення високої надійності системи застосовується дублювання та резервування її елементів, використання декількох незалежних контурів захисту;

- пожежобезпечність;

довготривалість користування мастилом.

Мастило має температуру спалаху у відкритому тиглі 195 °С, а самозаймається при температурі приблизно 370 °С. Тому в умовах експлуатації повинно бути виключено потрапляння мастила на гарячі поверхні турбіни, паропроводів тощо.

Висока вартість мастила не дозволяє проводити часту його заміну. Тому експлуатація системи змащування повинна забезпечувати придатність мастила на протязі 10 років і довше.

В маслосистемі використовується нафтове турбінне мастило марки Тп-22.

Примітка. Цифри в маркуванні позначають кінематичну в'язкість, сСт, при температурі 50 С°.

Мастило містить композицію присадок (0,5 % іонолу - антиокиснювача, 0,02% інгібітора корозії, 0,02% деемульгатора). Присадки покращують антиокислювальні, антикорозійні та деемульгуючі властивості мастила.

На рисунку зображено принципову схему маслосистеми змащування підшипників турбіни Т-250/300-23,5.

До складу системи змащування підшипників турбіни Т-250/300-23,5 ТМЗ входять: масляний бак, маслонасоси, маслоохолодники, трубопроводи з арматурою тощо. Система забезпечує також підшипники живильних насосів, що не мають власних систем змащування.



**До допоміжного устаткування котельного відділення відносять:** устаткування ТДУ\_дутьові вентилятори, димососи, тощо) і системи шлакозоловидалення Шлак(частки золи, які склеюються між собою і осідають на низ топкової камери ) витікає чи скачується вниз. Зола - виноситься димовими газами і уловлюється електрофільтрами ,а потім собирається в бункерах летючої золи.. За допомогою змивних пристроїв зола і шлак подаються у самопливні канали гідро золовидалення , з яких гідрозолошлакова суміш поступає в багерну насосну, звідки насосами транспортується по золопроводам на золовідвал. Але перед тим шлак(при твердому шлаковидаленню) дробиться і проходить металоуловлювач.

### —Золошлаковидалення на ТЕС

Кількість золи і шлаку, яке утворюється на ТЕС, залежить від типу палива, його зольності, способу спалювання, витрати та ефективності золоуловлювачів.

Використовують механічну, гідравлічну, пневматичну і змішану системи золошлаковидалення. При цьому в кожній системі використовуються елементи іншої. Вибір системи визначається витратою і властивостями золи і шлаку, надійністю і економічністю роботи, кошторисом, вимогами обслуговування, наявністю міст для золовідвалів і їх розташуванням, способом очистки димових газів, наявністю достатньої кількості води.

Механічна система на даний час не використовується на ТЕС, тільки в маленьких котельних.

Гідравлічні системи отримали найбільше поширення. В цих системах можна використовувати поєднання транспорту золи і шлаку по загальним каналам і трубам і роздільну – шлаку окремо від золи по самостійним каналам і трубам. Роздільне транспортування використовується при наявності відповідних вимог, при яких не допускається змішування золи і шлаку.

Сумісне видалення золи і шлаку (пульпи) відбувається багерними насосами, які можуть розташовуватись в головному корпусі ТЕС, або на деякій відстані від нього. Багерні насоси встановлюють з резервними і ремонтними агрегатами в кожній насосній станції. Це центробіжні машини із зносостійких матеріалів. На всі багерні насоси встановлюють приймальні місткості: не менш ніж на 2 хв. роботи насоса при розташуванні в головному корпусі і не менш ніж на 3 хв. при розташуванні за межами головного корпусу. До одної багерної насосної приєднується не менш 6 котлів продуктивністю по 320-500 т/год, не менш 4 – по 640-100 т/год або не менш 2 котлів продуктивністю 1650-2650т/год. Підведення золи і шлаку до багерних насосних відбувається по самопливним каналам золи в шлаку, які в межах котельного приміщення виконуються окремими. Шлакові канали виконуються з нахилом не менш 1.5%, а при рідкому шлаковидаленні не менше 1.8%. Золіві канали з нахилом не менш 1%. Рух золи і шлаку відбувається потоком води, яка поступає з сопел, які розташовані в торцях каналів, під кожною шлакозмивною шахтою тощо.

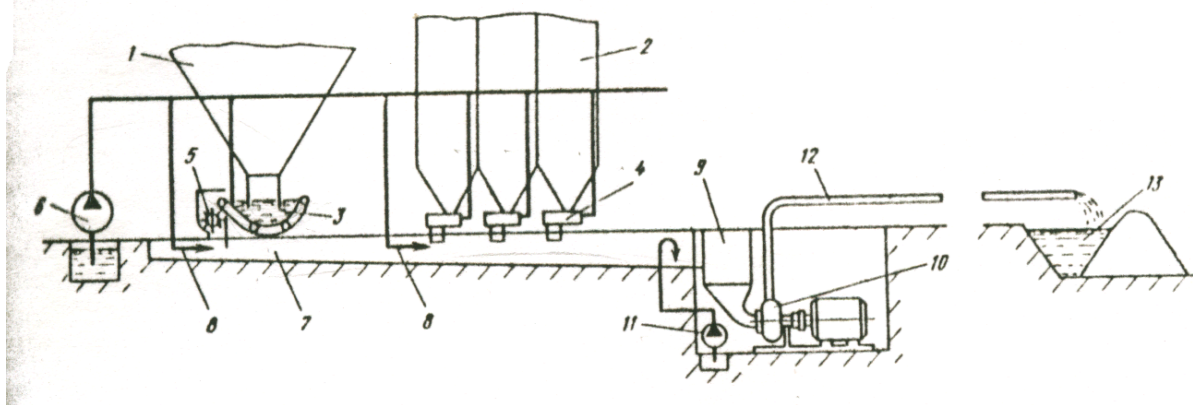
Для видалення летючої золи з бункерів золоуловлювачів призначені змивні апарати. Для видалення шлаку з топкових камер як в рідкому, так і в твердому стані використовують скребкові транспортери. Установка скребкового транспортера передбачає наявність шлакодробарки для дроблення шлаку до

шматків 25-50мм. Пульпопроводи від багерної насосної виконують із сталевих труб діаметром 0.3-0.7м з товщиною стінки 8-12мм. Вони прокладаються по поверхні землі. Від кожної насосної прокладається не менш 2 пульпопроводів з одною резервною лінією. Швидкість руху пульпи приймається 1.5-1.9м/сек. В залежності від виду золошлаків і діаметра пульпопроводу.

Площа для організації золошлаковідвалів повинна забезпечувати роботу електростанції не менш 25 років. Місткість золовідвалів передбачується на 5 років.

На ТЕС на даний час використовуються зворотні системи гідро золовидалення, в яких освітлена на золошлаковідвалах вода повертається для вторинного використання.

### Принципова схема гідрозолошлаковидалення



1 топкова камера котла; 2 –золоуловлювач; 3 – ванна зі скребковим транспортером для механізованого безперервного шлаковидалення ; 4 – золо змивний апарат золоуловлювача; 5 – шлакодробарка; 6 –змивний насос; 7 –шлакозоловий канал; 8-сопло; 9 – приймальний бункер пульпи з металовишукувачем; 10 – багерний насос; 11 – дренажний насос; 12 – пульпопровід; 13 - золовідвал

### Допоміжне устаткування турбінного відділення

#### Конденсаційна установка

Призначення конденсаційної установки: 1.конденсація відпрацьованої пари в т/у за рахунок охолодження водою з системи технічного водопостачання;2.утворення вакууму в конденсаторі за рахунок зміни питомих об'ємів пари і води;3. підтримка вакууму в конденсаторі за рахунок роботи ежектора (це необхідно для підвищення економічності т/у)

$$\eta_i = \frac{h_0 - h_k}{h_0 - h'_k}$$

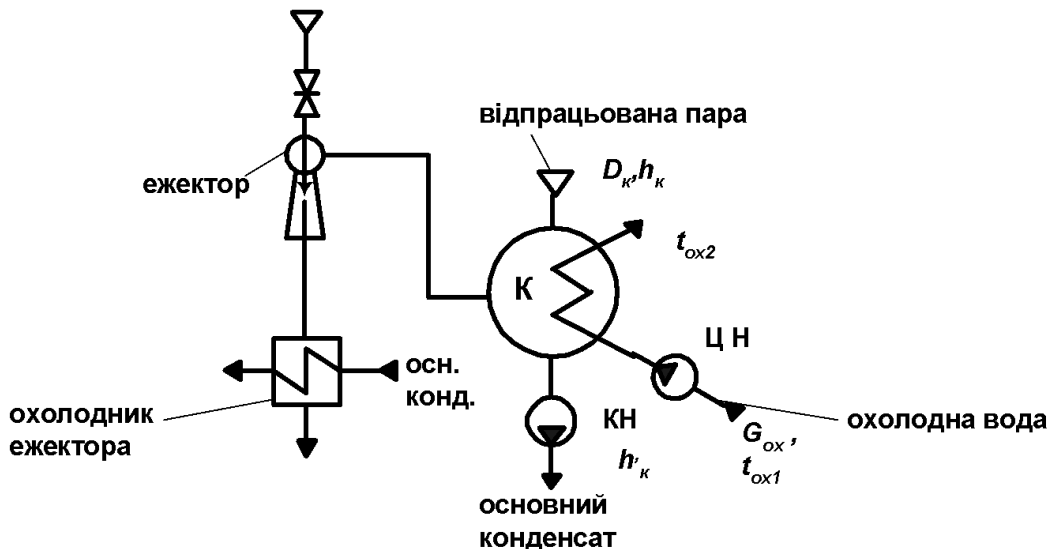
До складу конденсаційної установки

входять: - конденсатор (найчастіше поверхневого типу); - ежектори (основний, пусковий, ущільнень);

- конденсатні насоси (якщо в схемі присутня БЗУ, то двох підйомів, це характерно для енергоблоків з прямотоковими котлами);

- циркуляційні насоси.

Розглянемо принципову схему конденсаційної установки:



Температура охолодної води на вході в К залежить від температури зовнішнього середовища і становить в середньому 14-20 °С. температура на виході з К залежить від температури насичення грючої пари та температурного напору (недогріву) конденсатора.  $\theta = t_n - t_{ox2} = 5-10$  °С

Для визначення витрати охолодної води складається рівняння теплового балансу

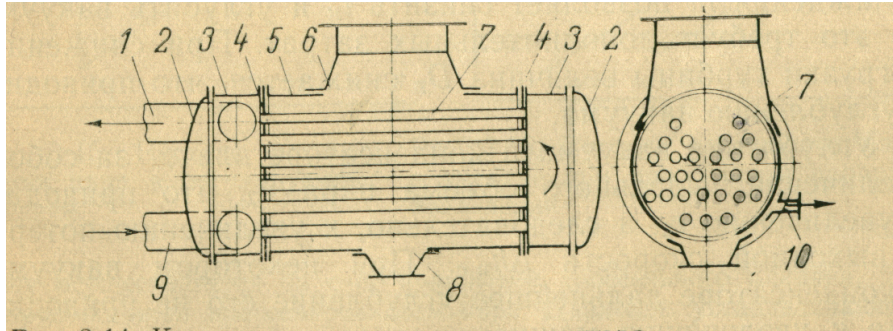
EMBED Visio.Drawing.6

$D_k(h_k - h'_k) = G_{o.v.} \cdot c_v(t_{ox2} - t_{ox1}); c_v = 4,19$  кДж/(кг К) Відношення витрати охолодної води до витрати відпрацьованої пари в турбіні називається

кратністю охолодження.

$$m = \frac{G_0}{D_{\Pi}} = 50-60$$

### Принципова конструкція конденсатора.



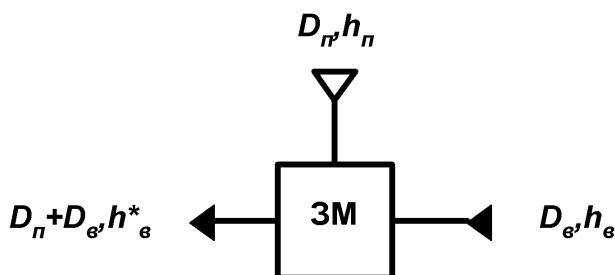
1 - патрубок для входу води; 2 - кришки водяних камер; 3 - водяні камери; 4 - трубні решітки; 5 - корпус; 6 - пароприймальна горловина; 7 - трубки; 8 - збірник конденсату; 9 - патрубок для підвода води; 10 — патрубок для видалення повітря

#### **Регенеративні підігрівники, їх типи, включення в теплову схему**

Регенеративні підігрівники призначені для підігріву основного конденсату та живильної води перед подачею в котел.

Кількість регенеративних підігрівників залежить від кількості регенеративних відборів турбіни. Розрізняють підігрівники "низького" тиску (ПНТ), які одержали свою назву за тиском основного конденсату (за напором  $KH=2,2$  МПа), та "високого" тиску ПВТ, які одержали свою назву за тиском живильного насосу (18-32-34 МПа).

За принципом дії регенеративні підігрівники поділяють на два типи: змішувальні (контактні) і поверхневі. В теплових схемах змішувальні т/о зображують:



Принцип дії таких т/о засновано на безпосередньому контакті гріючої та нагріваємого середовищ, в результаті чого температура води на виході з підігрівника дорівнює температурі насиченої пари. Але великого поширення вони не отримали, так як при послідовному їх включенні тиск в кожному послідуєчому більш, ніж в попередньому, і виникає необхідність встановлення після кожного підігрівника перекачувального насосу.

Не зважаючи на те, на найбільш досконалих єн/блоках, для підвищення економічності паротурбінної установки, перші два підігрівника (за ходом основного конденсату) виконують змішувальними.

EMBED Visio.Drawing.6

Найбільше поширення в ТС отримали поверхневі т/о, в яких контакт гріючого та нагріваємого середовищ не безпосередній, а крізь стінку трубок. В ТС такі т/о зображають:

EMBED Visio.Drawing.6

Для розрахунків поверхневих т/о складають теплові баланси

$$D_{II} (h_{II} - h_{II}') \eta_{II} = D_B (h_B^{вих} - h_B^{вх})$$

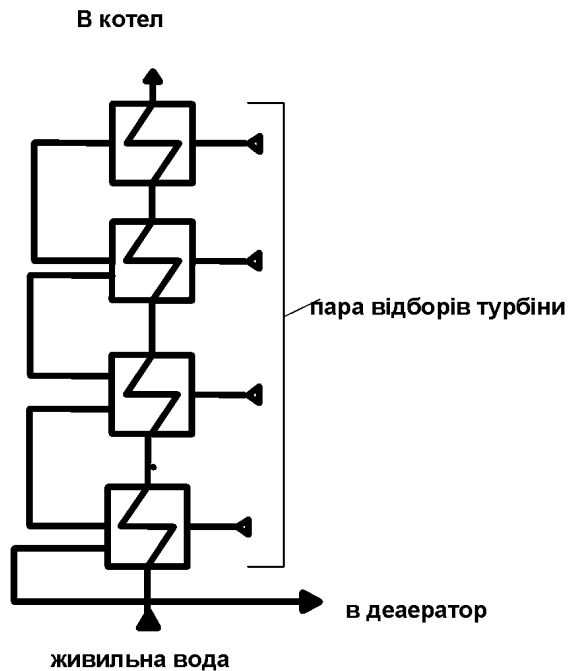
$\eta_{II}$  - ККД підігрівника, враховує втрати теплоти на нагрів трубок по яким протікає вода..

Теплова економічність поверхневих т/о менша ніж у змішувальних, так як температура води на виході менша температури гріючої пари на величину температурного напору:  $\theta = t_n^{гр.п} - t_B^{вих} = 3-4 \text{ } ^\circ\text{C}$

Для поверхневих підігрівників для повернення дренажу гріючої пари в цикл розрізняють такі схеми зливу дренажу:

- каскадна;
- з використанням дренажних насосів;
- змішана.

Каскадна схема найбільш простіша та економічна, використовується в ПВТ.

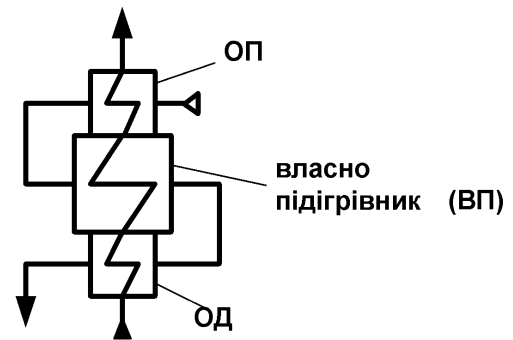


Для ПНТ така схема неекономічна, т.я. була би необхідність заводити суму дренажів в к-р, щоб збільшило втрату теплоти в докільля з охолодною водою.

Схему з дренажними насосами не вигідно використовувати, тому для ПНТ найбільше поширення одержала змішана схема зливу дренажу.

EMBED Visio.Drawing.6

Для більш рівномірного теплообміну в поверхневих теплообмінниках їх виконують з охолодниками пари і дренажу :вбудованими або окремим.

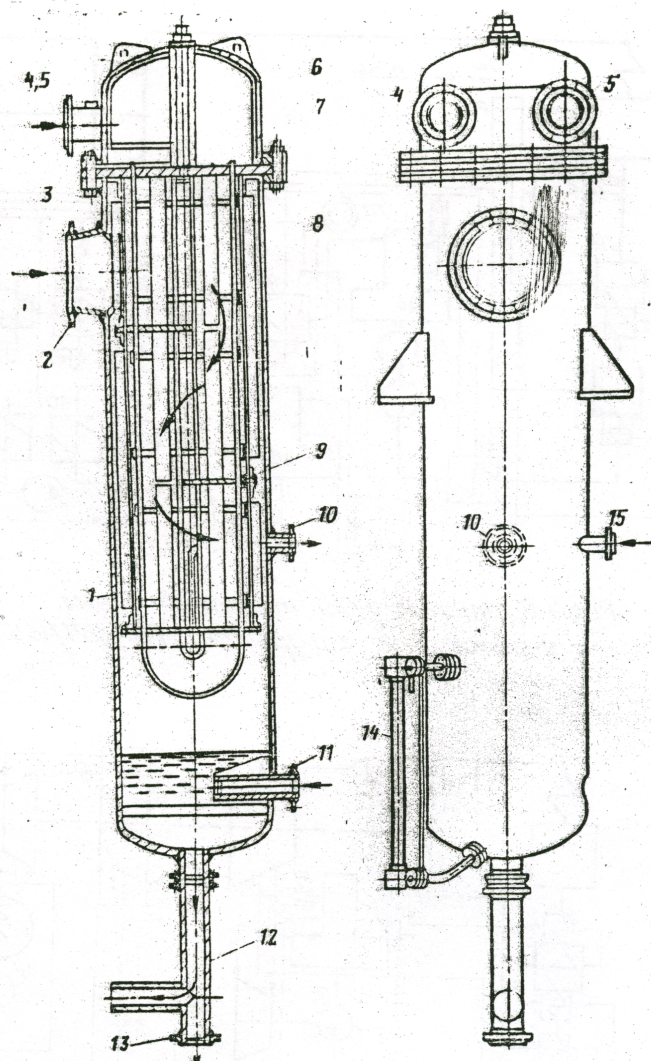


З вбудованими теплообмінник має вигляд :

### Особливості конструктивного виконання ПВТ, ПНТ

Конструктивна схема ПНТ – див. плакат кабінету, конструкція ПВТ – макет кабінету.

Конструкція ПНТ



1-корпус; 2-підведення граючої пари; 3-захисний щит; 4,5- патрубки входу і виходу основного конденсату; 6- водяна камера; 7-трубна дошка; 8- латунні U –подібні труби; 9- направляючі перегородки; 10 – відсмоктування повітря; 11-підведення дренажу з іншого підігрівника; ; 12- злив конденсату граючої пари; 13- штуцер для спорожнення; 14- водомірне скло; 15- підведення неконденсуючих газів з іншого підігрівника

### Маркування ПНТ

ПН-400-26-7 де:400 - площа поверхні нагріву, м<sup>2</sup>; 26 - тиск основного конденсату кгс/см<sup>2</sup>; 7 - тиск пари кгс/см<sup>2</sup>.

Так як тиск води за живильним насосом складає 32-34 МПа, то конструктивне рішення для ПВТ з трубними дошками не можливо.

Для ПВТ використовують зварні конструкції трубних поверхонь нагріву у вигляді спіральних зміювиків в додаткових кожухах (див. макет).

Маркування ПВТ: ПВ-2500-380 де: 2500 — площа поверхні, м<sup>2</sup>; 380 - тиск живильної води, кгс/см<sup>2</sup>.

### **Де аераційно - живильна установка**

Складається з деаератора живильної води та живильного насосу.

Деаератор призначений для видалення з основного конденсату та інших потоків води, які зливають в Д (дренажі ПВТ, тощо), корозійно-агресивних газів (O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>). Ці гази знаходяться в воді у розчиненому вигляді, їх видалення здійснюється нагрівом води парою до температури насичення.

#### Деаератори класифікуються:

1) За призначенням: деаератори живильної води парових котлів; деаератори підживлюючої води та зворотного конденсату зовнішніх споживачів; деаератори підживлюючої води теплових мереж.

2). За тиском гр.пари: підвищеного тиску ДП (0,6-0,8 МПа); атмосферного тиску ДА( 0,12 МПа); вакуумні ДВ (7,5-50 кПа);

3). За конструктивним виконанням: струйні, струйно-барботажні.

Деаератор складається з двох частин: деаераційної колонки (як правило вертикального типу) і бака - акумулятора.

Процес термічної деаерації відбувається в колонці. Бак - приймає потоки продеаерованої води.

Взагалі деаератор має три функції: -

термічна деаерація;

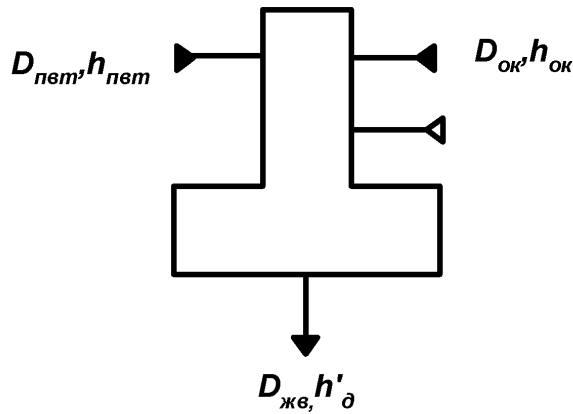
- підігрівник змішувального типу;

- об'єм баку розраховується на аварійний запас живильної води не менш, ніж на 3,5 хвил. - для блочних станцій; на 7 хвил. - для неблочних станцій.

$$V_{\text{д}} = D_{\text{жв}}^{\text{макс}} \cdot 3.5 \cdot 60_{\text{сек}} \cdot \text{м}^3$$

$$D_{\text{жв}}^{\text{макс}} = 1.05 \cdot D_{\text{жв}}, \text{ кг/с}$$

В теплових схемах Д зображають таким чином:



Так як за принципом дії деаератор - т/о змішувального типу, то для його розрахунку треба скласти два рівняння: теплового та матеріального балансів.

$$D_{ж.в.} = D_{пт} + D_{ок} + D_{п} - \text{матеріальний}$$

$$D_{жв} h'_{д} = D_{пт} h_{пт} + D_{ок} h_{ок} + D_{п} h_{п} - \text{тепловий}$$

### ***Включення деаераторів в теплові схеми***

Розрізняють дві схеми включення:

- 1) на постійному тиску: а) на самостійному відборі; б) предвключена схема (підключення Д по парі до першого за ходом жив. води після деаератора ПВТ);
- 2) на ковзному тиску.

1.) **EMBED Visio.Drawing.6**

а)

б)

В обох схемах Д підключений через дросельний клапан до регенеративного відбору. Тиск у відборі при номінальному навантаженні приймають на 30% вище за тиск в деаераторі. Це дозволяє працювати на одному й тому ж відборі в

діапазоні навантаження від 70% до 100%, При подальшому зниженні навантаження Д підключають до відбору з більшим тиском.

2.)

EMBED Visio.Drawing.6

rawing.6

При такій схемі регулятор тиску не встановлюють, що приводить до відсутності втрат на дроселювання. Але ж при зниженні навантаження та різкому зниженні тиску, можливе закипання води, що веде до запарювання живильного насоса. Тому більш поширенні схеми а) і б)

## Конструктивні особливості деаератора

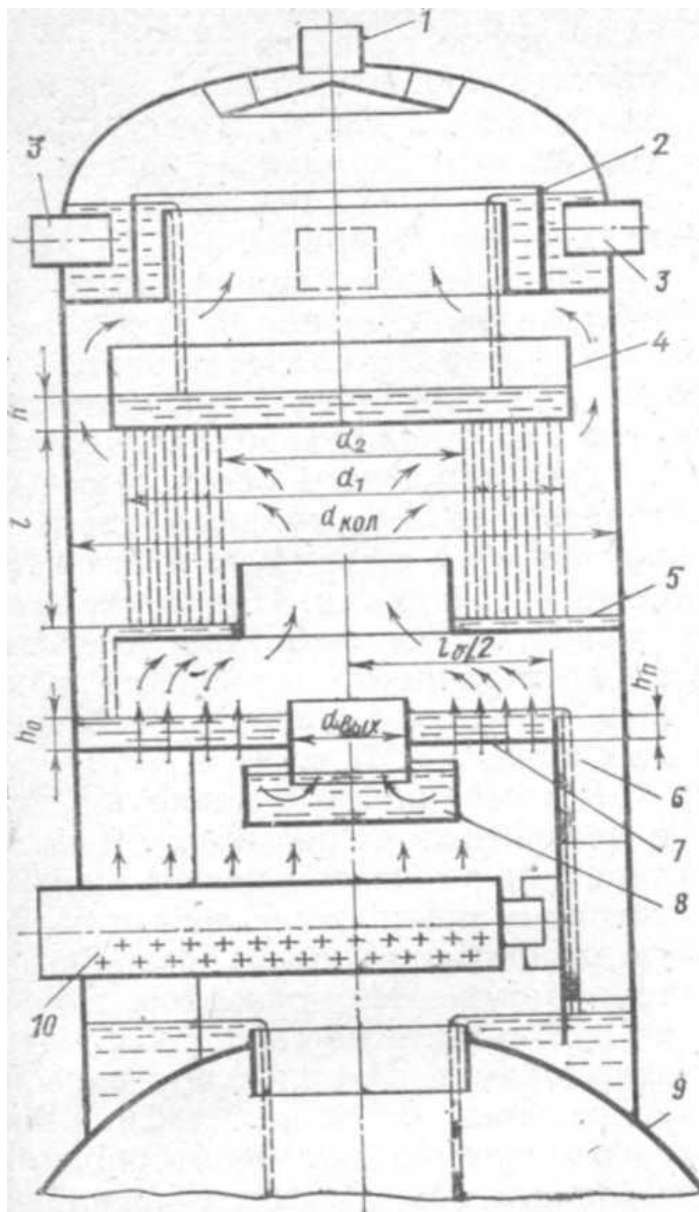
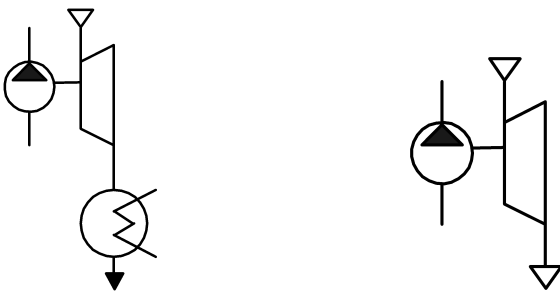


Схема де аераційної колонки струйно - барботажного типу  
1-патрубок випару; 2-водорозподільник; 3-патрубок підводу води;4-струйна тарілка; 5-перепускна тарілка; 6-зливний пристрій; 7-барботажна тарілка; 8-пароперепускний пристрій; 9-деаераторний бак; 10- паророзподільчий колектор з отворами

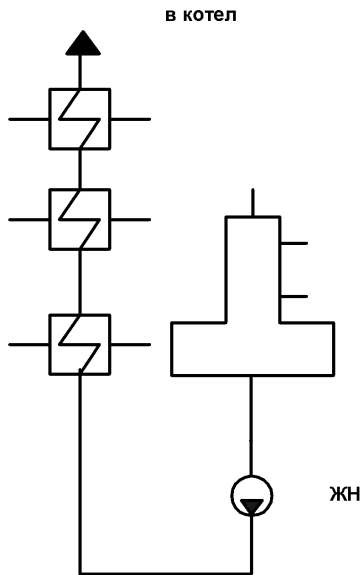
**Живильна установка.** Складається з одного або групи живильних насосів, та призначається для постачання живильної води в котел. Живильні насоси розрізняють за типом привода: турбо – та - електро.



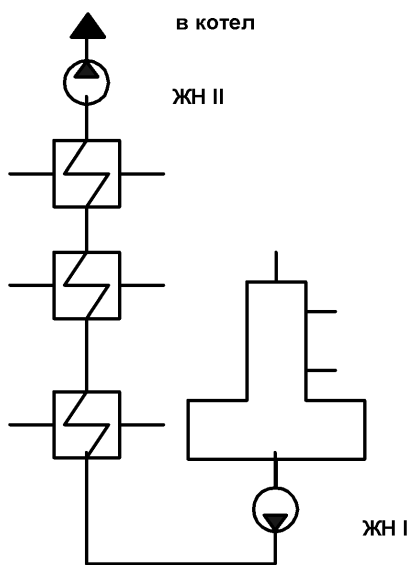
Насоси з електроприводом мають високий ККД, економічні, зручні в експлуатації. Але потужність асинхронних двигунів, які використовують для електроприводу, не більш 7 - 8 МВт, що не завжди задовольняє ТЕС великої потужності. Тому на потужних ТЕС та АЕС використовують турбоживильні насоси. Приводні турбіни працюють за рахунок пари відбору основної турбіни. Вони можуть бути: конденсаційними (з власним к-ром, чи конденсацією відпрацьованої пари в основному конденсаторік-рі); протитискові.



Включення живильних насосів в теплові схеми. Можливо два варіанти включення живильних насосів в теплову схему: 1. однопідйомна; 2. двопідйомна



В цій схемі живильний насос розвиває повний тиск для подачі живильної води через ПВТ в котел.



В цій схемі насос I підйому створює тиск для подачі живильної води через групу ПВТ, а насос II підйому - в котел.

Перевагою такої схеми являється те, що насос I підйому утворює менший тиск (~10 МПа), а це спрощує конструкцію ПВТ. Але ж насос II підйому перекачує гарячу воду, що погіршує його надійність; необхідна синхронізація роботи насосів I і II; підвищується витрата електроенергії для перекачки води з більш високою температурою; збільшується вартість установки в цілому.

Тому на сучасних енергоблоках використовують однопідйомні схеми з установкою бустерних насосів перед основним ЖН.

Бустерний насос (предвключений) - для створення додаткового підпору (~2 МПа) основному насосу для збільшення його кавітаційного запасу для того ж і деаератор встановлюють на позначках 15-25 м по відношенню до живильних насосів.

Кількість та продуктивність живильних насосів на ТЕС з блочними схемами повинні відповідати наступним нормам:

***1.подача живильних насосів визначається максимальною витратою живильної води на живлення парових котлів із запасом не менше 5%; 2.на енергоблоках з тиском пари 13 МПа на кожен енергоблок встановлюють, як правило, один живильний насос продуктивністю 100%, на складі передбачають один резервний для всієї електростанції. Живильні насоси приймають з електроприводами і гідромuftами; при відповідному підтвердженні допускають вживання турбопривода; 3.на енергоблоках з понадкритичним тиском пари встановлюють живильні насоси з турбоприводами, один продуктивністю 100% або два по 50%; при встановленні на блок одного турбонасосу продуктивністю 100% додатково встановлюють насос з електроприводом і гідромuftою продуктивним 30-50%. При встановленні двох турбонасосів продуктивністю по 50% кожен насос з електроприводом не встановлюють, до турбонасосів передбачається резервний підвід пари.***

Кількість та продуктивність живильних насосів на ТЕС з неблочними схемами повинні відповідати наступним нормам:

***1.на електростанціях, які входять до енергосистеми, сумарна подача всіх живильних насосів повинна бути такою, щоб у випадку зупина любого з них ті, які залишилися в роботі повинні забезпечити номінальну продуктивність всіх встановлених котлів. 2.резервний живильний насос на ТЕЦ не встановлюють, він знаходиться на складі, один живильний насос для всієї електростанції (на кожен тип насосу)***

## Баланси пари і води на КЕС і ТЕЦ, основні втрати

### Витрати пари і води на КЕС:

а) З прямотоковим котлом

$$D_{жсв} = D_{ка} = D_0 + D_{втр} + D_{уц} + D_{ежс},$$

$$D_0 = \sum D_i + D_k.$$

$$D_{жсв} = \sum D_i' + D_k' + D_{дод}$$

б) З барабанним котлом

$$D_{жсв} = D_{ка} + D_{пр} = D_0 + D_{втр} + D_{уц} + D_{ежс},$$

$$D_0 = \sum D_i + D_k.$$

$$D_{жсв} = \sum D_i' + D_k' + D_{дод}^*, \quad D_{дод}^* = D_{дод} + D_{пр}$$

### На ТЕЦ:

а) Промислового (виробничого) призначення – відкрити того типу:

$$D_{жсв} = D_{ка} + D_{пр} = D_0 + D_{втр} + D_{уц} + D_{ежс}$$

$$D_0 = \sum D_i + D_n + D_k.$$

$$D_{жсв} = \sum D_i' + D_k' + D_{пов. кон} + D_{дод}^*, \quad D_{дод}^{**} = D_{дод} + D_{пр} + D_{непов. конд}$$

б) Для ТЕЦ опалювального призначення (закритого типу) баланси практично не відрізняються від балансів на КЕС (для барабанних і прямотокових котлів). Тільки більше подається пари в регенеративні відбори з урахуванням мережних підігрівників.

З розглянутих балансів видно, що не вся пара спрацьовується, в турбіні, конденсується і повертається у вигляді живильної води в котел. Обов'язково є втрати пари і конденсату. Втрати можна розділити на зовнішні і внутрішні.

До внутрішніх витрат відносять втрати в межах самої ТЕС: на ущільнення, на ежектори, на витік через нещільність фланцевих з'єднань, через запобіжні клапани та іншу арматуру.

В середньому величина внутрішніх втрат становить 2%. Внутрішні втрати відносяться до КЕС та ТЕЦ закритого типу. Для ТЕЦ відкритого типу мають місце ще і зовнішні втрати, які визначаються часткою неповерненого конденсату.

Величина зовнішніх втрат становить 30-70% витрати пари на виробництво або 15-35% по відношенню до всієї станції.

Для покриття цих втрат необхідна додаткова вода.

$$D_{д.в} = D_{вн.втр} + D_{зовн.вт}$$

Для обробки додаткової води розрізняють два способи:

- хімічний
- термічний (дистиляційний)

До хім. метода відносять: механічну обробку води та повне хімічне знесолення (методом іонного обміну).

### **Дистиляційний метод обробки додаткової води. Використання випарників**

Дистиляційний метод підготування дод. води, засновано на використанні випарників.

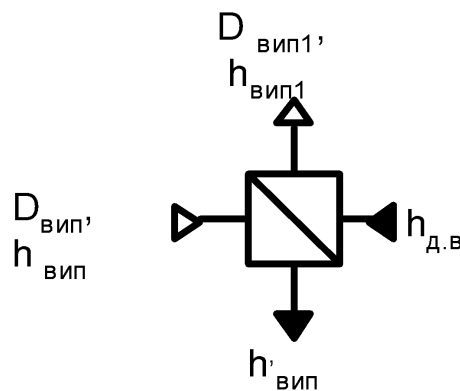
Випарна установка призначена для приготування дистиляту, майже вільного від солей і близького за якістю до конденсату турбін.

**Випарник** - поверхневий т/о, в якому за рахунок теплоти конденсації пари відбору турбіни утворюється вторинна пара, яка конденсується в к-рі випарника і перетворюється на дистилат.

Для подачі додаткової води у випарник, необхідно, щоб вона пройшла попередню спрощену хімічну обробку та термічну деаерацію.

EMBED Visio.Drawing.6

Так як випарник - т/о поверхневого типу, то обов'язково має місце недогрів вторинної пари до температури насичення гріючої. Ця величина у випарників значно більша в порівнянні з регенеративними підігрівниками і становить 15-30°C.



$$D_{\text{вип}}(h_{\text{вип}} - h'_{\text{вип}})\eta_n = D_{\text{вип1}} \cdot (h_{\text{вип1}} - h_{\text{д.в}})$$

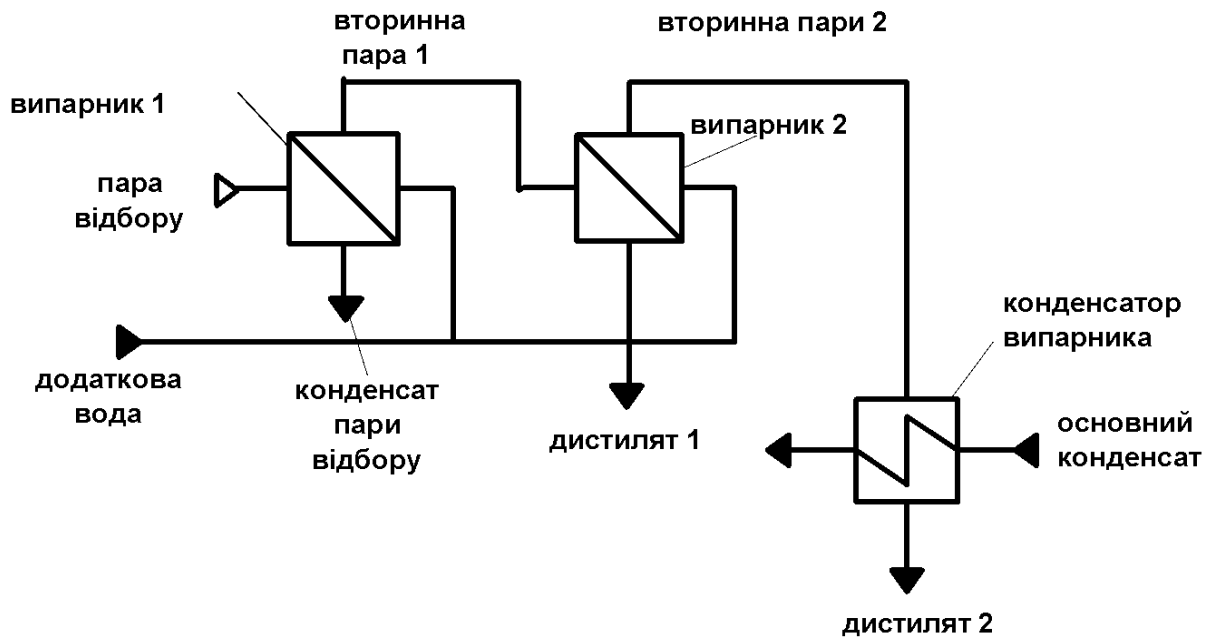
### Схеми включення випарника

Розрізняють два варіанта:

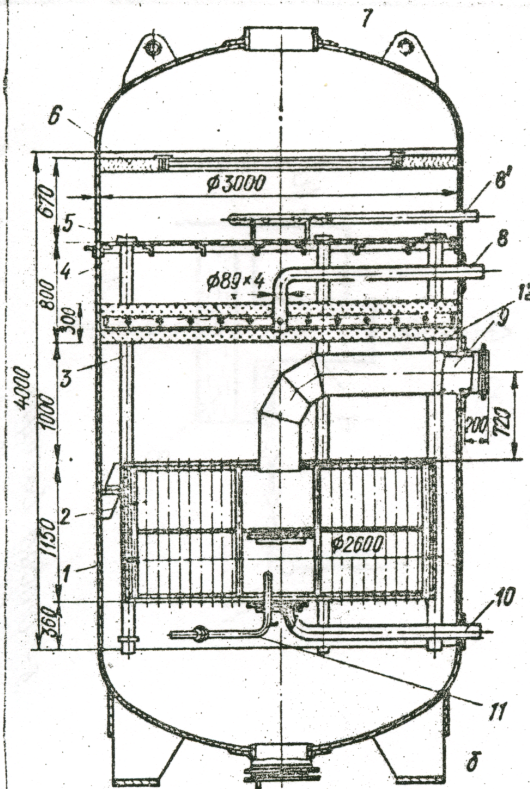
- з власним конденсатором випарника;
- з конденсацією вторинної пари в одному з ПНТ.

Перша схема має більшу вартість, але ж недоліком другої є те, що при збросі вторинної пари в ПНТ можливо витіснення пари відбору на ПНТ назад в турбіну. А це може привести к зниженню економічності т/у. Тому більш поширена перша схема

Для збільшення виходу дистилату на одиницю витраченої пари, використовують 2,3 ступеневі схеми.



### Конструкція випарника



1-корпус; 2- гріюча секція; 3- опускна труба; 4 - паро промивний дирчатий лист; 5 – перелив; 6- жалюзійний сепаратор; 7 – відведення вторинної пари; 8 – підведення живильної води; 8' - підведення конденсату; 9 – підведення граючої

пари; 10 - відведення конденсату; 11 – відведення неконденсуючих газів4 12-зрошувальна набивка

### **Розширник безперервної продувки**

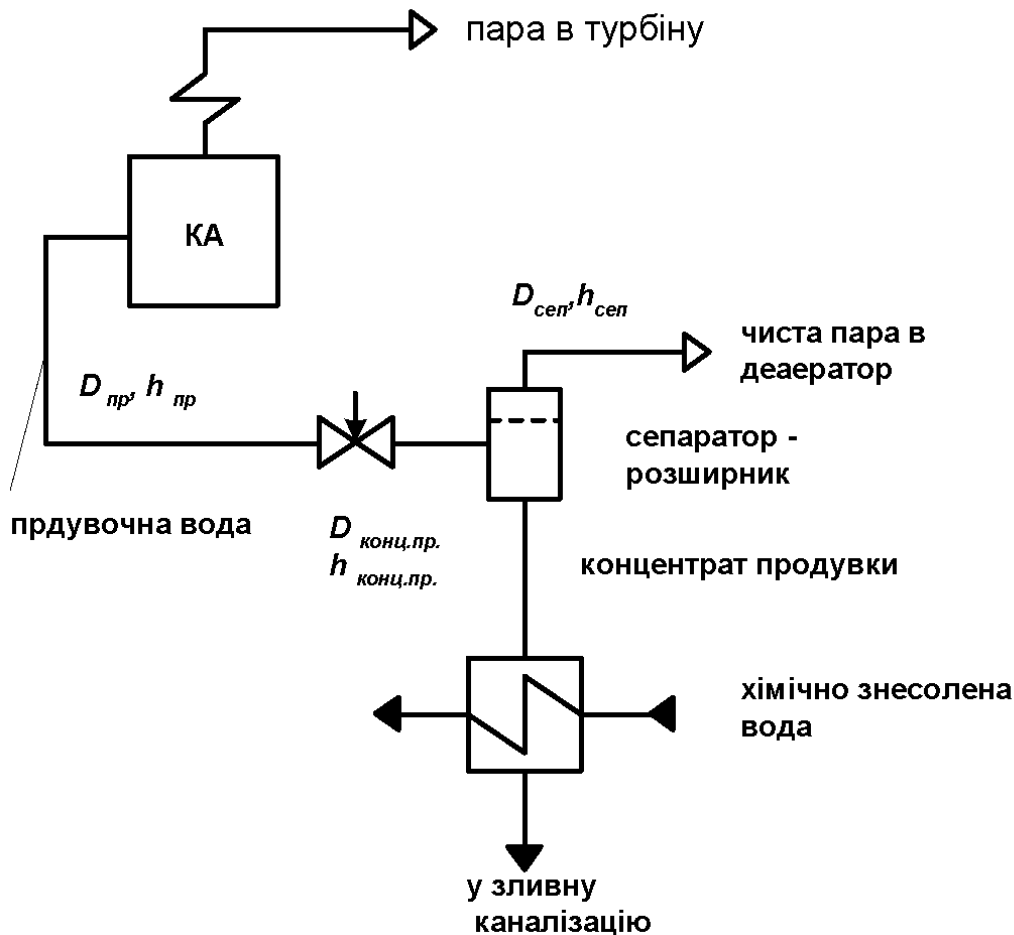
Концентрація кремнієвої кислоти в котловій воді нормується тільки при тиску 7 МПа і вище, коли розпочинається її винос з парою. Експлуатаційні норми якості котлової води і режими продувки барабанних котлів встановлюються на основі теплотехнічних випробувань: вони індивідуальні для кожного котла. При цьому враховується необхідність отримання якісної пари відповідно норм по солевмісту, підтримки чистоти поверхонь нагріву і застосування заходів, які запобігають корозії металу. Витрата безперервної продувки котлів повинна складати 0,5-1% при поповненні втрат знесолоною водою або дистилатом випарників, 0,5-3% при поповненні втрат хімічно очищеною водою. В окремих випадках допускається її збільшення до 5%.

Витрата продувки зменшується і чистота пари підвищується з покращенням якості добопочної води, зменшенням втрат пари і конденсату, з використанням ступеневого випаровування і раціональної сепарації пари.

Втрати продувочної води і її теплоти зменшують при застосуванні розширників(сепараторі ) неперервної продувки

Сепаратор - розширник безперервної продувки використовується на станціях докритичних тисків з котлами барабанного типу. Їх призначення - часткове повернення робочого тіла в теплову схему ТЕС та зменшення втрати з продувкою, а також використання теплоти безперервної продувки для підігріву хімічно знесолоної води.

*Схема включення розширника безперервної продувки*



Продувочна вода виходить з барабану котла та прямує до С-Р. На вході в С-Р встановлюють дросельний клапан, за рахунок якого зменшується тиск і вода перетворюється на пароводяну суміш. Далі в С-Р чиста пара відділяється від води, насиченої солями / концентрат продувки / і подається в Д. Теплота концентрату продувки використовується для підігріву хімічно знесоленої води, а потім викидається в зливну каналізацію.

Для розрахунку розширника безперервної продувки складають рівняння матеріального і теплового балансів:

$$D_{прод} = D_{сеп} + D_{к.прод}$$

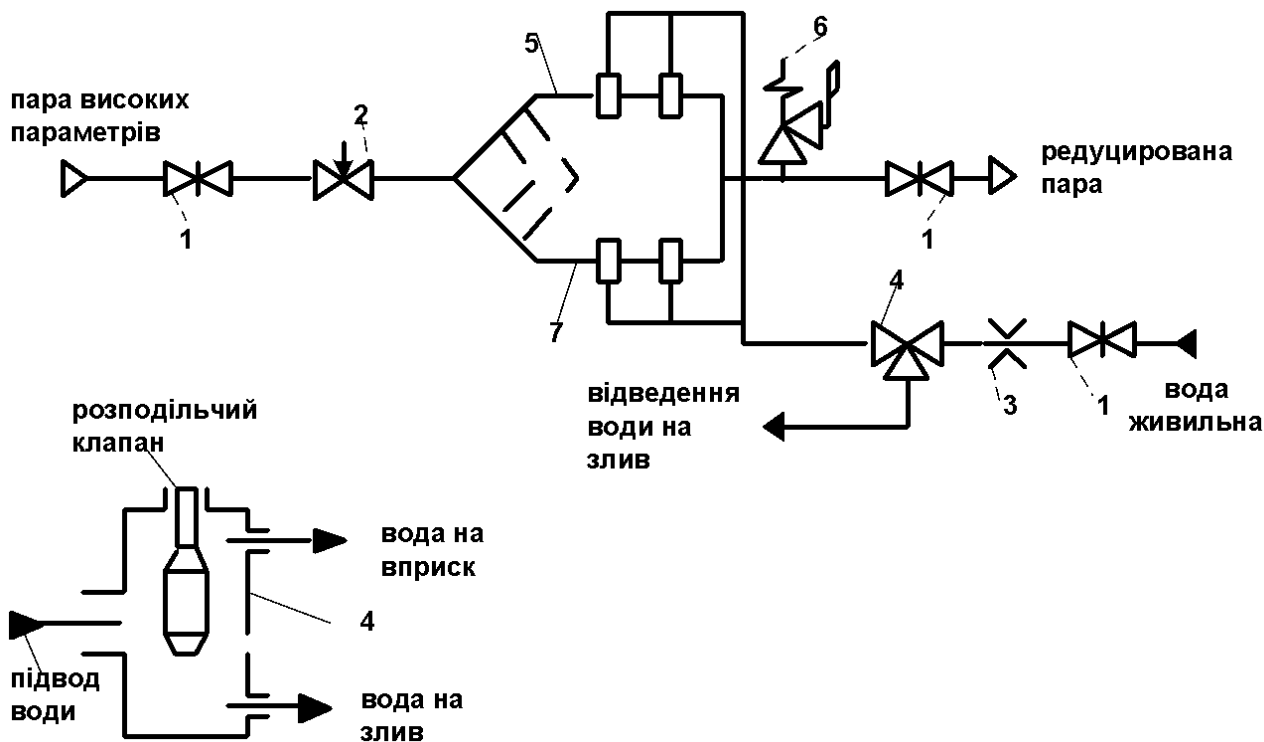
$$D_{прод} \cdot h_{прод} = D_{сеп} \cdot h_{сеп} + D_{к.прод} \cdot h_{к.прод}$$

### Редукційне — охолодна установка (РОУ)

РОУ призначена для зменшення параметрів пари (тиску та температури). Вона використовується при резервуванні виробничих відборів пари, при пусках, зупинках єн/блоках. Швидкість включення 30-40 с.

ШПРОУ - швидкодіюча РОУ має швидкість включення 6-7 с.

### Схема РОУ



1 - засувка; 2 - дросельний клапан; 3 - дросельна шайба; 4 - клапан постійної витрати; 5 - пароохолодник; 6 - запобіжний клапан; 7 - форсунки для вприску охолодної води.

Пара дроселюється при проходженні через дросельний клапан і решітки пароохолодника. Багатоступеневе дроселювання (в клапані і решітках) знижує рівень шуму при розширенні пари.

Витрата пари змінюється за допомогою дросельного клапану. В пароохолодник вприскується вода через форсунки. За рахунок її випаровування відбувається охолодження пари.

Регулювання витрати води відбувається за допомогою клапану постійної витрати. Незалежно від фактичної продуктивності РОУ до клапану підводиться постійна кількість води. В клапані потів розгалужується на два, один з яких  $G_B$  поступає на вприскування, а другий  $G_{зл}$  – на злив. При цьому

$$G_B + G_{зл} = G_{кл} = \text{const}$$

Перерозподіл між вприскуванням і зливом відбувається за рахунок пересування розподільчого клапану. Доцільність такого клапану можна пояснити прикладом : РОУ з початковим тиском 12,75 МПа і кінцевим тиском 1,27 МПа , вода на вприскування подається від живильного насосу з тиском 18 МПа. Перед клапаном з урахуванням втрат у форсунках тиск води повинен складати 3 МПа. Різниця 15 МПа витрачається в дросельному пристрої. Щоб перепад тиску на дроселі був однаковим і не залежав від продуктивності РОУ, необхідно мати постійну витрату через дросельний пристрій. Це і досягається при установці клапану постійної витрати.

Клапан постійної витрати керується колонкою дистанційного управління, яка отримує імпульс по температурі пари за пароохолодником. Для запобігання надмірного підвищення тиску з установкою встановлюється запобіжний клапан імпульсного типу, який відрегульований на заданий тиск після установки.

Установка оснащена органами автоматичного регулювання електронного типу і контрольно – вимірювальними приладами.

### Розрахунок РОУ

Для розрахунку РОУ складають два рівняння: матеріального і теплового балансу:

$$D_p = G_b + D_{п}$$

$$D_p h_p = G_b h_b + D_{п} h_{п},$$

де  $D_p, D_{п}, G_b$ , кг/с- відповідно витрати редуцированої пари, початкової пари, і води на вприскування;  $h_p, h_{п}, h_b$ , кДж/кг – ентальпії редуцированої пари, початкової пари і води на вприскування.

### **Т.1.5 Трубопроводи ТЕС**

Трубопроводи які об'єднують теплове устаткування становлять важливу частину ел/станції, від їх справності залежить надійність роботи ел/станції.

До трубопровідних виробів відносять: труби, з'єднувальні частини, фасонні, арматура, компенсатори температурних подовжень, ізоляція, опори, підвіски.

За видом середовища трубопроводи поділяють на: паропроводи (свіжої пари промперегріву, пари відборів тощо); водопроводи (основного конденсату, живильної води, дренажів гріючої пари, технічної (охолодної) води тощо); газопроводи; повітропроводи; мазутопроводи; пиловоди.

В залежності від виду та параметрів середовища трубопроводи ТЕС поділяються на 4 категорії.

Вибір трубопроводу відбувається за сортаментом. Для цього треба знати параметри середовища та внутрішній діаметр.

Внутрішній діаметр розраховується, виходячи з рівняння нерозривності середовища:

$$Gv = F c$$

$G$  - витрати кг/с;

$v$  - питомий об'єм, м<sup>3</sup>/кг;

$F$  — площа поперечного перерізу, м<sup>2</sup>;

$c$  - швидкість, м/с.

Звідки:  $D = 1,13 \sqrt{\frac{Gv}{c}}$  .м

Після розрахунку внутрішнього діаметру за параметрами середовища вибирають умовний прохід трубопроводу, зовнішній діаметр та товщину стінок (за сортаментом).

### **Основні елементи трубопроводів**

Довжина прямих ділянок труб, які випускає промисловість, з вуглецевих і слабо легованих сталей складають від 3 до 12 м, а високолегованих від 3 до 9 м. Між собою ділянки труб з'єднують зварюванням, а з арматурою - фланцями.

Матеріалами трубопроводів являються вуглецеві сталі 20, 10, а також слабо - та - високолеговані.

Хімічні елементи в марках сталей позначені слідуєми ми буквами:

Г - марганець; Ф - ванадій; Р - бор; С - кремній; Т - титан; П - фосфор; Х - хром; Ю - алюміній; ІД - цирконій; Н - нікель; Д - мідь; Є - селен; М — молібден; Б — ніобій; В — вольфрам; К — кобальт.

Цифри, які стоять після букв, вказують середній зміст легованого елементу у % (відсотках).



### Фасонні частини



*коліно*



хрестовина



## Арматура

Запірна: крани; вентилі; засувки - періодичне вмикання та вимикання потоку.

Регулююча: регулюючі вентилі і клапани, регулятори рівня - регулювання параметрів, витрати та рівня середовища.

Запобіжна: запобіжні та зворотні клапани — захист від недопустимого підвищення параметрів та зворотного потоку середовища.



*крани*



*вентилі*

*засувки*

## Компенсатори температурних подовжень

При нагріванні трубопроводу від температури довкілля до температури середовища, яке в ньому протікає, відбувається його лінійне подовження. При закріплених кінцях трубопровід вигибається. Такий згин називається самокомпенсацією. Але ж якщо напруга згину вища за граничне допустиму, то

необхідно штучно збільшити гнучкість трубопроводу за рахунок встановлення компенсаторів (П-образні, лінзові - найбільш поширені).



#### Ізоляція трубопроводів

Трубопроводи повинні бути захищені від атмосферної вологості, та для забезпечення безпеки працівників трубопроводи обов'язково покривають ізоляцією. Товщина і кількість шарів залежить від температури та типу теплоносія. Кількість шарів визначається з основного рівняння теплопередачі. Для ізоляційних матеріалів використовують азбест, кераміку, ватні волокна тощо.

Трубопроводи, які розташовані на відкритому повітрі, а також, які знаходяться поблизу маслбаків, мазутопроводів, поблизу кабельних ліній, повинні мати захисне металеве покриття. Якщо немає покриття, то теплоізоляція фарбується. Теплоізоляційні матеріали не повинні надавати корозійного впливу на трубопроводи.



#### **Вимоги до кріплення трубопроводів**

Кріплення трубопроводів повинно відповідати технологічній схемі, забезпечувати необхідну довжину і не повинно заважати зручному монтажу. Кріплення повинно встановлюватися в місцях, які зручні для обслуговування, до якого трубопровід приєднується. Трубопроводи прокладаються поблизу будівельних

конструкцій. Вага трубопроводів перекладається на будівельні конструкції за допомогою опор та підвісок

Розрізняють: *рухомі*, які допускають пересування і *нерухомі*.

В свою чергу рухомі допускають пересування в будь-якому напрямку горизонтальної площини, або тільки вздовж осі (направляючи). Також можливе пересування і у вертикальній площині, при цьому опори встановлюють на пружинах. Для зменшення тертя рухомі опори іноді встановлюють на кулькопідшипники чи катки.

Підвіски також можуть допускати пересування в горизонтальній площині, а для пересування у вертикальній - використовують пружинні підвіски.



*нерухомі опори*



*пружинні опори*



*пори*

## Тема 1.6 Теплова економічність ТЕС. Основні шляхи підвищення ККД ТЕС

Споживачі електричної енергії, графіки електричних навантажень, види резервів потужності.

До споживачів електричної енергії відносять:

- промисловість;
- електрифікований транспорт;
- освітлення та електропобутові прилади.

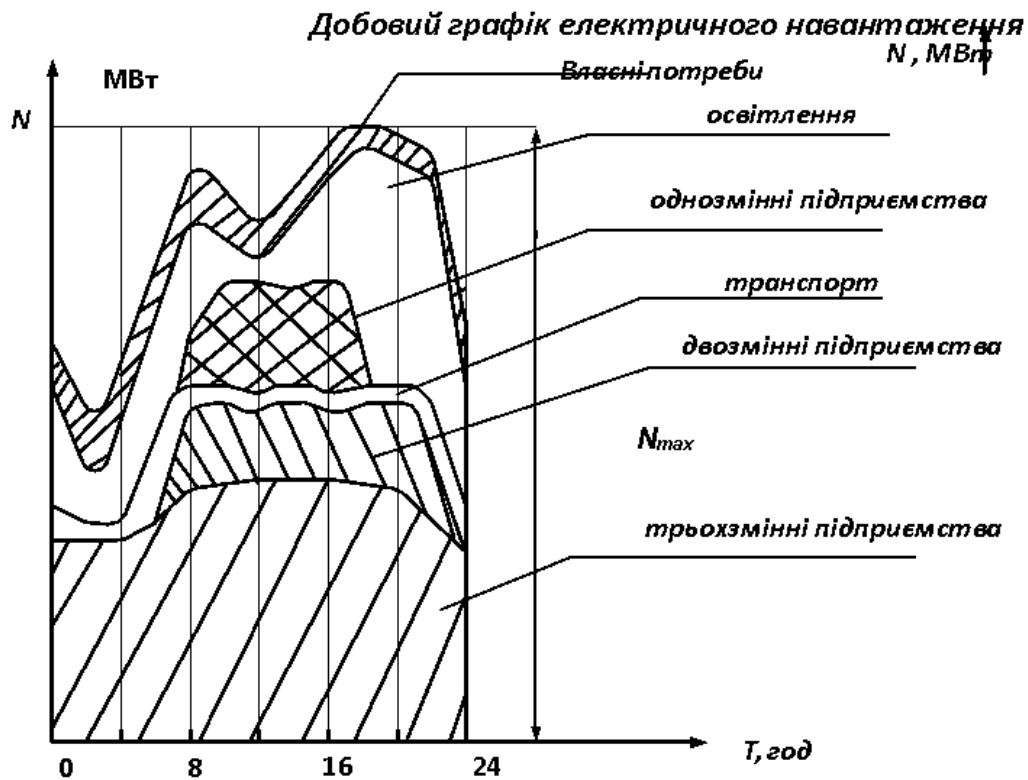
Найбільш рівномірним споживачем є промисловість (особливо трьохзмінні підприємства). Освітлення і транспорт мають два максимуми: ранішній та вечірній.

Для вибору потужності електростанції рішуче значення має максимум електронавантаження, який визначається накладанням максимумів навантажень всіх видів споживання.

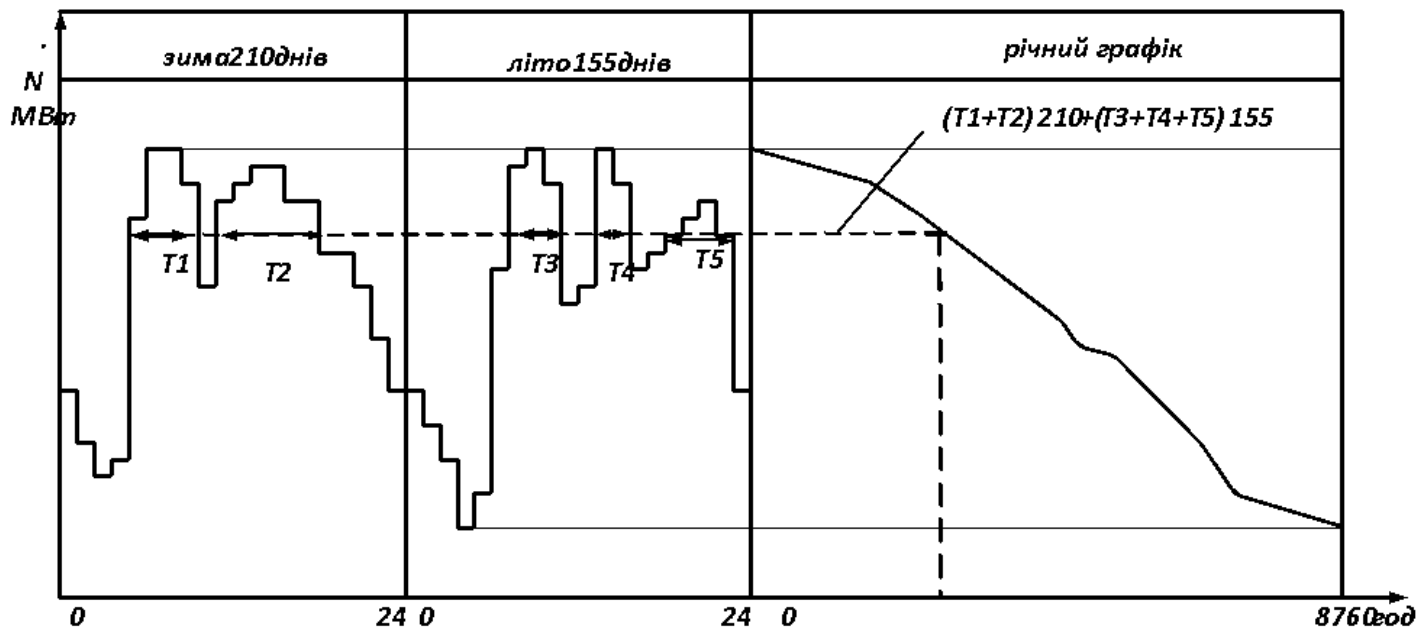
Зміна навантаження у часі зображається графіком електричного навантаження.

Розрізняють: добові, квартальні, річні графіки. Добові в свою чергу на бзимові і літні. Розглянемо зимовий добовий графік сумарного електричного навантаження

Річний будують на основі добових: літнього та зимового.



**Побудова річного графіка електричного навантаження**



Добовий (зимовий) і річний графіки електричного навантаження

Існують три види резервів потужності:

резерв першого роду (обертвий або прихований) - потужність устаткування, яке працює з недовантаженням і може бути терміново використано при аваріях;

резерв другого роду (явний) - потужність непрацюючих, але ж готових до роботи агрегатів (котлів, турбін), які знаходяться в холодному або гарячому стані, вимагаючи для пуску 1-2 години.

ремонтний резерв - потужність устаткування, яке виведено у плановий ремонт.

Робоча :  $N_{роб} = N_{макс} + N_{р1}$  - потужність всього працюючого устаткування. Наявна:

$N_{наяв.} = N_{роб} + N_{р.2}$  - потужність працюючого чи готового до роботи устаткування.

Встановлена:  $N_{всан.} = N_{наяв.} + N_{рем.}$  - потужність всього устаткування, яке встановлене на ТЕС.

### Показники теплової економічності ТЕС

Критерієм теплової економічності конденсаційної електростанції служить відношення електроенергії, яка виробляється (потужності) до теплоти, яка витрачається, тобто коефіцієнт корисної дії (ККД) електростанції (енергоблока):  
 $\eta_c = E_{вир} / Q_c$ ,  $\eta_c = N_c / Q_c$ , де  $E_{вир}$  - річна витрата електроенергії;  $Q_c$  - річне вироблення електроенергії,  $N_c$  - номінальна потужність станції.

Відповідно ККД котельного агрегату:  $\eta_{ка} = Q_{ка} / Q_c$

Коефіцієнт корисної дії транспорту теплоти (трубопроводів) електростанції:

$$\eta_{ка} = Q_{ту} / Q_{ка}$$

Коефіцієнт корисної дії турбоустановки т/ту :  $\eta_{ту} = N_c / Q_{ту}$

Загальний ККД електростанції (енергоблоку) складається з вказаних трьох

$$\text{ККД: } \eta_c = \eta_{ка} \eta_{ту} \eta_{тр}$$

Таким чином, ККД електростанції залежить безпосередньо від ККД котельного агрегату, транспорту теплоти та турбоустановки.

Найбільше впливає на ККД електростанції показник, який враховує основну втрату теплоти в циклі виробництва електроенергії в холодному джерелі  $Q_k$ , що досягає приблизно (45-50%) теплоти, яка витрачається.

Решта втрат теплоти на електростанціях значно менше. Так, для сучасного котла втрата теплоти складає 6-10% теплоти, яка витрачається, відносні втрати теплоти в трубопроводах близько 1%.

Звідси можна вивести, що ККД сучасної конденсаційної електростанції може складати:  $\eta_c = 39 - 43\%$ .

Коефіцієнт корисної дії електростанції (енергоблока), який враховує виробітку електроенергії без власної витрати її на допоміжні машини та установки називають ККД бруто.

Між тим частина енергії, що виробилася на ТЕС, витрачається на підготовку палива, подачу повітря, відвід димових газів, подачу живильної та охолодної води та ін. у розмірі 4-6% виробленої енергії.

ККД, який враховує власну витрату енергії всередині станції (витрата енергії на

власні потреби)  $\eta_c^{нт} = \frac{E_{вир} - E_{вл.п}}{Q_c}$  або  $\eta_c^{нт} = \frac{N - N_{вл.п}}{Q_c}$ , де  $E_{вл.п}$  - витрата електроенергії станції на власні потреби, кВт/год;  $N_{вл.п}$  - власна витрата за одиницю години, кВт

В свою чергу ККД турбоустановки складається з:  $\eta_{ту} = \eta_t \eta_{oi} \eta_m \eta_g$

$$\eta_t = \frac{h_0 - h_k}{h_0 - h_{жсв}}$$

де  $\eta_t$  - термічний ККД ідеального циклу Ренкіна:

$h_0$  - ентальпія пари, кДж/кг;  $h_k$  - кінцева ентальпія пари, кДж/кг;

$h_{жсв}$  - ентальпія живильної води на вході в котел, кДж/кг;

відносний внутрішній ККД турбіни:  $\eta_{oi} = H/H_0$ ,

$H_i$  - дійсний тепло перепад в турбіні, кДж/кг;  $H_0$  - ізоентропійний теплоперепад, кДж/кг;  $\eta_m, \eta_g$  - ККД, які враховують власні втрати на тертя та в генераторі.

ККД котельного агрегату:  $\eta_{ка} = 100\% - \sum q_p, \sum q_i$  - відносні втрати у котельному агрегаті

ККД транспорту теплоти:  $\eta_{тр} = Q_{ту} / Q_{ка}$

Кількість теплоти, яка передається турбоустановці:  $Q_{ту} = D_0(h_0 - h_{жсв})$ , кВт  $D_0$  - витрата свіжої пари на турбіну, кг/с;  $h_0, h_{жсв}$  - ентальпії відповідно свіжої пари та живильної води, кДж/кг.

Кількість теплоти, яка виходить з паром котла:  $Q_{ка} = D_{ка}(h_{ка} - h_{жсв})$ , кВт

$D_{ка}$  - парове навантаження котла, кг/с;  $h_0, h_{жсв}$  - ентальпії пари на виході з котла та живильної води, кДж/кг. Таким чином ККД ТЕС блочного типу (енергоблока) можна визначити за формулою:  $\eta_{бл} = \eta_{ка} \eta_{ту} \eta_{тр}$

Другим критерієм являється :питома витрата умовного палива :  $b_y = B_y / N$

З основного рівняння теплового балансу електростанції:

$$B_y Q_{н}^p (\text{у.п.}) \eta_{бл} = 3600N \Rightarrow b_y = B_y / N = 3600 / (29310 \eta_{бл}) = 0.123 / \eta_{бл}, \text{г/(кВт*год)}$$

Для розрахунку показників теплової економічності ТЕЦ визначають окремо показники по виробленню і відпуску електричної енергії та теплоти.

Для ТЕЦ розраховують показники теплової економічності окремо по відпуску електроенергії і по відпуску теплоти

### Способи підвищення теплової економічності ТЕС

До основних шляхів підвищення теплової економічності ТЕС відносять:

- підвищення початкових параметрів ( $P_0, t_0$ );
- зниження кінцевого тиску ( $P_k$ );
- впровадження промперегріву;

- впровадження регенеративного підігріву основного конденсату та живильної води;

- надбудови та прибудови

1) Збільшення  $P_0$ , то обмежено міцністю сталей. Максимальні початкові параметри свіжої пари на даний момент становлять: 24 МПа, 540<sup>0</sup>С. Мінімальний кінцевий тиск  $P_k=0.0034-0.0036$  МПа.

Обмежуючим фактором наступного зниження  $P_k$  являються: виграї та температура охолодної води, величина поверхні охолодження, чистота трубок в конденсаторі.

2) Процес промперегріву - це передача додаткової кількості теплоти парі, яка була відпрацьована в ЦВТ, шляхом повернення її в промперегрівник котла при тих самих витратах палива. Трубопровід, по якому пара прямує в котел називається "холодним", а по якому повертається в турбіну (ЦСТ) "гарячим".

Процес промперегріву приводить до підвищення температури пари до початкової, а тиск при цьому залишається постійним (теоретично), а практично - знижується за рахунок гідравлічних опорів трубопроводів.

Спочатку промперегрів впроваджували як засіб зниження кінцевої вологості пари (так як вологість пари збільшує ерозійний знос лопаток та здійснює гальмуючу дію). Але ж після більш детального вивчення було доведено, що при промперегріві збільшується теплоперепад, що в свою чергу приводить до підвищення теплової економічності турбоустановки.

EMBED Visio.Drawing.6



#### 4) Надбудови і прибудови

У зв'язку з ростом енергетичних навантажень даного району може бути доцільно збільшити потужність деяких електростанцій, які знаходяться в даному районі. Можливість розширення залежить від: наявного місця, умов паливо та водопостачання, вимог чистоти повітряного та водного басейнів тощо.

Характеристики нових агрегатів розширення повинні відображувати технічний прогрес: потужність нових агрегатів та початкові параметри повинні бути більші ніж старих .

Існує два способи розширення працюючих електростанцій:

- встановлення нових конденсаційних турбоагрегатів і котлів з більш високими параметрами у вигляді прибудови діючої електростанції;
- встановлення котлів і турбін з протитиском високих початкових параметрів(протитиск повинен бути більше початкового тиску конденсаційної турбіни на величину втрат при транспортуванні пари) у вигляді надбудови високих параметрів.

Прибудова являється звичайним видом розширення діючої електростанції. Надбудова здійснюється при необхідності одночасного розширення електростанції та покращення її енергетичних показників.

Надбудова - повна, якщо через нові турбіни проходить повна витрата пари для подальшої роботи в старій турбіні; неповна, якщо через нові турбіни проходить частка пари, яку потребують старі турбіни, а решта пари надходить від старого котла.

При повній - старі котли демонтують, або виводять у резерв; при неповній (частковій) — старі котли залишаються в роботі.

Якщо температура відпрацьованої пари у новій турбінні нижча за початкову температуру старої, то пара прямує на промперегрів в новий котел.

ККД у випадках надбудови та прибудови зростає:

$$\eta_n = (N_0 + N_n) / (Q_0 + Q_n), \quad \eta_n = (N_0 + N_n) / (Q_0 + Q_n)$$

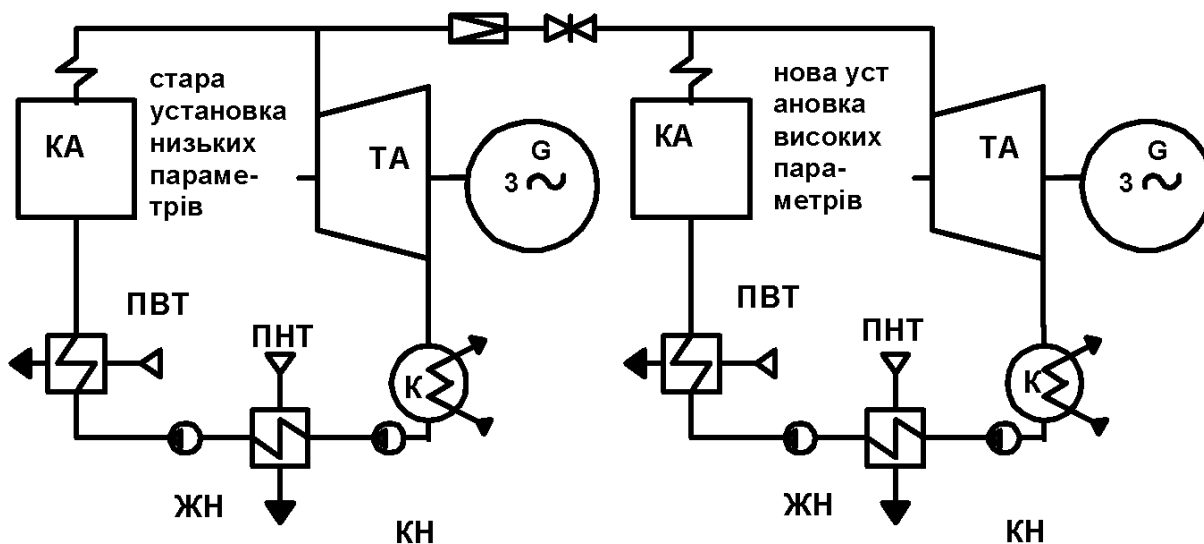
Але теплова економічність надбудови вища, так як зменшується втрата теплоти в конденсаторі при підвищенні потужності і ККД.

Крім того, надбудова не впливає на систему технічного водопостачання.

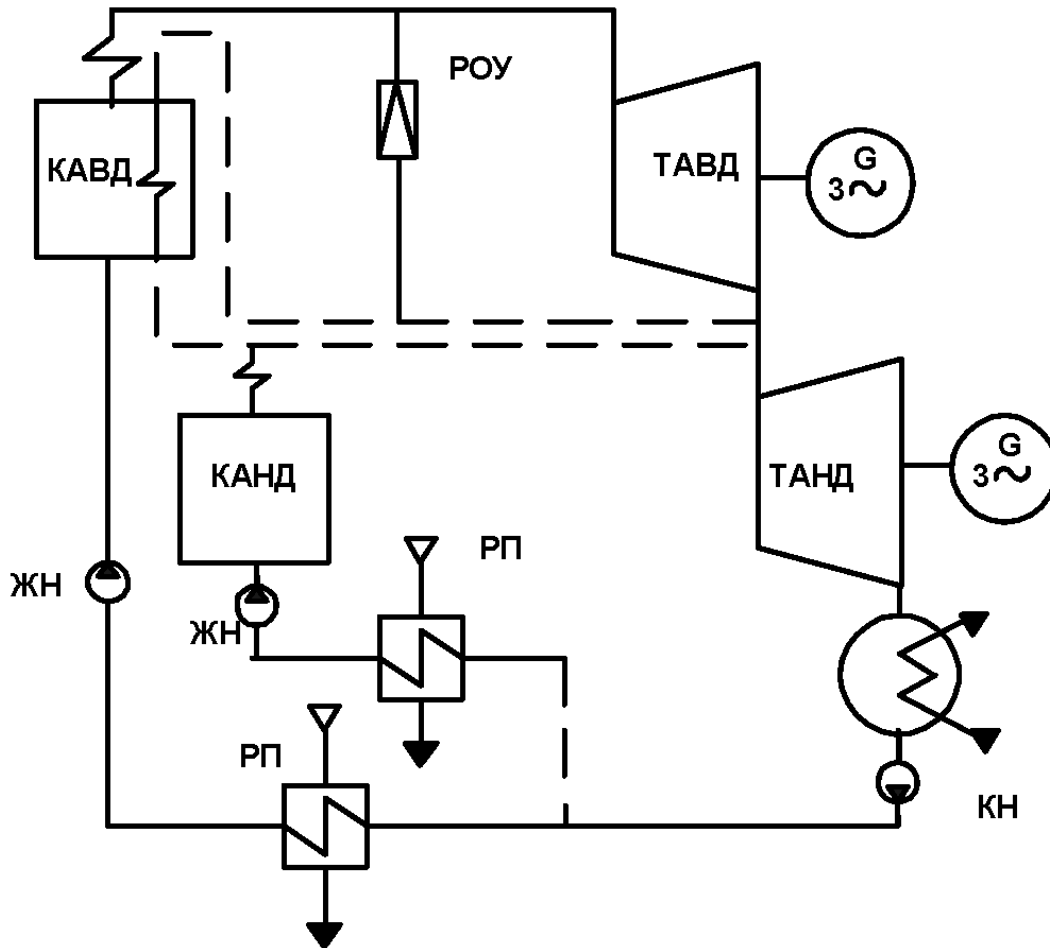
Для надбудови потужність нових парових котлів повинна бути в 1,5-2,0 р. більша ніж для прибудови, так як при повній надбудові вся потужність забезпечується новими котлами, а при прибудові - тільки для нової прибудованої частини.

### Принципова схема прибудови

РОУ



### Принципова схема надбудови



### Тема 1.7 Принципова і повна теплова схема енергоблоку

Основне та допоміжне устаткування, яке відображує суттєвість основного технологічного процесу вироблення і використання енергії об'єднуються в принциповій тепловій схемі лініями трубопроводів води і пари у відповідності з послідовністю руху робочого тіла в установці.

ПТС зображується як одноагрегатна та однолінійна схема. Однакове устаткування зображується в схемі умовно один раз. Лінії технологічного зв'язку однакового устаткування також показують у вигляді однієї лінії. Арматура на ПТС не вказується (за винятком важливої для технологічного процесу).

При складанні ПТС вирішують питання вибору типу, потужності і початкових параметрів ел/станції. Вибирають кількість регенеративних підігрівників, яка відповідає кількості регенеративних відборів. вибирають тип підігрівників (змішуваний чи поверховий), схеми зливу дренажу для ПВТ, ПНТ, кількість дренажних насосів для схеми зливу дренажу в ПНТ, розраховують об'єм баку деаератора з урахуванням аварійного запасу жив.води, вибирають схеми включення Д (на самостійному відборі пари, або на ковзяному тиску). Вибирають типи приводів жив.насосів, тип приводної турбіни (конденсаційна або з протитиском), схему включення жив.насосів (одно або двопідьомна), кількість конденсатних насосів. Вирішується питання про використання БЗУ

Вибір устаткування відбувається на основі норм технологічного устаткування ТЕС (НТП).

Спочатку вибирають турбіну (потужність і тип) з електрогенератором. Потім - паровий котел. Тип і кількість допоміжного устаткування вибирають на підставі технічних умов основного устаткування. У випадках необхідності проводять додаткові розрахунки і вибір.

Одиночна потужність турбоагрегатів вибирається можливо більш великою для даного виду палива. Якщо вибір устаткування проводиться для ТЕЦ, то вибирають тип турбіни відповідно теплового навантаження.

Продуктивність котельних агрегатів, які встановлені в блоці з т/а-ми, вибирають за максимальним пропуском свіжої пари через Т з урахуванням витрати пари на власні потреби і запасу не менш 3%.

$$D_{\text{ка}} = D_0(1 + \alpha + \beta)$$

$\alpha = 0.02$  - власні потреби;

$\beta = 0.03$  - запас.

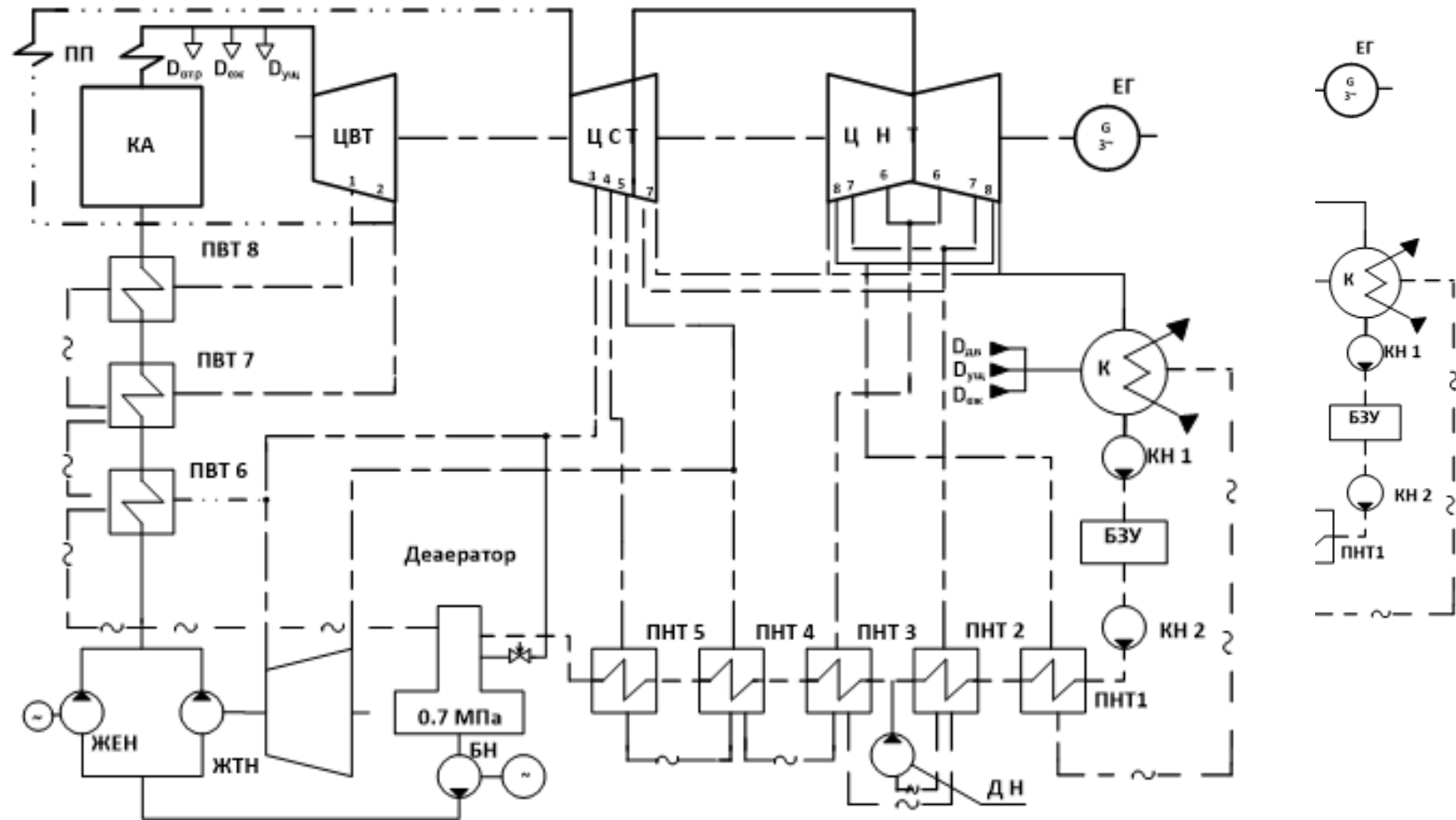
Тип котла вибирають також за параметрами і видом палива. ПТС призначена для розрахунків витрати свіжої пари на турбіну і показників теплової економічності: ККД та питома витрата умовного палива.

На основі ПТС і вибору устаткування розробляють повну або розгорнуту теплову схему (РТС).

РТС включає: теплове устаткування пароводяного тракту, трактів інших теплоносіїв, трубопроводи з арматурою, які об'єднують устаткування. На відміну від ПТС, РТС включає всі агрегати ел/ст., всі паралельні нитки трубопроводів. До РТС обов'язково додається специфікація з типом, кількістю та основними технічними характеристиками устаткування. На ТЕС з однаковими енергетичними блоками складають РТС для одного енергоблоку, а з різними - для кожного окремо. Для ТЕС неблочного типу складається повна теплова схема для всієї станції.

Приклади принципової і розгорнутої схем з турбіною К-300-23,5

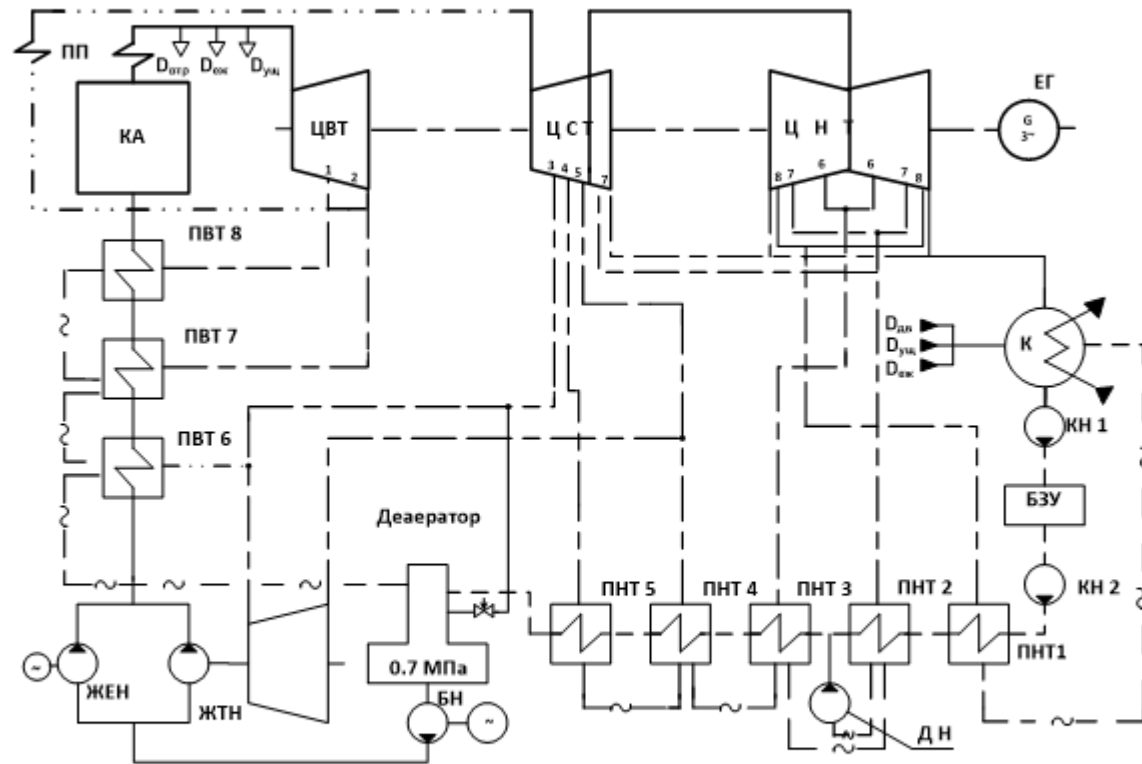
## Принципова теплова схема ТЕС з турбіною К-300-23,5



Умовні позначення

—————	пара свіжа
- - - - -	пара промперегріву
—————	пара відборів
—————	вода живильна
- - - - -	конденсат основний
~~~~~	дренаж

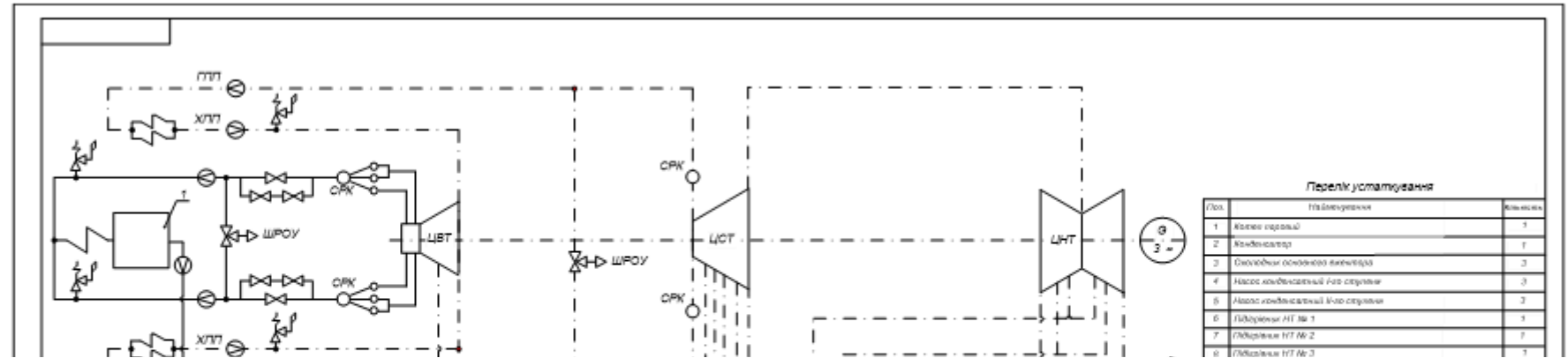
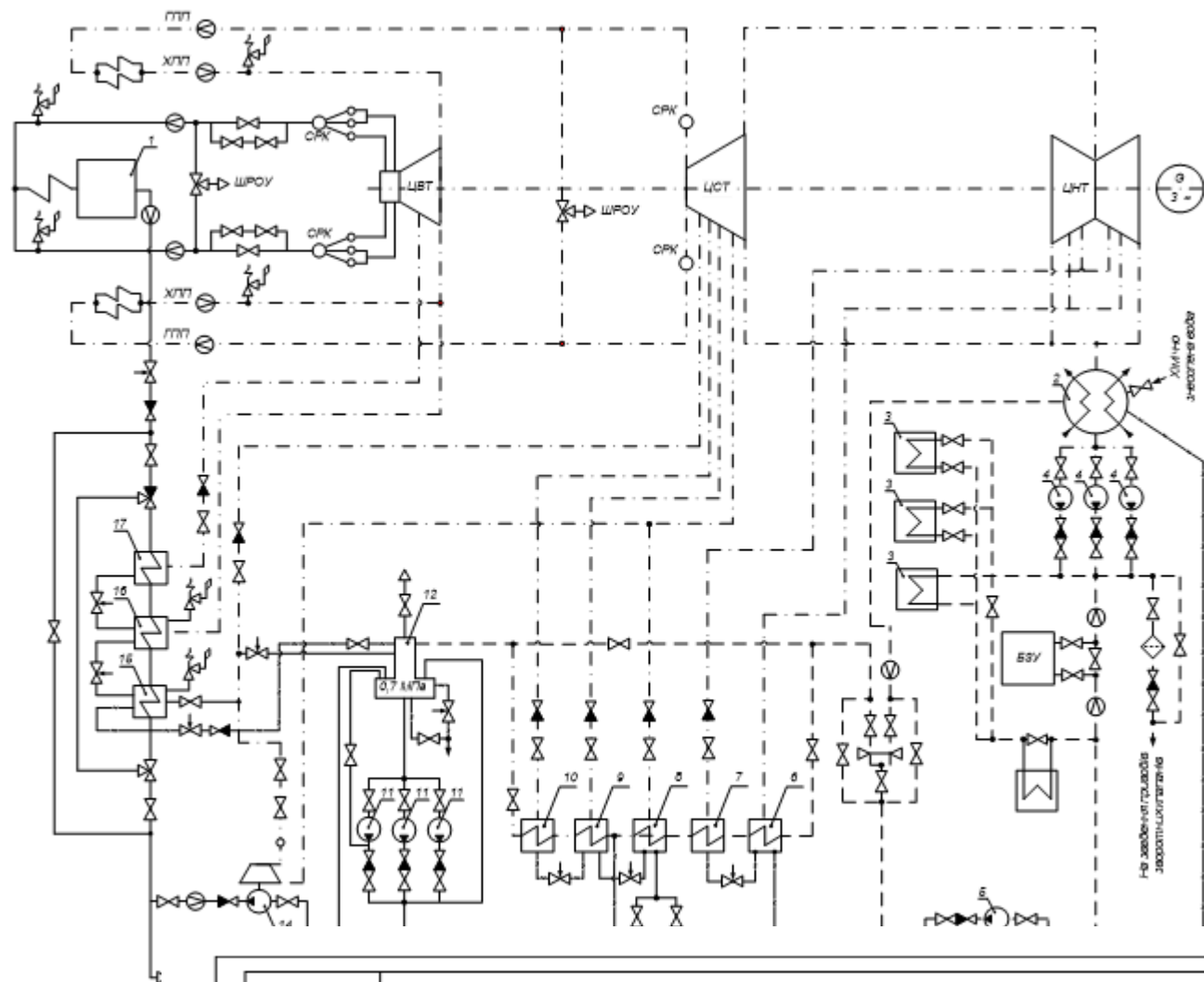
### Принципова теплова схема ТЕС з турбіною К-300-23,5



Умовні позначення

—	пара свіжа
- · - · -	пара промперегріву
— · — · —	пара відборів
—	вода живильна
- - - - -	конденсат основний
— ~ —	дренаж





Перелік устаткування

Л/п.	Найменування	Кількість
1	Котел паровий	1
2	Конденсатор	1
3	Спеціальне обладнання вентилятора	3
4	Насос конденсатний для окремих	3
5	Насос конденсатний для окремих	3
6	Підручний ЛТ № 1	1
7	Підручний ЛТ № 2	1
8	Підручний ЛТ № 3	1



## Питання для самоконтролю

1. Сучасний стан і напрямки розвитку енергетики України.
2. Основні поняття про паливно-енергетичний комплекс.
3. Особливості виробництва теплової та електричної енергії на ТЕС.
4. Типи електростанцій.
5. Передумови розвитку нетрадиційних джерел, їх класифікація, проблеми і перспективи розвитку.
6. Структурна схема технологічного процесу ТЕС.
7. Основні тракти ТЕС.
8. Споживачі власних потреб електроенергії та теплоти.
9. Основні технічні та економічні вимоги до теплових електростанцій.
10. Споживачі електричної та теплової енергії, їх характеристика.
11. Устаткування системи пилеприготування
12. Устаткування системи подачі газу до парових котлів.
13. Устаткування мазутного господарства.
14. Призначення парового котла
15. Розшифрувати марку котла Е-480-14-560 ГМ
16. Що таке теплота згоряння палива?
17. Призначення парової турбіни
18. Типи парових котлів
19. Розшифрувати марку котла Пп-1000-25-545/542 ГМ
20. Що таке умовне паливо?
21. на яких ТЕС використовують барабанні, а на яких прямо токові котли?
22. Розшифрувати марку котла Пп-950 -25-545/542 КТ
23. Яка теплота згоряння умовного палива?
24. Призначення парової турбіни
25. Розшифрувати марку турбіни К-300-23,5
26. Призначення конденсаційної установки
27. Що таке турбінний східець?
28. Розшифрувати марку турбіни ПТ-80/100-12,8/1,28
29. Склад конденсаційної установки
30. Чим відрізняються соплові лопатки від робочих?
31. Розшифрувати марку турбіни Т-110/120 -12,8
32. Призначення і склад системи масопостачання
33. Призначення маслоохолодників
34. Що входить до системи трубопроводів?
35. Основні елементи трубопроводів.
36. Конструктивні особливості ПНТ та ПВТ.
37. Схеми зливу дренажу для підігрівників високого та низького тиску.
38. Термічна деаерація.
39. Функції деаераторів ,їх класифікація.
40. Конструктивні особливості деаераторів.
41. Типи приводів живильних насосів.
42. Включення живильних насосів в теплові схеми.
43. Призначення розширників безперервної продувки, їх включення в теплові схеми.
44. Призначення та принцип дії редуційно-охолодної установки (РОУ), швидкодіючої редуційно—охолодної установки(ШРОУ).
45. Графіки електричного та теплового навантаження.
46. Максимальна, робоча , наявна, встановлена потужність, види резервів потужності.
47. Показники теплової ефективності ТЕС.
48. Шляхи підвищення економічності термодинамічних циклів турбінних установок.
49. Вплив початкових параметрів та кінцевого тиску на теплову ефективність ТЕС.
50. Вплив промперегріву на теплову ефективність ТЕС.

51. Види промперегріву.

52. Переваги і недоліки прибудов і надбудов.

53. Що таке коефіцієнт недовироблення потужності?

## Модуль 2 Теплоелектроцентралі та теплові мережі

### Тема 2.1 Комбіноване виробництво теплової та електричної енергії

#### Споживачі теплоти та їх характеристика

До споживачів теплової енергії відносять:

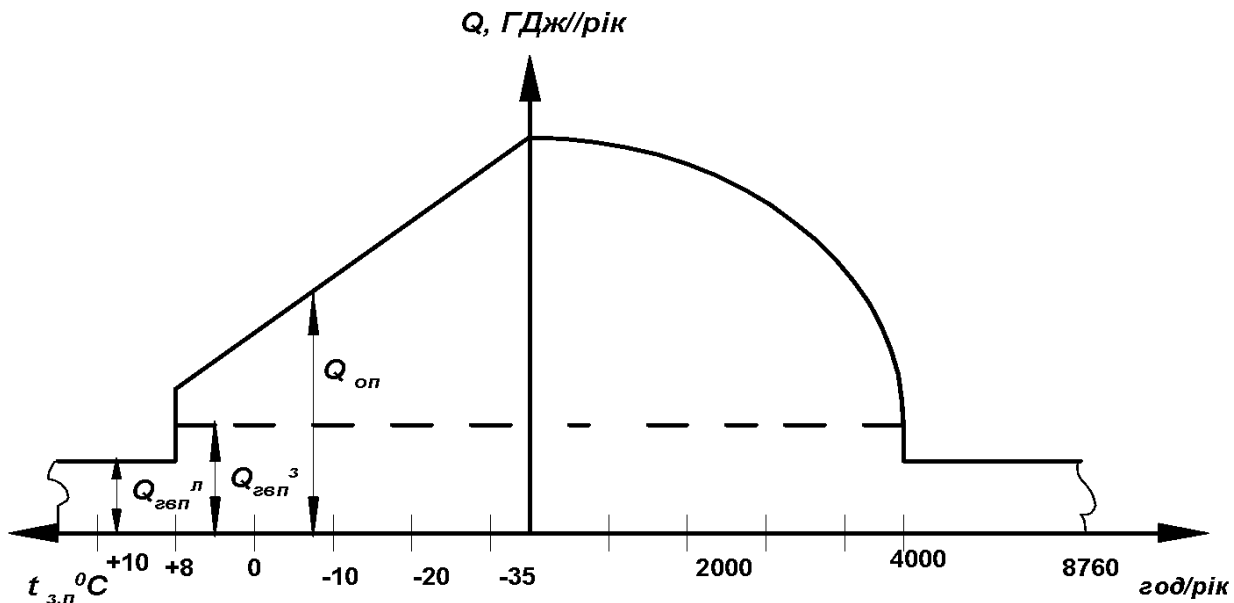
1) Технологічні споживачі: технологічні процеси харчової, текстильної, паперової, хімічної тощо промисловостей з відпуском технологічної пари на них з відбору турбіни ТЕЦ. Величина навантаження залежить від самого процесу, тиск та витрату пари диктує споживач. Тиск пари у відборі повинен бути вище ніж необхідний споживачу на величину гідравлічних опорів.

2) Опалення і вентиляція. Навантаження з опаленням і вентиляцією є сезонним і залежить від температури довкілля, об'єму опалювальних будівель, опалювальних характеристик будівель (акумуляуючої спроможності матеріалу, теплопровідності).

Початок опалювального сезону відбувається при середньодобовому утриманню температури зовнішнього повітря протягом 3-х діб +8-+10 °С. Вентиляційне навантаження відноситься тільки до тих будівель, де є притоко-витяжна вентиляція і повітря, яке подається у приміщення, потребує підігріву.

$$Q_{on} = \alpha_{on} V_{on} (t_{прим} - t_{з.нов}), \quad Q_v = \alpha_v V_v (t_{прим} - t_{з.нов})$$

3) Навантаження гарячого водопостачання постійно на протязі всього року з невеликим збільшенням в осінне-зимовий період. Воно залежить від кількості споживачів, від температури гарячої води у водорозбірних кранах. Залежність теплового навантаження від температури довкілля та його зміна на протязі року зображено графіками.



### Типи турбін які працюють на ТЕЦ

Протитискові турбіни не мають конденсатора, а відпрацьована пара прямує на виробництво.

EMBED Visio.Drawing.6

Приклад маркування: P-100-130/13

P — пртитискова 100 — потужність, МВт; 1 ЗО - початковий тиск пари, кгс/см<sup>2</sup> (12,8 МПа); 13 — тиск відпрацьованої пари в турбіні, кгс/см<sup>2</sup> (1,28МПа).

Недоліком такої турбіни є високий тиск відпрацьованої пари в порівнянні з конденсаційними. Це може привести до невідпуску ел/енергії на базі зовнішнього теплоспоживання. Тому бажано на ТЕЦ такі турбіни використовувати паралельно з К турбінами, або на ТЕЦ промислового призначення.

Турбіни типу ПТ використовують на ТЕЦ з двома видами теплового навантаження: виробничм та теплофікаційним.

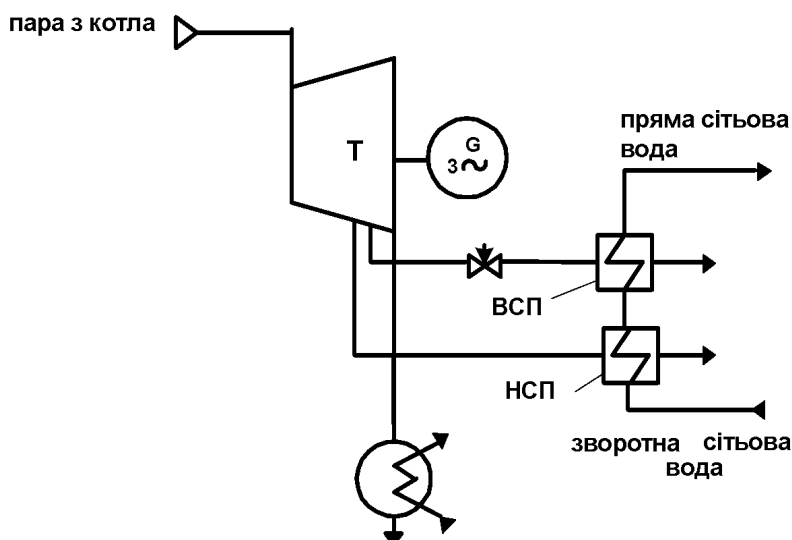
EMBED Visio.Drawing.6

Приклад маркування: ПТ-80/100-130/13

ПТ - виробничо-теплофікаційна

80 — номінальна потужність, МВт; 100 - максимальна потужність в конденсаційному режимі, МВт; 130 - початковий тиск пари, кгс/см<sup>2</sup>, (12,8 МПа); 13 - тиск пари у виробничому відборі, кгс/см<sup>2</sup> (1,28 МПа.)

Теплофікаційна турбіна(типу Т), використовують тільки на ТЕЦ теплофікаційного призначення



Приклад маркування: Т-250/300-240: Т – теплофікаційна; 250 – номінальна потужність, МВт; 300 – максимальна потужність, МВт; 240 кгс/см<sup>2</sup> -початковий тиск пари(23.5 МПа).

### Принципові теплові схеми ТЕЦ

Принципові і розгорнуті теплові схеми ТЕЦ складаються за тим самим принципом, що і для конденсаційних станцій. І, в основному мають таке ж саме устаткування. Але додатково в них вказується відпуск пари на виробництво(якщо від передбачений) та устаткування мережної установки. Розглянемо приклади теплових схем ТЕЦ.

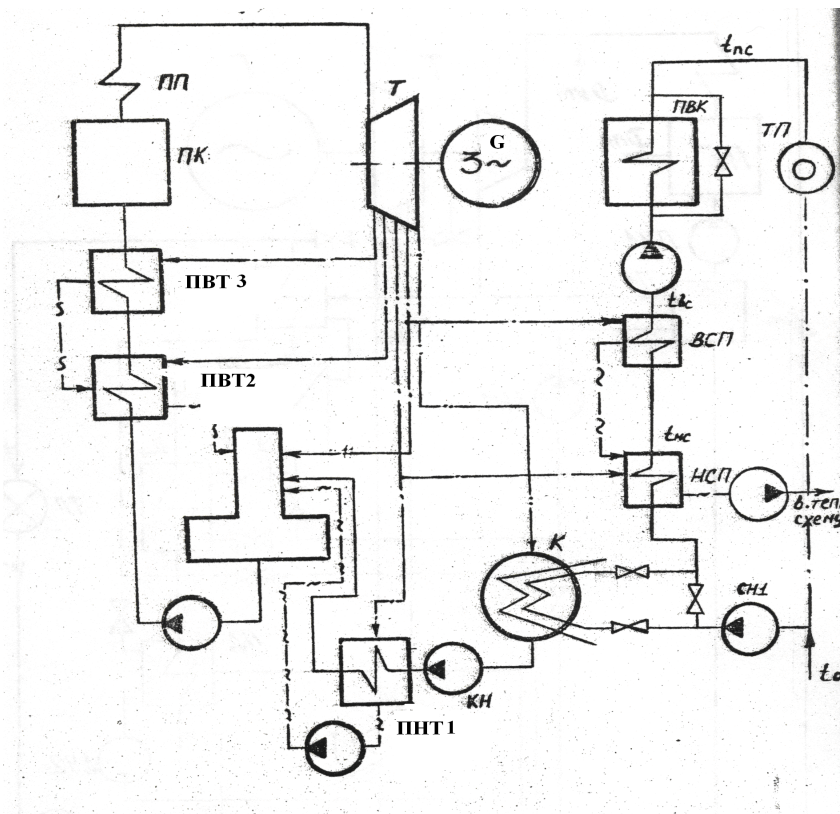
ТЕЦ з т/у ПТ - 80/100-12,8/1,28.

В ПТС використана турбіна з трьома відборами: промисловим та теплофікаційними, без промперегріву та барабанний котел з безперервною продувкою. Тому в схемі передбачене включення розширника БП. Турбіна має 7 регенеративних відборів пари: 3 на ПВТ та 4 на ПНТ поверхневого типу. З 3-го відбору передбачено відпуск пари на виробництво (регулюємий відбір), а з 4 та

5-го відповідно на сітьові підігрівники ( один з відборів обов'язково — регулюємий). Схема зливу дренажу ПВТ - каскадна, ПНТ - змішана. Д працює на постійному тиску по предвключеній схемі. Живильний насос - з електроприводом. Конденсатний насос - одного ступеня, бо не має БЗУ, сітьова установка складається з двох сітьових підігрівників поверхневого типу, пікового водогрійного котла (газо-мазутного), сітьових насосів та трубопроводів прямої та зворотної магістралі.

ПТС з т/у Т - 250/300-23,5

Турбіна багатоциліндрова з промперегрівом. котел — прямотоковий. ПВТ, ПНТ — поверхневого типу. Схема зливу дренажу у ПВТ - каскадна, ПНТ - змішана. Два ступені конденсатних насосів, так як є БЗУ. Д - на постійному тиску та підключений до самостійного відбору. ЖН - з турбоприводом з протитисковою турбіною. Перед ЖН - бустерний насос. Сітьова установка складається з двох сітьових підігрівників поверхневого типу (горизонтальних), які підключені по парі до 8 та 9 відборів, ПВК, сітьових насосів, т/п-ів прямої та зворотної магістралі.(див. схему)



## *Принципова схема включення мережної установки*

EMBED Visio.Drawing.6

- 1 – сітьовий (мережний) підігрівник
- 2 - ПВК;
- 3 - трубопроводи прямої магістралі;
- 4 - трубопроводи зворотної магістралі;
- 5 – сітьовий (мережний) насос;
- 6 - насос підживлення тепломережі;
- 7 – деаератор підживлюючої води;
- 8 - дренажний насос сітьового підігрівника;
- 9 - опалювальний абонент;
- 10 - елеватор;
- 11,12 – бойлери центрального теплового пункту.

Сітьова вода послідовно нагрівається в СП та ПВК. Якщо температура довкілля вища, ніж розрахункова, то ПВК відключають і вода прямує в обхід. При ремонті СП, або аварійній ситуації і відключенні теплофікаційного відбору, вода байпасує СП і гріється тільки в ПВК. Потім по прямій магістралі вода прямує до споживачів: опалювальним абонентам через елеваторний ввід та центральних теплових пунктів (для нагріву водопровідної води, яка нагрівається в бойлерах і потім надходить до водорозбірних кранів). Охолоджена вода по трубопроводам зворотної магістралі повертається на ТЕЦ. Для компенсації втрат передбачено підживлення тепломережі додатковою водою, яка проходить знесолення та деаерацію.

СП можуть бути горизонтального та вертикального типів. Вертикальні за конструкцією схожі на ПНТ, але ж з прямими трубками, а горизонтальні схожі на конденсатори. Теплові мережі прокладають під землею.

Визначення теплового навантаження при відпуску теплоти споживачам з гарячою водою можна визначити:

$$Q_{on} = G_{cb} \cdot c_v \cdot (t_{np} - t_{zv}), \text{ кВт},$$

де  $G_{cb}$  - витрата сітьової води, кг/с;  $c_v$  – теплоємність води, кДж/(кг К);  $t_{np}; t_{zv}$  - температури води в прямій та зворотній магістралях, °С.

Регулювання навантаження відбувається двома способами: якісний - зміною температури в прямій магістралі; кількісний — зміною витрати сітьової води. Основним недоліком другого метода є можливість неодночасного розподілу води між поверхами житлових будинків. Тому більше поширення одержав перший метод.

Перерозподіл теплового навантаження між СП та ПВК визначається за допомогою коефіцієнту теплофікації  $\alpha_{ТЕЦ}$ :

$$\alpha_{ТЕЦ} = \frac{\sum_1^2 Q_{від}}{Q_{ТЕЦ}} = 0,55-0,65$$

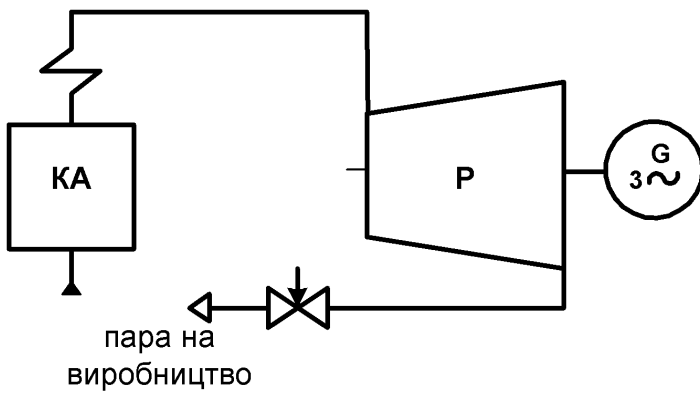
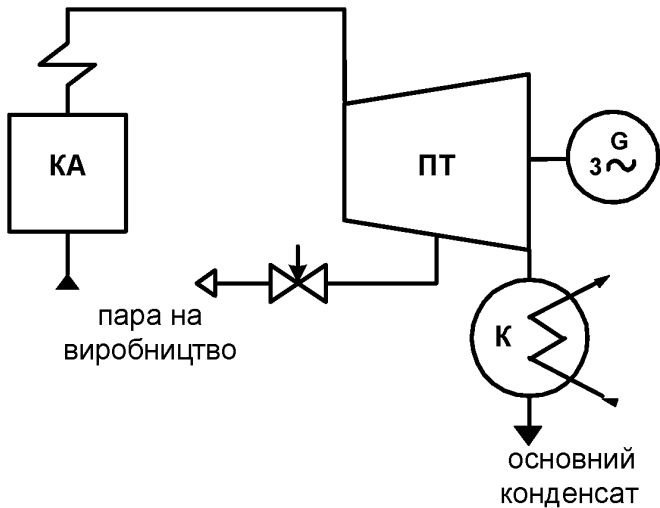
**Тема 2.2 Способи відпуску технологічної пари на виробництво та теплові мережі**

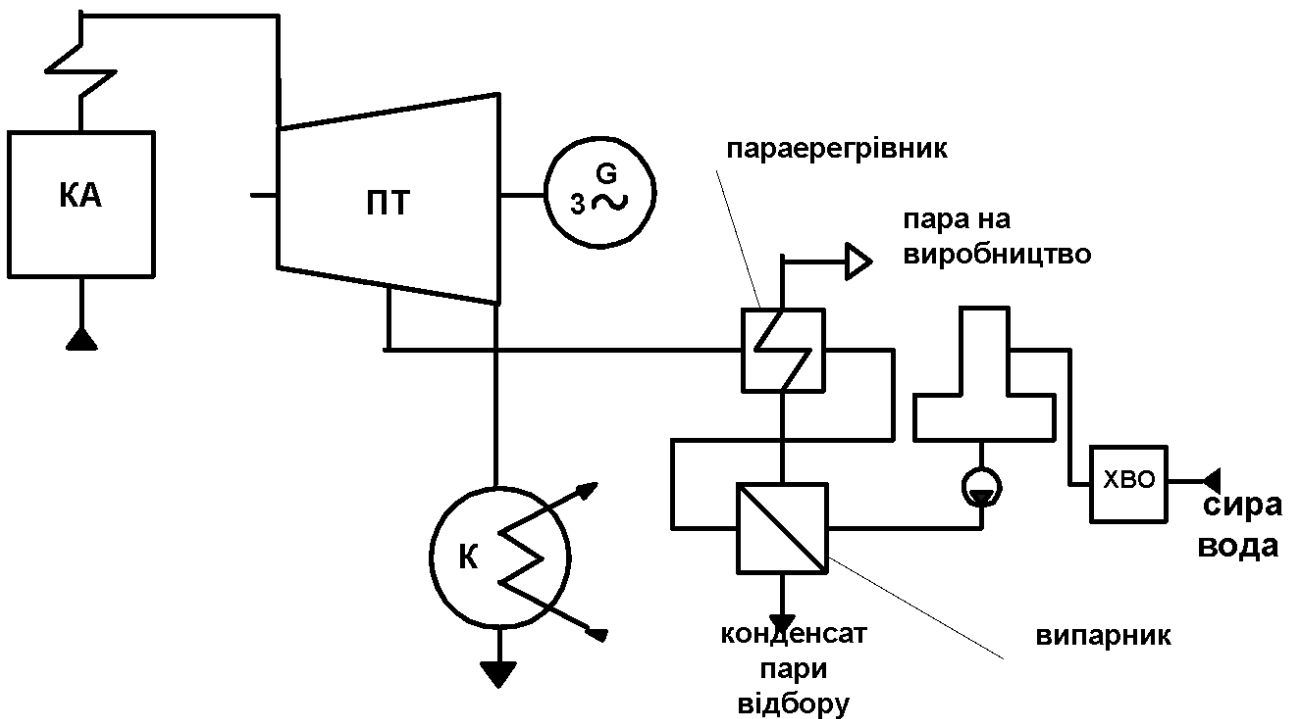
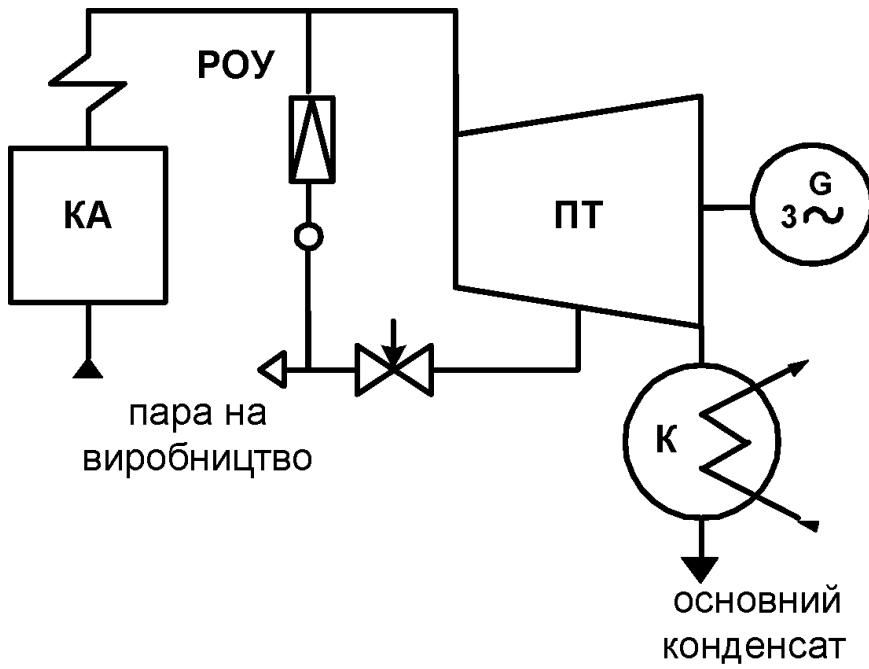
### Способи відпуску технологічної пари на виробництво.

Транспортування пари до виробничих споживачів відбувається по однострубному трубопроводу наземної прокладки. Тиск та витрата пари визначається на основі норм та теплових розрахунків споживача.

Тиск пари у відборі вибирають більше на величину гідравлічних опорів. Діаметр паропроводу також вибирають на основі технічно-економічних розрахунків. Розрізняють три способи відпуску технологічної пари:

- з відбору турбіни;
- з котла через РОУ;
- за допомогою пароперетворювача.





Перевагою такого метода є зведення зовнішніх втрат до нуля, але недоліком складність і підвищення вартості.

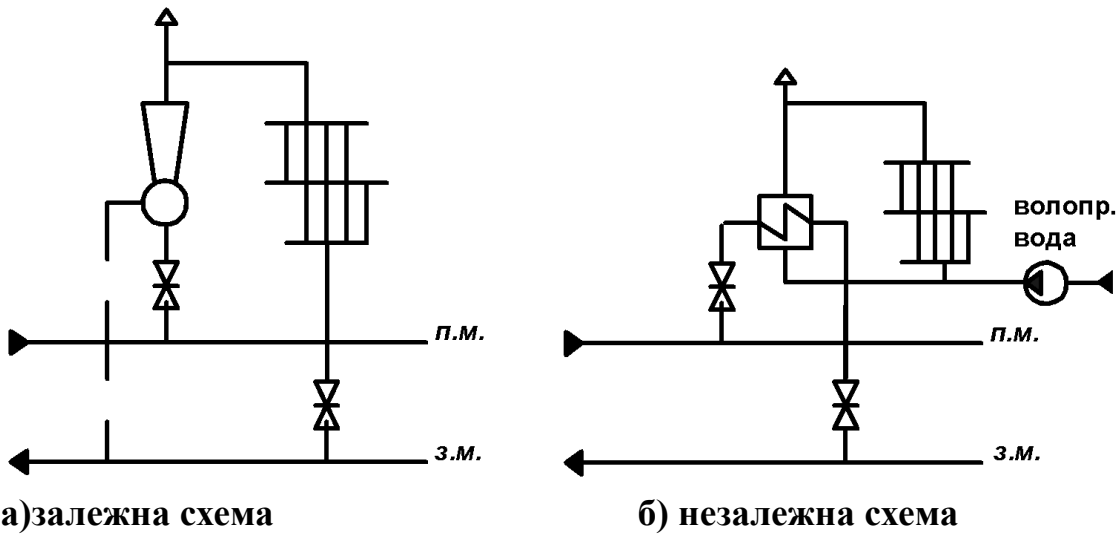
### *Теплові мережі*

#### Способи приєднання абонентів до теплової мережі

Розрізняють два способи приєднання опалювальних абонентів до температури залежний та незалежний.

В першому випадку вода з прямої магістралі поступає безпосередньо в прилади абонентської установки.

---



При незалежній схемі сітьова вода проходить через теплообмінник, в якому нагрівається вторинний теплоносій, який використовується в абонентській установці.

Друга схема більш дорога, можлива корозія Т(О) в другій потрібна потужна хімічна підготовка додаткової води.

### Система гарячого водопостачання

Розрізняють закриті та відкриті.

В закритих системах вода, яка циркулює в тепломережі, використовується тільки, як теплоносій, з мережі не відбирається. Процес теплообміну відбувається в ЦТП (бойлерних), а вода, яка нагрівається - поступає з водопроводу.

У відкритих системах сітьова вода частково, або повністю відбирається з тепломережі. При цьому - великі втрати, які необхідно поповнювати додатковою хімічно обробленою водою. (ПС - побутовій споживач).

EMBED Visio.Drawing.6

## **Питання для самоконтролю**

1. Призначення ТЕЦ.
2. Типи турбін, що працюють на ТЕЦ.
3. Принципові теплові схеми ТЕЦ з різними типами турбін.
4. Призначення, схеми включення, принцип роботи, будова, конструктивні особливості, технічні характеристики теплофікаційних установок.
5. Коефіцієнт теплофікації. Температурний графік сітьової води.
6. Системи теплопостачання споживачів.
7. Способи регулювання відпуску теплоти на опалення та гаряче водопостачання.
8. Способи відпуску технологічної пари на виробництво.
9. Призначення пароперетворювача.
10. Схема мережної установки та її склад.

## **Модуль 3. Підготовка води та питання проектування ТЕС**

### **Тема 3.1 Хімічна підготовка живильної та додаткової води. БЗУ**

Відповідно ПТЕ втрати пари та конденсату на КЕС не повинні перебільшувати 1-2 %, на ТЕЦ (відкритого типу) - 40 %.

Втрати необхідно поповнювати додатковою водою, яка ретельно підготовлюється з води, розташованого поблизу електростанції водоймища. В природній воді містяться різноманітні речовини в розчиненому стані та у вигляді механічних домішок. У розчиненому стані містяться: солі Ма, Са, Mg, Ре, а також гази ( $O_2$ ,  $CO_2$ , N). Механічні домішки складаються з часток піску, глини, продуктів розпаду тварин та рослин, окису заліза (ржа) тощо. Солі Са, Mg, Si при випаровуванні води в КА випадають з розчину та налипають на поверхнях нагріву у вигляді накипу. Механічні домішки також мають відкладатися разом з накипом на поверхнях нагріву  $O_2$  та  $CO_2$  можуть вступати в хімічну реакцію з металом стінок поверхні нагріву КА, трубопроводів, що веде до корозії металу.

#### Вимоги до якості води і пари

Якість живильної води повинна бути такою, щоб не допускати \* псування теплосилового устаткування та зниження його економічності через виникнення накипу та відкладання на поверхнях нагріву котлів; корозії внутрішніх поверхонь устаткування та теплових мереж; відкладання на поверхнях трубок

конденсатора турбін, трубопроводах теплових мереж; відкладень в проточній частині турбіни. Хімічне підготування води до підживлення тепломережі.

При підготуванні будь-якої води спочатку треба здійснити освітлення та механічну обробку. Освітлення відбувається в спец, баках-освітлювачах, в яких очистка досягається шляхом відстоювання. Для повного освітлення в воду додають спец, реагенти для укрупнення (коагулювання) домішків та збільшення їх в осад.

Після освітлення вода проходить фільтрацію в механічних фільтрах. У якості механічних фільтрів використовують сульфовугільні (дроблене вугілля), або намівні целюлозні.

### **Пом'якшування води**

Основним способом пом'якшення є метод катіонного обміну. При катіонному обміні катіони Ca, Mg, вилучаються з води спеціальним поглиначем — катіонітом, крізь який фільтрується, а на їх місце до води поступають катіони Ка або Н<sub>2</sub> (водню).

В залежності від того, який іон катіоніту обмінюється з іоном води розрізняють Na та H - катіонування.

При Na катіонуванні замість солей Ca та Mg утворюються солі Ка, які в котловій воді не дають накипу.

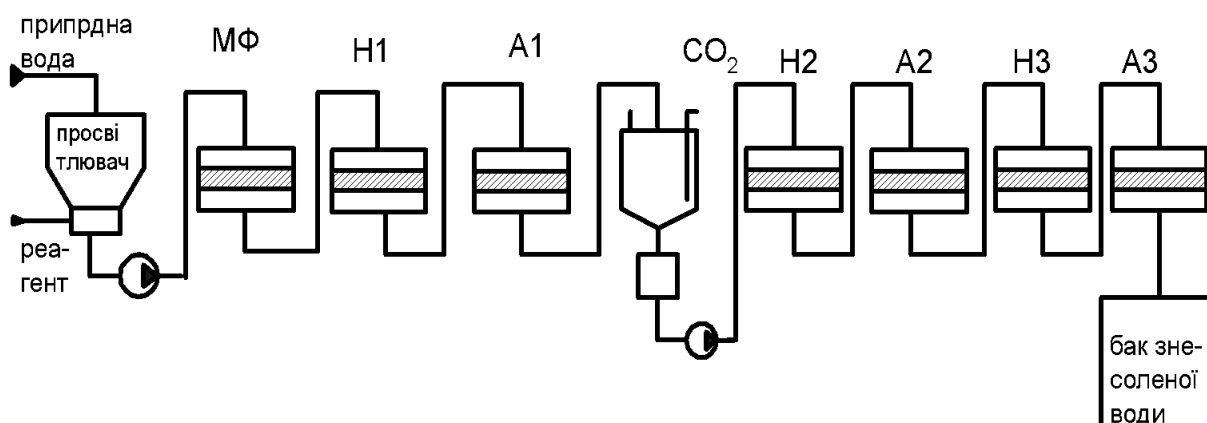
EMBED Visio.Drawing.6

При схемі H-катіонування іони Ca та Mg поглинаються, а іони Н<sub>2</sub> -виділяються. Але ж так як солі Ca, Mg утворюють сірчану, соляну, вугільну кислоти, то вода стає кислою, її необхідно нейтралізувати лугами. Тому H-катіонітні фільтри застосовуються разом з Ка- катіонітними фільтрами.

### **Повне хімічне знесолення живильної та додаткової води для прямотокових котлів**

Для живлення прямоточкових котлів застосовують повне хімічне знесолення, яке складається з двох стадій іонного обміну: катіонування та аніонування. Матеріали які мають властивості видаляти з води аніони мінеральних кислот називається аніонітами. У якості аніонітів використовують різноманітні синтетичні пористі смоли. Вода після проходження Н-кат.ф. містить сірчану, соляну, або кремнієву кислоту, проходить також крізь аніонітний фільтр. Після іонного обміну вона знесолюється, в ній залишаються тільки сполучення кремнію. Регенерація аніонітних фільтрів (відновлення) відбувається розчином лугів.

**Схема повного хімічного знесолення води**



### **Знесолення конденсату, БЗУ**

Турбінні конденсати бувають забруднені продуктами корозії устаткування та солями, які потрапляють з охолоджувальної води через нещільність в трубній системі конденсаторів. Тому конденсат необхідно знесолювати. Це відбувається в БЗУ.

До складу БЗУ входять : механічний фільтр (найчастіше наливний -целюлозний), фільтр змішаної дії (ФЗД), та фільтр - регенератор. ФЗД призначений для одночасного знесолення (катіонування та аніонування) та знекремнювання. Для цього окремо завантажують катіоніт та аніоніт, які під час роботи фільтра знаходяться в перемішаному стані.

Регенерація відбувається окремо, відповідно кислотою та лугами. Роз'єднання катіоніту з аніонітом відбувається промиванням води з низу в верх. Після регенерації катіоніт і аніоніт також окремо завантажують у фільтр і перемішують їх за допомогою спущування повітря.

EMBED Visio.Drawing.6

1 - КН Іст ;2-МФ;3-ФЗД;4 — фільтр-регенератор;5 - КН Пст;6 - мірник  $H_2SO_4$   
 7 - мірник лугів;8 - гідроперевантаження іоніті; 9 - подача розчинів реагентів до  
 регенератора; 10 - насос-дозатор

### Тема 3.2 Технічне водопостачання електростанцій

Споживачами технічної води на ТЕС являються: конденсатори парових турбін, масло-, газо-, повітря охолодники, хімічна підготовка води.

Основним споживачем є конденсатор. На нього витрачається на КЕС біля 80-90 % охолодної води.

Витрати води на конденсатор визначається з рівняння теплового балансу конденсатора.:

$$D_k(h_k - h'_k) = G_{об} 4.19(t_{ox2} - t_{ox1})$$

EMBED Visio.Drawing.6

З урахуванням інших споживачів та кількості єн/блоків:

Споживач	Витрата води ,%
Конденсація пари в конденсаторах парових турбін	100
Охолодження водню, повітря, конденсату статора електрогенераторів і крупних електродвигунів	2.5-4.0
Охолодження підшипників допоміжних механізмів	0.3-0.8

Гідротранспорт золи і шлаку(в залежності від витрати палива, тощо)	0.1-0.4
Поповнення втрат та витікання електростанцій та теплових мереж	0.04-0.1

$G_{ов}^{ТЕС} = k G_{ов} n_{бл}$ ;  $k$  – коефіцієнт, який враховує інших споживачів

До джерел водопостачання відносяться:

- природні водоймища (річки, озера, моря);
- штучні (на базі невеликих річок, які перегороджують греблями, або використовують поглиблення в рельєфі майданчика ТЕС)

Для ТЕЦ які працюють на території міст і не мають великої площі використовують невеликі басейни зі штучними охолодниками.

На базі природних водоймищ організують прямоточну систем водопостачання, тобто використовують воду річки один раз (забирають зверху з течією, а скидають нижче за течією після використання). Для використання такої системи необхідне дотримання наступних умов:

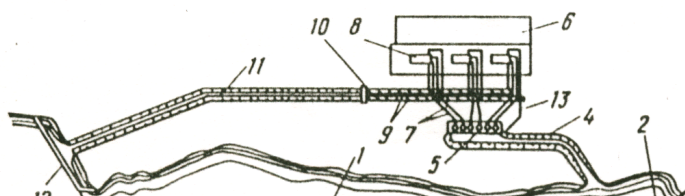
- 1) наявність глибоководної річки, мінімальна витрата води в якій повинна бути не менше максимальної витрати, необхідної для станції;
- 2) берег річки повинен бути не дуже низьким (щоб не було затоплення при розливах), і не дуже високим (щоб не збільшувались витрати ел/енергії на власні потреби);
- 3) дозвіл рибоохорони та інших відповідальних установ.

#### **Схема прямоточної системи технічного водопостачання**

1 – ріка; 2 – головний корпус; 3 – водоприймальний пристрій і берегова насосна; 4 – циркуляційні насоси; 5 – напірні трубопроводи; 6 – конденсатори турбін; 7 – зливні трубопроводи; 8 – закритий відводящий канал; 9 – пристрій для регулювання рівня води у закритому відводящому каналі; 10 – відкритий відводящий канал; 11 – водоскидна спорудження; 12 – водозабір; 13 – трубопровід обігріву водозабору.

У випадку відсутності природних водоймищ можливе використання зворотної системи водопостачання з багатократним використанням води. Основною умовою ставка охолодника є така відстань від місці забирання води до місця скидання, щоб вода встигала охолонути на 8-10 °С.

#### **Схема зворотної системи технічного водопостачання з ставком - охолодником**

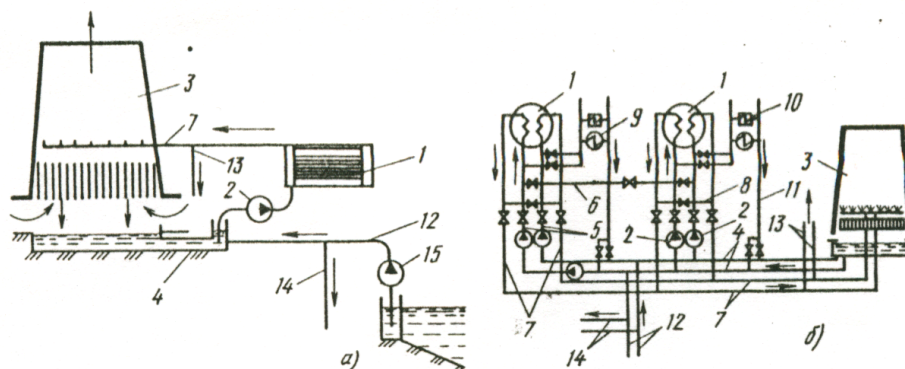


1-водосховище - охолодник; 2 – гребля; 3 – водоскид греблі; 4 – відкритий підводящий канал; 5 – водоприймальник та берегова насосна; 6 – головний корпус; 7 – напірні трубопроводи; 8 – конденсатори турбін; 9 - закритий відводящий канал; 10 – споруда для регулювання рівня води у закритому відводящому каналу; 11 – відкритий відводящий канал; 12 – струменерозподільчий пристрій;

13 – трубопровід обігріву водозабору.

Якщо станція не має можливості для створення ставка - охолодника, то використовують маленькі басейни з штучними охолодниками градирнями.

### Схема зворотної системи технічного водопостачання з градирнями



а) схема зворотного водопостачання; б) схема трубопроводів технічної води;

1 – конденсатори турбін; 2 – циркуляційні насоси ув машинному відділенні; 3 - градирні; 4 – відводящі самопливні водоводи до циркуляційних насосів; 5 – напірні трубопроводи до конденсаторів турбін; 6 – перемичка між напірними трубопроводами; 7 – зливні напірні трубопроводи до градирні; 8 – перемичка між зливними трубопроводами турбіни; 9 – масло охолодники турбіни; 10 – газоохолодними і повітороохолодники генератора; 11 - трубопроводи скидної води від охолодників газу і масла у підходящі водоводи; 12 – трубопроводи підживлення циркуляційної системи; 13 – трубопроводи продувки циркуляційної системи і подачі води у систему гідро золовидалення; 14 – трубопроводи подачі води на водо підготування; 15 – насоси додаткової води

Градирня – це спеціальний пристрій для штучного охолодження рідких теплоносіїв. Основним робочим елементом градирні являється зрошувальний пристрій. Вода після конденсатора подається на нього, де поділяється на краплі,

стриї або плівки. В цьому вигляді вода стікає вниз а на зустріч її рухається повітря, яке поступає крізь бокові отвори витяжної вежі. В процесі взаємодії з повітрям вода охолоджується як за рахунок конвективного теплообміну так і в результаті часткового випаровування. Нагріте і насичене водяною парою повітря виводиться в гору через витяжну вежу. За взаємним направленням руху середовищ градирні поділяють на противотокові, поперекотокові та змішаного типу. Витяжні вежі сучасних градирень з природною тягою та зрошувальним пристроєм мають гіперболічну форму і виконуються із залізобетону. Вода поступає в градирню до зрошувального господарства на висоті 10-20 м. Висота витяжної вежі залежить від типорозміру градирні і може досягати 150 м, діаметр вежі в основі 100 м, а вихідний діаметр 45-60 м. Площа зрошувального пристрою найбільш крупних градирень біля 10 000 м<sup>2</sup>. Під витяжною вежею мається басейн, глибина якого становить 2 м. Він призначений для збирання охолодної води. Вода з басейну циркуляційними насосами подається в головний корпус. Як правило, циркуляційні насоси розташовують в центральній насосній, яка знаходиться між градирнями та машзалом. На ТЕЦ іноді циркуляційні насоси встановлюють в машзалі(звичайно два індивідуальні насоси на одну турбіну). В цьому випадку насоси розташовують в безпосередньої близькості від конденсаторів турбін. Питома площа градирень в 400 разів менша за питому площу ставків – охолодників, і становить 0.1-0.2 м<sup>2</sup>/кВт. При використанні градирень так як і при використанні ставків – охолодників, за рахунок випаровування втрачається від 1 до 2% циркуляційної води. Тому система повинна підживлюватися. Додаткова вода вносить якусь кількість солей. У зв'язку з тим необхідно організувати безперервну продувку системи.

### **Тема 3.3 Вимоги до майданчиків ТЕС і генеральний план. Компонування головного корпусу ТЕС**

#### Вибір місця спорудження ТЕС

При виборі місця спорудження для ТЕС вирішують питання її розташування поблизу споживачів електростанцій або в місцях видобутку палива. Вибір того чи іншого варіанту відбувається порівнянням витрат на транспортування палива із витратами на експлуатацію ЛЕП. Одним з критеріїв являється теплота горіння палива. Наприклад, висококалорійне паливо можливо перевозити ( $Q_{н}^p=25000$  кДж/кг), а низькокалорійне ( $Q_{н}^p=12000-15000$  кДж/кг) бажано використовувати біля місць видобутку палива.

Для ТЕЦ характерно будівництво поблизу споживачів теплової енергії, тобто на привізному паливі.

Якщо ТЕС працює на привізному, то її потужність визначається споживачами, а якщо на місцевому паливі - то потужністю паливо-видобутого підприємства.

Основні вимоги щодо майданчика будівництва ТЕС:

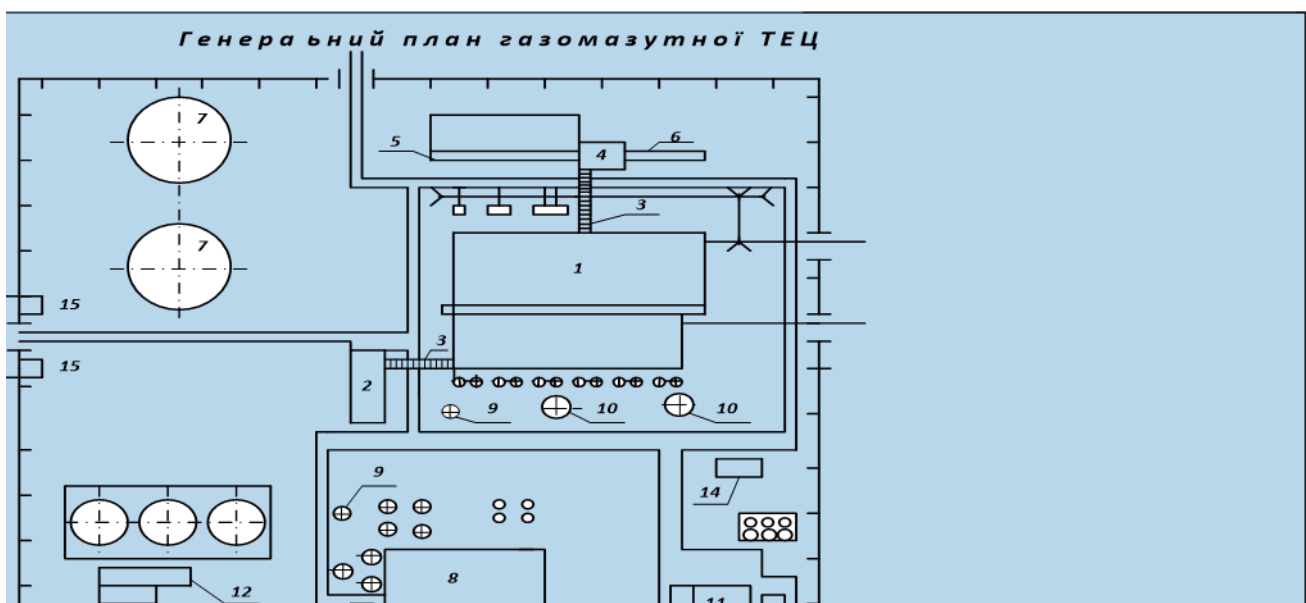
- незатопляємість виборної ділянки;
- достатня міцність ґрунту, відсутність зсувів;
- наявність поблизу природних водоймищ для використання прямотокової системи водопостачання;

- наявність поблизу залізничного або водного транспорту;
- вартість споруд, які зносять під спорудження ТЕС повинна бути мінімальною;
- небажана близькість до аеропортів;
- допустимі викиди в атмосферу ТЕС з урахуванням фону нині існуючих підприємств і транспорту в даному районі не повинна перебільшувати гранично допустимої дози.

### Генплан та вимоги до нього

Генпланом називається план розташування на виробничому майданчику основних та допоміжних споруджень. До них відносяться: головний корпус з устаткуванням, яке розташовується на відкритому повітрі (золоуловлювачі, димососи, димові труби тощо);

- електричні щити керування;
- електричні розподільчі прилади;
- системи водопостачання;
- паливне господарство;
- хімічний цех;
- адміністративний корпус;
- майстерні, складські приміщення;
- збільшувальні та монтажні майданчики.



Основними вимогами генплану ТЕС являється: - найбільш компактне розташування споруд на майданчику, завдяки чому знижується коштовність;

- між спорудами повинні бути достатні проходи для дотримання правил пожежної безпеки;
- дотримання принципу розташування споруджень та об'єктів відповідно послідовності технологічного процесу;
- генплан повинен передбачати можливість розташування станції, для чого зі сторони тимчасового торця головного корпусу не повинно бути ніяких постійних об'єктів.

Основними характеристиками економічності генплану являються:

коефіцієнт забудови - відношення площі, яка зайнята будівлями, до площі ділянки в огорожі;

коефіцієнт використання території - відношення площі, яка зайнята всіма спорудженнями до площі ділянки в огорожі.

### **Головний корпус та вимоги до розташування устаткування в ньому**

Взаємне розміщення устаткування і будівельних конструкцій називається *компонуванням*.

**Головний корпус ТЕС** - це будівля, яка складається з машинного залу, котельної та проміжного багатоповерхового приміщення між ними. В *машинному залі* розміщуються турбіни, генератори та їх допоміжне устаткування, в *котельній* - парові котли та їх допоміжне устаткування. *Проміжне приміщення* може бути одно - та двопрогінним. Якщо в проміжному приміщенні розташовуються деаератори, то його називають *деаераторної етажеркою*, а якщо і устаткування пилосистеми котла, то *бункерно-деаераторною етажеркою*.

Компонування головного корпусу повинно забезпечувати:

- надійну і довговічну роботу устаткування;
- економічність - зниження витрат на спорудження і експлуатацію енергоблока;
- нормальні санітарно-побутові умови і безпеку персоналу;
- пожежну безпеку;
- зручність монтажу, обслуговування і ремонту устаткування, комплексну механізацію і автоматизацію цих робіт;
- мінімальну довжину комунікацій;
- індустріально - поточні методи будівництва з максимальним використанням уніфікованих конструкцій заводського виготовлення.

Задоволення більшої частини вище перелічених вимог найкращим чином виконується при розміщенні устаткування за принципом послідовності технологічного процесу перетворення енергії палива в електричну енергію. При цьому устаткування розміщується на декількох рівнях в багатоярусних і багатоповерхових корпусах з використанням підземного простору.

Поздовжні ряди колон головного корпусу, як і інших будівель ТЕС, позначаються літерами українського алфавіту, а поперечні - арабськими цифрами. Тому кожна колона має свій номер, що складається з літери і цифри. Номер вказує положення колони на плані будівлі (наприклад, ряд А, вісь 7). Для точної фіксації устаткування відносно основних будівельних конструкцій на плані його

прив'язують до осей колон споруд. Для прив'язки устаткування і площадок за висотою зазначаються відмітки в метрах від умовного нуля (рівня землі): вгору - додатні (зі знаком *плюс "+"*), вниз - від'ємні (зі знаком *мінус "-"*).

*Прогін* будівлі це відстань між осями колон в поперечному напрямку, *крок колон* - відстань між осями колон в поздовжньому напрямку.

Щоб використати уніфіковані елементи будівельних конструкцій, розміри прогонів будівель приймаються кратним 3 м, крок колон каркасів - 6 або 12 м, а висоту поверхів - кратною 0,6 м.

Колони каркасу котельного приміщення виконуються поздовжнім кроком 12 м. Разом з колонами машинного залу вони утворюють спільний каркас будівлі головного корпусу. Внутрішні колони турбінного відділення і котельного з'єднуються між собою в межах проміжного приміщення поперечними горизонтальними балками (*ригелями*). Це забезпечує стійкість головного корпусу проти вітрового навантаження.

Частину приміщення котельного і турбінного відділення, яку займає устаткування одного енергоблока, називають *коміркою* головного корпусу. При установці на електростанції декількох енергоблоків головний корпус складається з відповідної кількості однакових комірок. Характерним розміром комірок являється їх ширина. В залежності від потужності енергоблока, виду палива, розміщення турбоагрегатів в машинному залі (поздовжнього чи поперечного) ширина комірок змінюється в широких межах (від 36 до 96 м).

Компонування повинно бути таким, щоб забезпечити можливість розбирання і транспортування устаткування при ремонті. Розміри приміщень повинні дозволяти виймання трубних частин горизонтальних і вертикальних теплообмінників, роторів з обертових механізмів. Якщо висота приміщення недостатня для розбирання вертикальних теплообмінників, то в перекриттях над ними передбачаються отвори зі знімними люками.

Над устаткуванням розміщуються вантажопідйомні механізми (мостові або консольні крани, електроталі з монорельсами тощо). Висота встановлення кранів вибирається відповідно до габаритів устаткування, яке переміщується при ремонтах. В приміщеннях головного корпусу передбачаються спеціальні монтажні-ремонтні площадки для розкладання деталей і вузлів устаткування при ремонті і монтажі. На перекриттях над площадками необхідні отвори для переміщення вантажів. Для транспортування важкого устаткування використовують залізничний транспорт, а дрібного - автотранспорт, електрокари, вантажні візки, вантажні ліфти.

Важке устаткування і потужні обертові механізми за можливістю повинні розміщуватись на нульовій або низьких відмітках.

Щоб забезпечити доступ персоналу до устаткування, проектуються достатньо широкі проходи, сходи, площадки, пасажирські ліфти. Основні площадки обслуговування повинні розташовуватись на однаковій висоті, щоб запобігти переходів східцями. Для безпечної евакуації персоналу при пожежі та інших випадках будівля повинна мати не менше двох виходів, розташованих на відстані один від одного.

Для можливості зручного розширення ТЕС торцева стіна головного корпусу з боку останнього агрегату виконується як тимчасова (*тимчасовий торець*). Протилежна стіна називається *постійним торцем*.

В головному корпусі знаходиться основний черговий персонал, який веде експлуатацію устаткування. Тому важливими об'єктами головного корпусу є щити керування. На блочному щиті керування (БЩК) розміщуються панелі і пульти централізованого управління енергоблоком. Вхід в БЩК передбачається як з машинного залу, так і з котельної. Для керування допоміжними технологічними установками передбачаються місцеві щити без постійного перебування персоналу.

Варіанти компоновання головних корпусів різних енергоблоків порівнюють між собою за питомою витратою металу і бетону на кіловат установленної потужності. Техніко-економічне порівняння варіантів показує, що компактне розміщення будівель і устаткування зменшує витрати металу, бетону, втрати енергії в трубопроводах та інших комунікаціях, але при цьому ускладнюються умови монтажу, ремонту і обслуговування устаткування. Мінімальна довжина трубопроводних комунікацій та висота їх підйому зменшують втрати енергії при транспортуванні середовищ, металоємність конструкцій і, відповідно, капіталовкладення в них. .

Подальший розвиток компоновання головного корпусу пов'язаний з енергоблоками нового покоління, тобто з вдосконаленням теплових схем, використанням малогабаритного високопродуктивного устаткування, застосуванням для будівництва монолітного залізобетону.

головному корпусі паротурбінних ТЕС розташовують: котли, турбіни генераторами та проміжне приміщення - бункерно - деаераторна етажерка, де розташовують: бункера сирого вугілля, пилу, системи пилоприготування, деаератори, щити керування, а також паропроводи свіжої пари, промперегрів живильної води тощо.

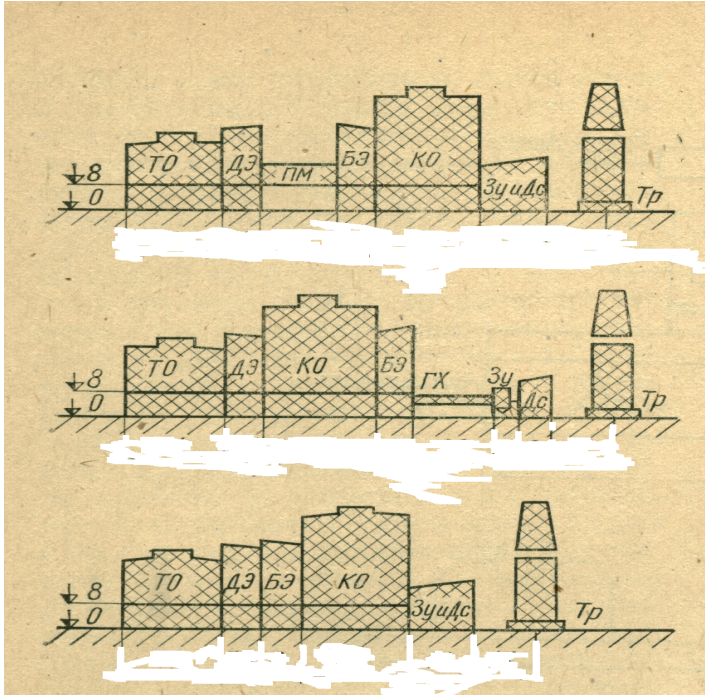
Компоновання повинно забезпечувати ряду технічних та економічних вимог: - надійність та безаварійність експлуатації устаткування;

- зручність експлуатації та ремонту устаткування;
- найбільшу економічність споруджень;
- зручність розширення (один з торців головного корпусу виконується тимчасовим)
- добру аерацію повітря;

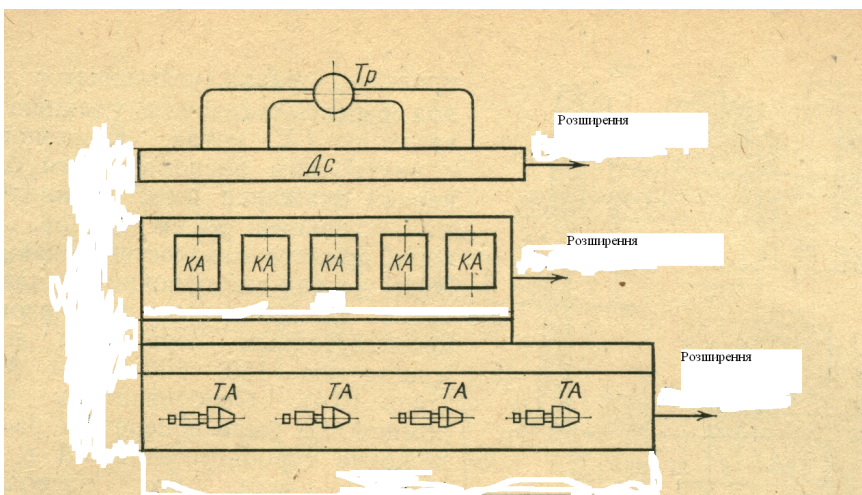
- добре освітлення та вентиляція повітря;
- необхідна висота розташування деаераторів відносно осей живильних насосів;
- арматура та місцеві контрольно-вимірвальні прилади повинні розташовуватися групами, в добре освітлених та легкодоступних місцях.

При проектуванні головного корпусу станції та виборі типу його компоновання, необхідно вирішити питання:

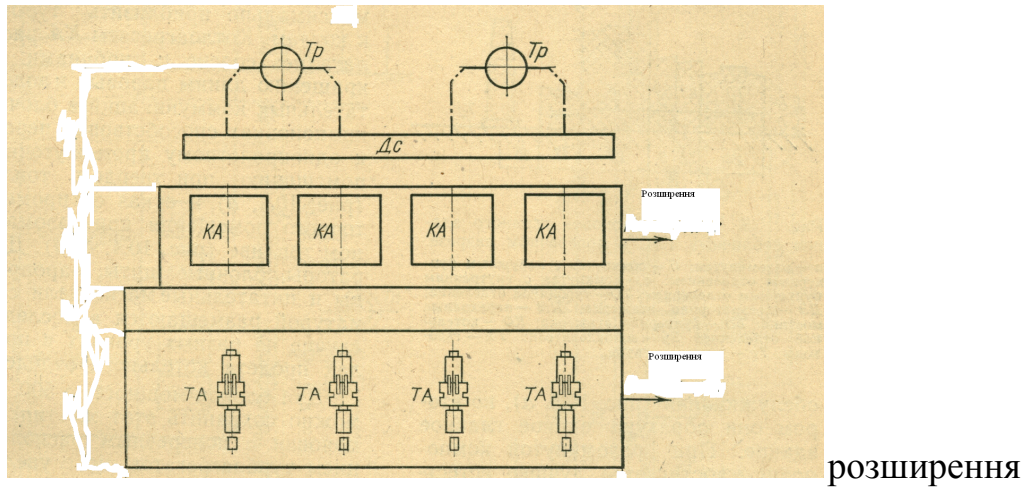
- про взаємне розташування котлів та турбіни (найбільше поширене однорядне, паралельне):
- про взаємне розташування відділень; розрізняють зімкнені та розімкнені компоновки;



- про ступінь відкриття основного та допоміжного обладнання; розрізняють закриті, напіввідкриті та відкриті компоновки.
- про розташування турбіни в турбінному відділенні (повздовжнє або поперечне)



розширення



## ***Особливості компонування котельного і турбінного відділень***

### ***Котельне відділення***

Компонування котельної залежить від виду палива, способу його підготовки, типу парового котла. При спалюванні на котлах вугілля до котельної примикає бункерне відділення. Довжина бункерного відділення однакова з довжиною котельної. В котельному відділенні парові котли встановлюються фронтом до машинного залу.

Для вугілля типу АШ застосовується система пилоприготування з проміжним бункером. Бункера сирого вугілля і пилу встановлюються на верхніх відмітках бункерної. Шарові барабанні тихохідні млини розміщуються на першому поверсі бункерного відділення.

Пісне і кам'яне вугілля мелеться в середньохідних або в молоткових млинах, буре вугілля в молоткових або млинах-вентиляторах. Млини цих типів встановлюють поблизу топки в приміщенні котельної, застосовуючи систему пилоприготування з прямим вдуванням пилу.

Корисна місткість бункерів сирого палива котельної приймається із розрахунку не менше:

- для кам'яного вугілля і АШ - 8-годинного запасу;
- для бурого вугілля і сланців - 5-годинного запасу.

Для запобігання забивання палива кут нахилу стінок бункерів і розміри їх вихідних отворів приймається:

- для вугілля з нормальними сипучими властивостями (кут природного нахилу не більше  $60^\circ$ ) кут нахилу стінок  $60^\circ$ , розміри отвору не менше 1,1 м в усіх напрямках;
- для вугілля з погіршеними властивостями (кут природного нахилу більше  $60^\circ$ ) кут нахилу стінок  $65^\circ$ , розміру отвору не менше 1,6 м в цих напрямках;
- для шламу та іншого вугілля, яке має кут природного нахилу більше  $70^\circ$  - кут нахилу стінок не менше  $70^\circ$  і розмір отвору не менше 1,8 м в усіх напрямках.

Вихідний переріз бункерів сирого вугілля і тічок на живильниках приймається не менше 1000 мм в будь-якому напрямку.

Бункери сирого вугілля котельної обладнуються пневмообрушувачами;

Корисна місткість проміжних бункерів пилу в котельній повинна забезпечувати не менше 2 - 2,5 годинного запасу номінальної потреби котла, понад "неспрацьовуючої" місткості бункера, необхідної для надійної роботи пиложивильників. При установці на котлі одного млина корисна місткість бункера пилу повинна забезпечити 4-годинний запас пилу.

Вибухонебезпечне устаткування систем пилоприготування (сепаратори, циклони) розташовується на відкритому повітрі - на даху бункерної етажерки.

При використанні газу і мазуту відпадають бункерна етажерка, устаткування пилоприготування, золоуловлювачі, багерні насосні.

Енергетичні та водогрійні котли, як правило, встановлюються в безпідвальному приміщенні. Для цих котлів передбачається сухе очищення поверхонь нагріву (обдув, дробочистка тощо).

Рішення з компонування повинні забезпечувати можливість ремонту всіх поверхонь нагріву котла. Для зручності обслуговування і ремонту котла передбачаються відповідні площадки і сходи.

Парові котли виконувались раніше з корпусом, що спирався на власний фундамент. Сучасні потужні парові котли не мають власного каркасу і підвішуються до масивних "хребтових" балок. Завдяки балці навантаження від ваги котла передається на основні колони і фундамент будівлі котельної.

В умовах помірного і теплого клімату для здешевлення будівлі котельної частина устаткування (повітропідігрівники, золоуловлювачі, димососи) встановлюється на відкритому повітрі поблизу зовнішньої стіни котельної. Над ними розміщуються вантажопідйомні механізми (мостові, козлові або полукозлові крани тощо). Відкрита установка винесених трубчастих і регенеративних повітропідігрівників застосовуються в кліматичних районах з розрахунковою температурою опалення вище мінус 30 °С.

При холодному кліматі трубчасті повітропідігрівники розташовуються в прибудові до котельного приміщення. Відкрита установка димососів і дуттьових вентиляторів застосовується для електростанцій, що працюють на рідкому або газоподібному паливі в районах з розрахунковою температурою опалення вище мінус 30 °С. Повітродувки з трубопроводами встановлюються в закритих приміщеннях.

В котельних відділеннях передбачається тупиковий залізничний заїзд нормальної колії. Довжина заїзду повинна забезпечувати зняття вантажів з залізничної платформи за допомогою вантажопідйомних механізмів.

Також в котельних відділеннях передбачається наскрізний проїзд автотранспорту. При кількості енергоблоків шість і більше планується додатковий боковий заїзд автотранспорту до котельної зі сторони димових труб.

Можливе поєднання тупикового залізничного шляху з автотранспортним за всією довжиною котельної.

В котельному відділенні на декількох відмітках (нульовій, площадці обслуговування) передбачаються ремонтні зони для транспортування та розміщення матеріалів і устаткування з навантаженням від 0,5 до 1,5 т/м<sup>2</sup>.

Незалежно від типу вантажопідйомних механізмів для ремонтних робіт в котельному відділенні повинні передбачатися ліфти для експлуатаційного

персоналу в розрахунку по одному вантажопасажирському ліфту на два блоки потужністю 500 МВт і більше, і по одному на чотири блоки меншої потужності.

Шлакодробарки, як правило, встановлюються під котлами. Установка шлакодробарок в багерній насосній передбачається при необхідності отримання більш мілких фракцій шлаку за умовами застосування на золошлаковідвалі розосередженого наміву.

### ***Турбінне відділення***

Турбінне відділення складається із двох прогонів: основного (машинний зал) і допоміжного (деаераторна етажерка).

Турбіни в машинному залі розміщуються вздовж або поперек його осі. При поздовжньому розміщенні турбіни довжина машзалу більше, а прогін менше, ніж при поперечному розміщенні. Зменшення прогону спрощує будівельні конструкції, зменшує габарити та масу мостового крану. При поперечному розміщенні скорочується довжина кабельних трас, трубопроводів свіжої пари, пари промперегріву та живильної води.

Турбіна, генератор та збудник розміщуються на висоті від 9 до 17 м від рівня землі. Площадка навколо них називається *відміткою обслуговування турбоагрегату*.

Компонування турбоустановок в турбінному відділенні виконується по "острівному" принципу: турбіна і генератор встановлюється на власному фундаменті. Цей фундамент не з'єднується з іншими будівельними конструкціями, щоб на них не передавалася вібрація турбоагрегату. Для проходу до площадки обслуговування турбіни з консольних площадок, розміщених вздовж будівлі на тому ж рівні, передбачаються перехідні містки.

Нижче площадки обслуговування (*в конденсаційному приміщенні*) встановлюються конденсатори, маслобаки, маслоохолодники, насоси, регенеративні підігрівники тощо. Ще нижче, під нульовою позначкою, передбачається підвальне приміщення глибиною до 5 м, в якому проходять циркуляційні водоводи, інші трубопроводи, кабельні тунелі, розміщуються насоси та баки.

Для ремонту устаткування в машинному залі передбачаються два мостові крани. Вантажопідйомність крану вибирається із розрахунку підйому самої важкої деталі турбоагрегату при ремонті. Для статора генератора можливо передбачати безкрановий монтаж. Висота підкранових шляхів визначається можливістю транспортування устаткування над площадкою обслуговування та габаритами розбирання вертикальних підігрівників (ПВТ, ПНТ, газоохолодників генератора тощо). Ці ж крани обслуговують устаткування в конденсаційному приміщенні. Для цього знімаються відповідні металічні перекриття верхніх площадок над устаткуванням. Ремонт допоміжного устаткування, розміщеного поза зоною дії мостових кранів, планується місцевими вантажопідйомними механізмами.

Розміщення допоміжного устаткування в машзалі залежить від типу турбіни, особливості її конструкції, складу системи регенерації, вибраної схеми охолодження конденсаторів, розміщення конденсаторів (підвальне або бокове) тощо.

Устаткування, зв'язане з зовнішніми виходами (циркуляційні насоси та водоводи, підігрівники та насоси мережної води), розміщується біля зовнішньої стіни турбінного відділення (ряд А). Устаткування системи регенеративного підігріву живильної води розміщується з боку ряду Б.

Устаткування маслосистем розміщується подалі від устаткування регенеративної установки з гарячими середовищами. Для попередження пожеж ділянки маслопроводів, розміщені біля корпусів циліндрів турбіни та її фундаментів, розташовуються в спеціальних коробах з листової сталі. На фланцях трубопроводів передбачаються кожухи, а під маслоохолодниками, маслонасосами - піддони. В деяких випадках для устаткування маслосистем проектується окреме приміщення.

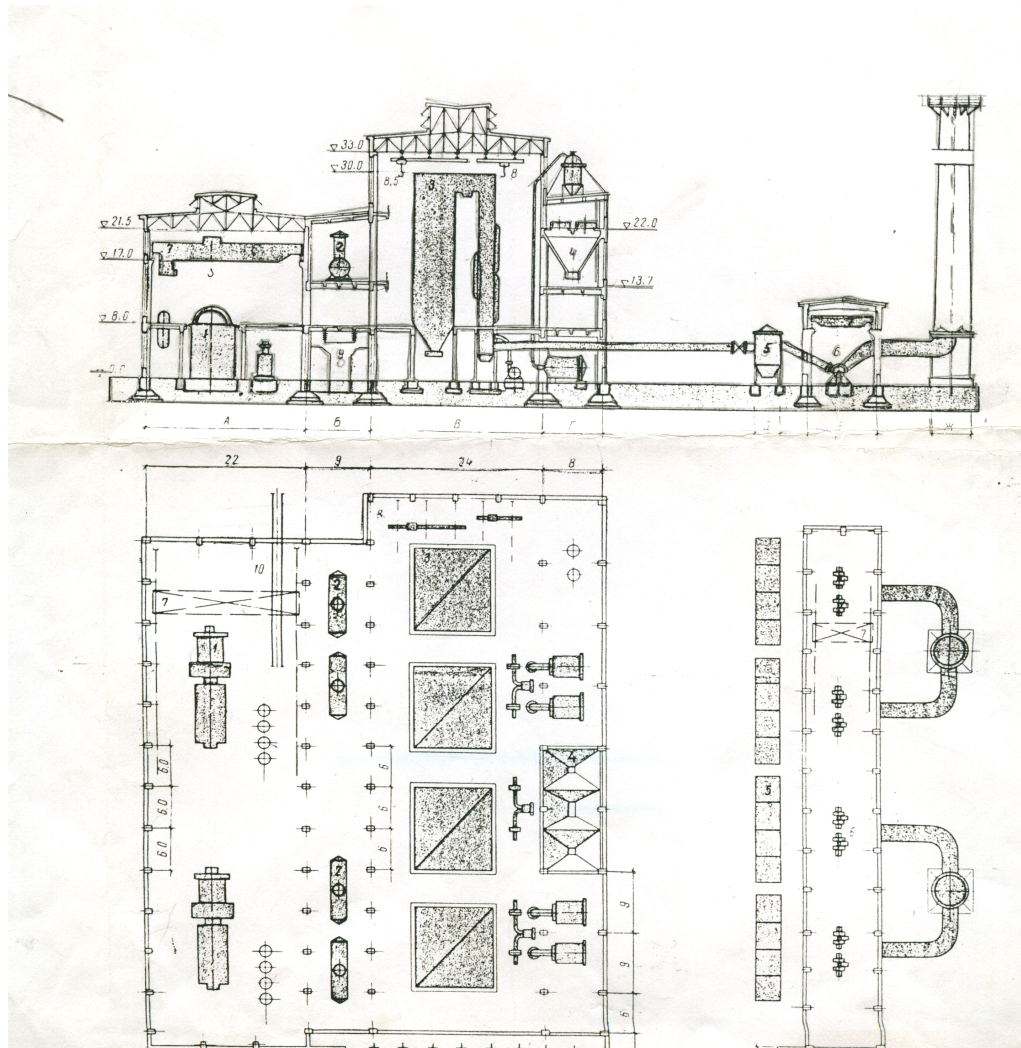
Трубопроводи, що підводять свіжу пару до органів паровпуску турбіни, розміщуються під позначкою обслуговування.

На площадках обслуговування устаткування встановлюються місцеві щити керування та приводи основної арматури.

В машзалі передбачаються монтажні-ремонтні площадки із залізничним та автомобільним заїздом, а над ними (на відмітці обслуговування турбіни) відповідні отвори, що дозволяє вести роботу мостовими кранами.

Для запобігання зменшення тиску в турбінному відділенні при розриві трубопроводів або при вибуху водню, а також для зменшення витрати електроенергії на освітлення, в зовнішній стіні машинної зали розміщуються віконні прорізи великої площі. Устаткування турбінного відділення є джерелом підвищеного шуму (90 дБ і вище). Розміщення турбін та насосів в звукоізолюючих кожухах з листової сталі товщиною приблизно 2 мм та їх теплоізоляція дозволяють знизити шум на (10-40) дБ. Але в ряді випадків зниження шуму технічно неможливе або пов'язане із значними витратами. Тому для обслуговуючого персоналу передбачаються звукоізолюючі кабінки, де працюючий може знаходитися не менше двох годин у зміну.

Деаератори встановлюються (вздовж або поперек) в самому машинному залі, чи в прибудованій до нього деаераторній етажерці. Довжина деаераторної етажерки однакова з довжиною машзалу. Висота розміщення деаератора повинна не допускати закипання води на всмоктуванні живильних насосів, щоб забезпечити їх безкавітаційну роботу при будь-якому навантаженні турбіни. Тому деаератори розташовують на (15 - 27) м вище осі живильних насосів.



### Питання до самоконтролю

- 1 Якість живильної води.
- 2 Механічні та хімічні домішки в природній воді
- 3 Основні етапи хімічної обробки води
- 4 Схема пом'якшення, її устаткування
- 5 Схема повного хімічного знесолення, її устаткування.
- 6 Схема і призначення блочної знесолюючої установки .
- 7 Споживачі технічної води на ТЕС.
- 8 Джерела технічного водопостачання, їх характеристика.
- 9 Системи технічного водопостачання, їх характеристика.
- 10 Штучні охолодники технічної води
- 11 Вибір місця спорудження ТЕС
- 12 Вибір майданчика ТЕС
- 13 Генплан і вимоги до нього

14 Головний корпус, його склад і вимоги до нього

15 Особливості компоновання котельного і турбінного відділень

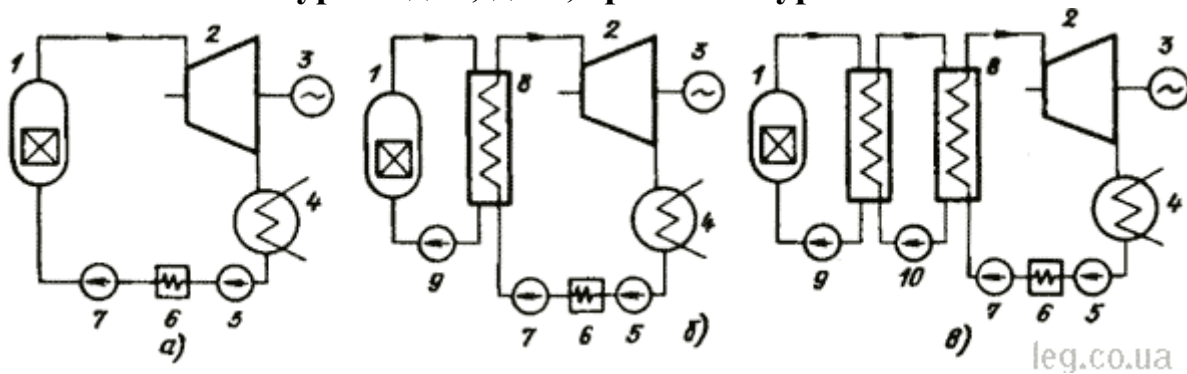
## Модуль 4. Атомні станції та перспективні типи електростанцій

### Тема 4.1 Атомні електростанції . Класифікація АЕС:

#### 1 За видом енергії яку АЕС відпускають:

АЕС - конденсаційного типу, які відпускають тільки електричну енергію;  
АТЕЦ - атомні теплоелектроцентралі, (теплову, електричну енергію)  
АСТ - атомні станції тепlopостачання - відпускають споживачам тільки теплоту.  
Вони повинні бути 3-х контурними; АСПТ – атомні станції промислового тепlopостачання – відпускають пару на виробництво.

#### 2 За числом контурів: одно-, дво-, трьох контурні



Теплові схеми АЕС

а - одноконтурна; б - двоконтурна; в - трьохконтурна; 1 - реактор; 2 - турбіна; 3- турбогенератор; 4- конденсаційна установка; 5- конденсатний насос; б - система регенеративного підігріву живильної води; 7 - живильний насос; 8 - парогенератор; 9 – циркуляційний насос контура реактора; 10 - циркуляційний насос проміжного контура

#### 3. За типом реактора

В одноконтурних АЕС не має чіткого розподілу між теплоносієм та робочим тілом. Головною особливістю являється те, що на виході з реактора виходить пароводяна суміш, яка прямує в барабан - сепаратор, де відбувається відділення пари від води (вологи). Пара поступає в турбіну, а вода разом з живильною водою прямує реактор.

У 2-х та 3-х контурних АЕС розділяють контури теплоносія та робочого тіла.

В 2-х-них АЕС теплоносій - важка вода - циркулює між реактором та парогенератором; пара утворюється в ПГ за рахунок теплоти реакторної води, а потім прямує в турбіну.

В 3-х контурних АЕС - 2 контури теплоносія, теплоносій - рідкометалевий натрій. Проміжний контур вводять для того, щоб запобігти вибуху, який може відбутися при взаємодії радіоактивної води (або пари) з радіоактивним натрієм.

В 2-х та 3-х АЕС необхідно підтримувати постійний тиск в реакторі. Це відбувається за рахунок компенсатора тиску (об'єму).

### Особливості роботи турбін АЕС

#### Характеристика турбін АЕС

Характеристика	К-440-44	К-500-65/3000	К-1000-60/1500	К-1000-60/3000
Номінальна потужність, МВт	220	500	1 030	1 062
Максимальна потужність, МВт	236	542,8	1 030	-
Тиск свіжої пари, МПа	4,31	6,46	5,88	5,88
Температура свіжої пари, °С	254,9	280,4	274,3	274
Тиск пари після СПП, МПа	0,266	0,294	1,15	0,58
Температура пари після СПП, °С	240,2	263	250	250
Число відборів пари для регенерації	8	6	7	8
Тиск відпрацьованої пари, МПа	0,00353	0,0039	0,0039	0,0051
Температура охолодної води, °С	12	12	15	20
Число корпусів	3	5	5	5
Число східців	11	10	16	10
Число вихлопів	4	8	6	8
Повна довжина турбіни(з генератором/без генератора), м	32,22/23,1	56,2/40	- 50,7	74/50
Температура живильної води, °С	225,1	167,5	223	221
Загальна маса турбіни, т	750	1 570	-	2 000
Середній діаметр останнього східця, мм	2 350	2 350	4 150	3 000(2 800)

Особливість турбін АЕС визначається тим, що вони працюють на насиченій парі. Тому між ЦСТ та ЦНТ обов'язково виводять сепаратор – пароперегрівник (СПП). СПП складається з сепаратора, де відбувається відділення пари від води та з одним або двома ступенями перегріву в пароперегрівниках. В першому ступені перегріву гріючим середовищем являється пара першого або другого відбору, а в другому – свіжа пара. Якщо в тепловій схемі передбачений один ступінь перегріву, то гріючим середовищем являється свіжа пара.

Турбіни АЕС як правило мають один ЦВТ, після якого розташований СПП і декілька ЦНТ.

В деяких турбінах використовують ЦСТ, сумісний з ЦВТ(К-55-65/3000), або окремий (К-1000-60/155-1). Відмінною особливістю таких турбін являється також використання бокових конденсаторів.

З реактором ВВЕР -440 працюють дві турбіни типу К-220-44; з реактором ВВЕР-1000 працює одна турбіна типу К-1000-60/1500 або одна турбіна типу К-1000-60/3000; з реактором РБМК-1000 працюють дві турбіни типу К-500-65/3000

### **Принципові теплові схеми АЕС**

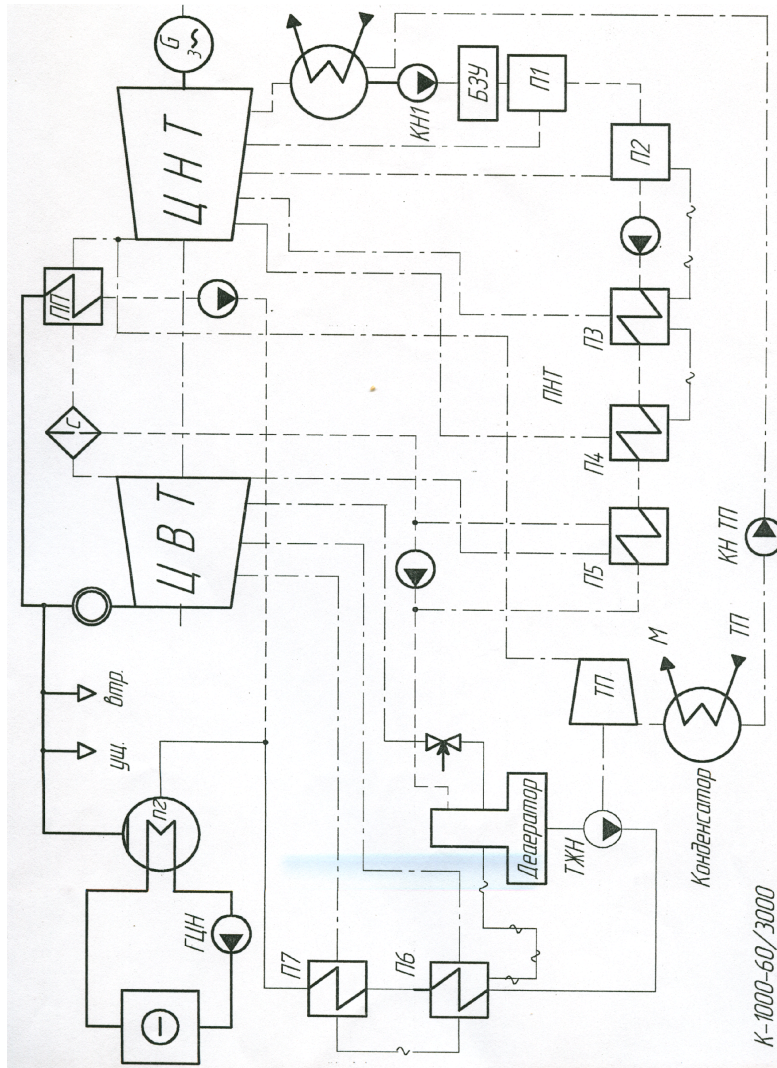
При складанні Принципових теплових схем (ПТС) АЕС застосовують ті ж самі принципи і методи, як для ТЕС:

1 Основне та допоміжне устаткування, яке відображує суттєвість основного технологічного процесу вироблення і використання енергії об'єднуються в принциповій тепловій схемі лініями трубопроводів води і пари у відповідності з послідовністю руху робочого тіла в установці.

2 ПТС зображується як одноагрегатна та однолінійна схема. Однакове устаткування зображується в схемі умовно один раз. Лінії технологічного зв'язку однакового устаткування також показують у вигляді однієї лінії. Арматура на ПТС не вказується (за винятком важливої для технологічного процесу).

3 При складанні ПТС вирішують питання вибору типу, потужності і початкових параметрів електростанції. Вибирають кількість регенеративних підігрівників, яка відповідає кількості регенеративних відборів. вибирають тип підігрівників (змішуваний чи поверховий), схеми злива дренажу для ПВТ, ПНТ, кількість дренажних насосів для схеми зливу дренажу в ПНТ, розраховують об'єм баку деаератора з урахуванням аварійного запасу живильної води, вибирають схеми включення Д (на самостійному відборі пари, або на ковзаному тиску). Вибирають типи приводів живильних насосів, тип приводної турбіни (конденсаційна або з протитиском), схему включення живильних насосів (одно або двопідьомна), кількість конденсатних насосів. Вирішується питання про наявність БЗУ.

Але в ПТС АЕС умовно показують окрім другого(паротурбінного) контуру, також і перший(реакторний) контур. ПТС підлягає попередньому розрахунку, на основі якого можна буде з'ясувати основні характеристики устаткування: найбільш економічний розподіл регенеративного підігріву за ступенями, число ступенів підігріву, тиск в деаeratorі та ін.

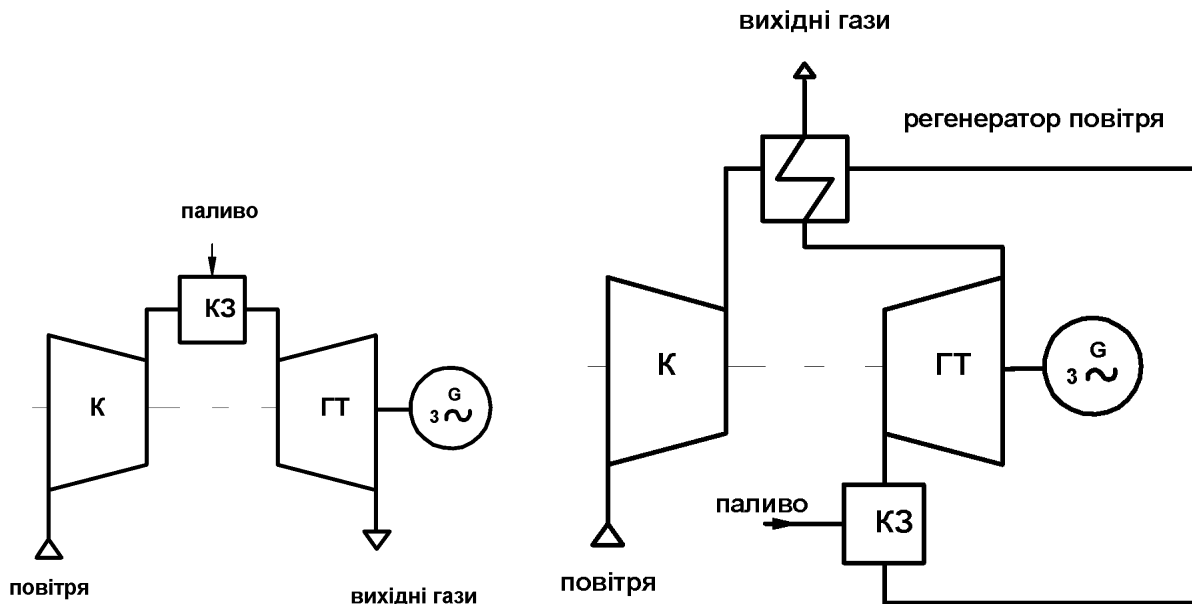


#### Тема 4.2 Електростанції газотурбінні та парогазові

Газотурбінні установки (ГТУ) використовуються для виробництва електроенергії в ряді країн. Такого типу електростанції характеризуються високою маневреністю (можливість швидких запусків і зупинів, форсування електричних навантажень), більш низькими, ніж для КЕС на органічному паливі, значеннями капітальних витрат, незначною потребою охолодної води, меншими габаритами і строками будівництва. Але ж працюють вони на дорогому і для деяких країн дефіцитному паливі (природному газі або рідкому паливі з малим вмістом сірки), з порівняно низьким ККД. Одиначна потужність сучасних ГТУ не перевищує 100-150 МВт.

Таким чином, можна зробити висновок, що ГТУ більше підходять для покриття пікової частини графіка електричного навантаження і тому, в основному, використовуються в цьому напрямку.

Газотурбінні електростанції можуть працювати по розімкненому і зімкненому циклам. Спрощені схеми ГТУ розімкненого циклу представлені на рисунках:



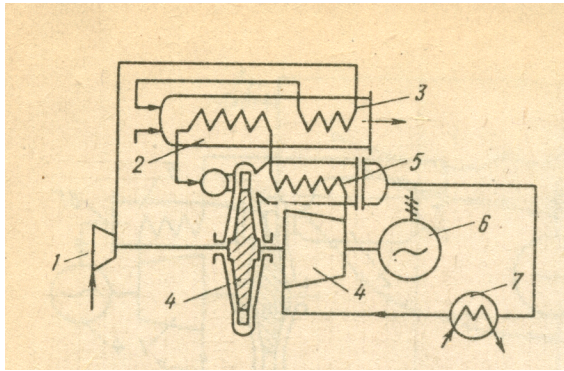
а) без регенерації

б) з регенерацією

Установка може працювати по схемі без регенерації вихідних газів (а) і по схемі з регенерацією (б). в обох випадках в камері згорання паливо спалюється при надлишку повітря ( $\alpha=2,5-5$ ). Утворені тут гази з температурою  $750-1200^{\circ}\text{C}$  поступають в газову турбину. Вихідні гази в установці без регенерації мають температуру  $450-550^{\circ}\text{C}$ ; в установці з регенерацією теплота вихідних газів може бути значно знижена. Повітря, яке подається в камеру згорання засмоктується компресором з атмосфери, який споживає біля 40-50% внутрішньої потужності газової турбіни.

**Схема ГТУ, яка працює за зімкненим циклом.** В ній в процесі роботи установки теплоносій (утворені в камері згорання гази) передає теплоту робочому середовищу, яке циркулює по зімкнутому контурі, і, охолонувши в повітропідігрівнику 3, викидається в атмосферу. Гази робочого середовища з камери згорання поступають в турбину 4. Відпрацьовані гази після охолодження в регенеративному теплообміннику 5 і охолоднику 7 стискаються, і, пройшовши той же теплообмінник 5, повертаються в камеру згорання.

Таким чином, одне і те ж середовище безперервно приймає участь в створенні роботи. Це дозволяє застосовувати в якості робочого тіла замість продуктів згорання або повітря гази з більш високим показником адіабати, що приводить до підвищення ККД циклу. Однак поки ще установки з такими газами (гелієм, аргон) не знайшли використання, так як ГТУ застосовують для покриття пікової частини графіка електричного навантаження і повинні бути можливо більш дешевими.



Спрощена схема ГТУ зімкненого типу

1- компресор; 2- камера згоряння; 3- повітропідігрівник; 4- газова турбіна; 5- регенеративний теплообмінник; 6- генератор; 7- охолодник

### Парогазові установки електростанцій

*Електростанції, які поєднують в загальній тепловій схемі паротурбінні і парогазові установки, називають парогазовими електростанціями (ПГУ)*

Теплова економічність таких електростанцій значно вища звичайних ТЕС і ГТУ. Їх ККД може досягти 46-48-52%.

Розрізняють різні схеми ПГУ. Найбільше поширення отримали: схеми зі скидом газів, які відпрацьовані в газовій турбіні (ГТ), в паровий котел звичайної паротурбінної установки (ПТУ), з утилізаційним паровим котлом (УПК) і ПГУ з високо напірним парогенератором (ВНПГ).

Як вже відмічалось, вихлопні гази газових турбін мають високу температуру (450-550°C). Спалювання палива в камері згоряння відбувається при надлишку повітря, тому гази містять велику кількість кисню (14-16%). З цього слідує, що їх можна направити в топку парового котла і підвищити ефективність використання палива для установки в цілому.

Можливість використання в ПГУ устаткування, яке застосовується на звичайних паротурбінних і газотурбінних установках, являється одним з суттєвих переваг установок такого типу.

ПТУ і ГТУ можуть працювати разом в режимі ПГУ і автономно. В основному парогазовому режимі гази після ГТ подаються до пальників парового котла, куди також подається підігріте в калориферах повітря, яке поступає за допомогою вентилятора додаткового повітря ВДП.

У зв'язку з тим, що гази, які подаються з ГТУ в топку котла мають високу температуру, а повітря підігрівається в калориферах, то повітропідігрівник в газоходах котла не встановлюється.

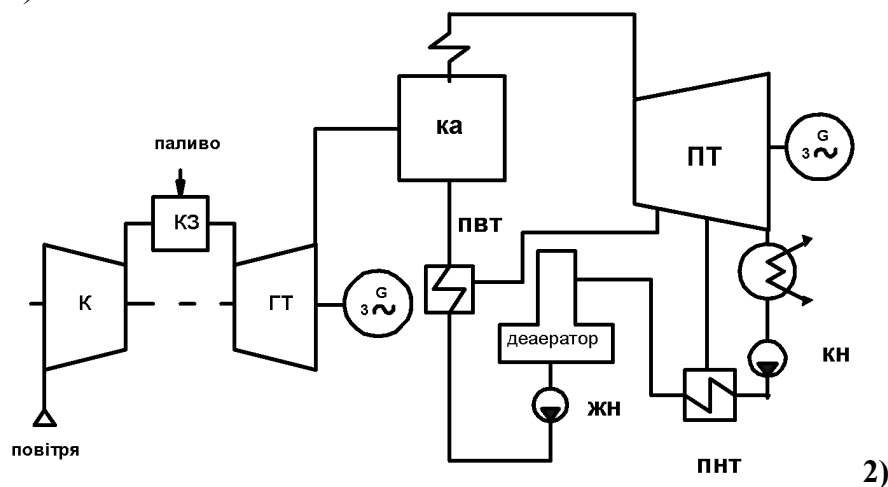
В ПГУ з високонапірним парогенератором топка парового котла являється загальною камерою згоряння пала для ПТУ і основної маси газів, які подаються в газову турбіну. Крім того, на таких установках потоки основного конденсату та живильної води підігріваються вихідними газами ГТУ, в наслідок чого регенеративні відбори пари частково витискаються і потужність паротурбінної установки збільшується.

Принципові схеми ПГУ зі скидом газів ГТУ в топку котла (1) і ПГУ з високонапірним парогенератором (2)

В ряді країн розповсюдження отримали ПГУ з котлами - утилізаторами

на яких теплота вихідних газів ГТУ використовується для виробництва пари і вироблення електроенергії на турбогенераторах з турбінами низького тиску (4-9 МПа). Такі установки мають можливість працювати без додаткового спалювання палива в котлі – утилізаторі а також з частковою деякою кількістю спалювання палива (3).

1)



2)

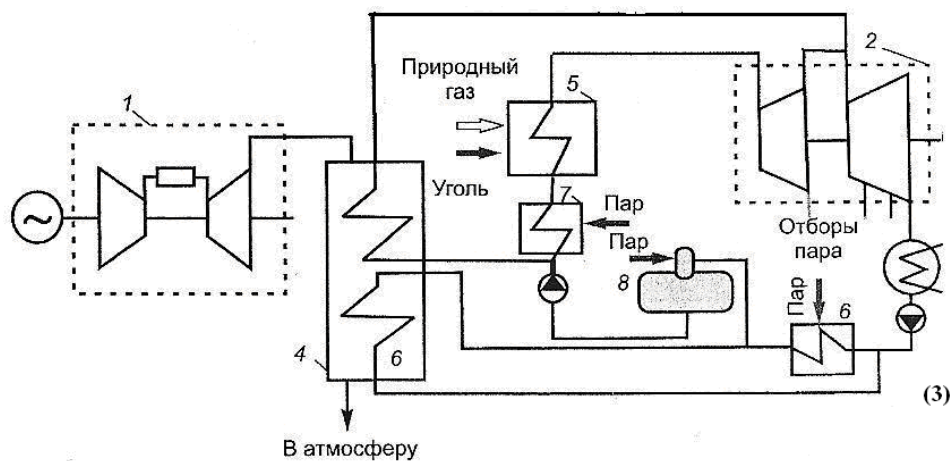
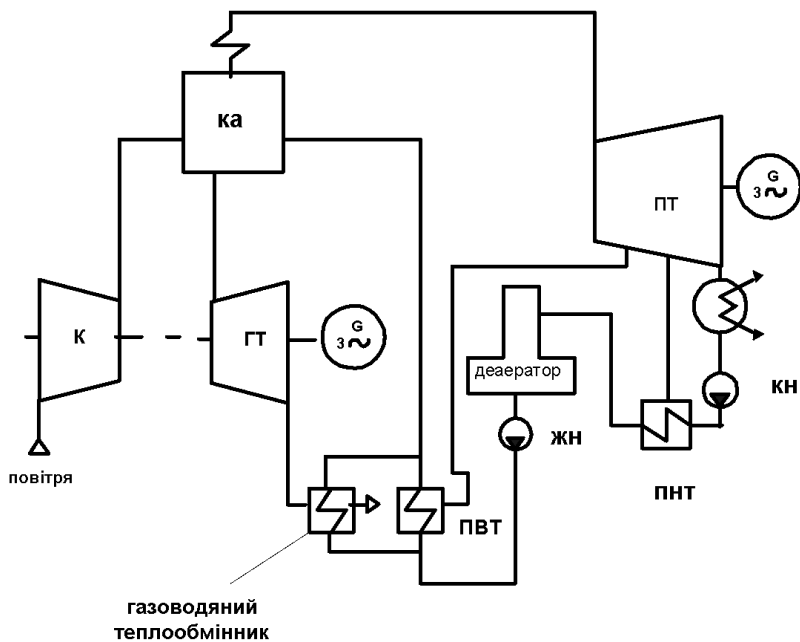


Схема комбінованої ПГУ з паровим котлом – утилізатором і заміщенням регенеративних водо підігрівників: 1-ГТУ;2- ПТУ; 3- генератор; 4- котел – утилізатор; 5 – паровий котел(базовий); 6- підігрівник конденсату;7- штатний підігрівник живильної води; 8- деаератор; 9 - конденсатор

## **Питання до самоконтролю**

- 1 Класифікація АЕС.
- 2 Особливості роботи турбін АЕС.
- 3 Призначення сепаратора пароперегрівника.
- 4 Типи реакторів
- 5 Особливості теплових сем АЕС.
- 6 Призначення компенсатору об'єму (тиску)
- 7 Особливості роботи корпусних та уран – графітових реакторів
- 8 Переваги і недоліки газотурбінних електростанцій.
- 9 Особливості застосування парогазових установок.
- 10 Типи парогазових установок