

РОЗДІЛ 4 ГАЗОТУРБІННІ І ПАРОГАЗОВІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ. АТОМНА ТЕЦ І АТОМНА КОТЕЛЬНЯ

4.1 Схеми і показники газотурбінних установок електростанцій

Газотурбінні електростанції як самостійні енергетичні установки отримали обмежене поширення. Серійні газотурбінні установки (ГТУ) мають невисоку економічність, споживають, як правило, високоякісне паливо (рідке або газоподібне). При невеликих капітальних витратах на будівництво вони характеризуються високою маневреністю, тому в деяких країнах їх використовують, як пікові енергоустановки. ГТУ мають у порівнянні з паровими турбінами підвищені шумові характеристики, що вимагає додаткової звукоізоляції машинного відділення та повітрязабірних пристроїв. Повітряний компресор споживає значну частку (50-60%) внутрішньої потужності газової турбіни. Внаслідок специфічного співвідношення потужностей компресора і газової турбіни діапазон зміни електричного навантаження ГТУ невеликий. Одинична потужність встановлених газових турбін не перевищує 100-150 МВт, що значно менше необхідної одиничної потужності великих енергоблоків. Більшість сучасних ГТУ працюють за схемою безперервного згоряння палива і виконуються по відкритому (розімкнутому) або закритому (замкнутому) циклу залежно від виду палива, що спалюється. У ГТУ відкритого циклу в якості палива використовується рідке малосірчане газотурбінне паливо або природний газ, які подаються в камеру згоряння (рис.4.1).

Необхідне для згорання палива повітря очищається в комплексному повітроочисному пристрої (фільтрі) і стискається в компресорі до тиску $p=0,6-2,0$ МПа. Для отримання заданої температури газів перед газовою турбіною $t=750-1200^{\circ}\text{C}$ в камері згоряння підтримується потрібний надлишок повітря (2,5-5,0) з урахуванням теоретичної температури горіння палива, виду палива, способу його спалювання та ін. Гарячі гази є робочим тілом в газовій турбіні, вони розширюються, а потім при температурі $t = 450-550^{\circ}\text{C}$ викидаються в димохід.

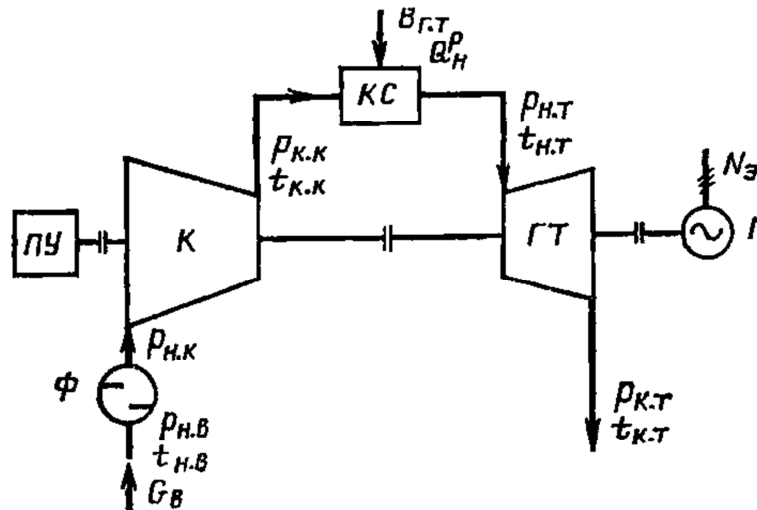


Рис. 4.1 - Принципова теплова схема ГТУ відкритого циклу

Умовні позначення на рис.4.1: К - повітряний компресор; ГТ - газова турбіна; Г- електрогенератор; ПУ- пусковий пристрій; Φ - повітряний фільтр; КС - камера згоряння палива

ГТУ замкнутого циклу (рис.4.2) дозволяють використовувати як тверде, так і рідке паливо з високим вмістом сірки (мазут), що спалюється в камері згоряння, де встановлений підігрівач робочого тіла, зазвичай повітря. Включення в схему повітроохолоджувача зменшує роботу стиснення в компресорі, а регенератор - підвищує економічність ГТУ. Поки не отримали застосування ГТУ замкнутого циклу з іншими робочими тілами (гелій і т.п.). Основні переваги ГТУ для енергосистеми полягають у мобільності.

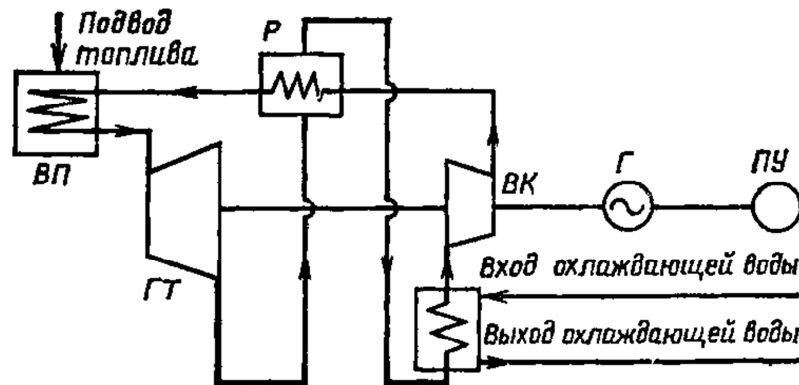


Рис.4.2 - Принципова схема ГТУ замкнутого циклу

Умовні позначення на рис.4.2: ВП – повітряпідігрівач; ГТ - газова турбіна; Р - регенератор; ВК - повітряний компресор; Г - електрогенератор; ПУ - пусковий пристрій.

Залежно від типу установки її час пуску і навантаження становить 5-20 хв. ГТУ характеризуються низькою питомою вартістю (на 50-80 % менше, ніж базові енергоблоки), високим ступенем готовності до пуску, відсутністю потреби в охолоджувальній воді, можливістю швидкого будівництва ТЕС при малих габаритах електростанції і незначному забрудненні навколишнього середовища. Разом з тим ГТУ мають невисокий ККД виробництва електроенергії (28-30%), заводське виготовлення їх складніше, ніж турбін, вони вимагають дорогих і дефіцитних видів палива. Ці обставини визначили і найбільш раціональну область застосування ГТУ в енергосистемі як пікових і зазвичай автономних установок з використанням встановленої потужності 500-1000 год/рік.

Для таких установок доцільна конструктивна схема у вигляді одновальної ГТУ простого циклу без регенерації або з регенерацією тепла відхідних газів. Така схема характеризується великою простотою і компактністю установки, яка в значній мірі виготовляється і монтується на заводі. Рідке газотурбінне паливо, використовуване для ГТУ, на електростанції піддається фільтрації та промиванню від солей лужних металів. Потім в паливо додають присадку з вмістом магнію для запобігання ванадієвої корозії. За даними експлуатації така підготовка палива сприяє тривалій роботі газових турбін без забруднення і корозії проточної частини. Важливою особливістю газотурбінних установок є залежність їх показників від параметрів зовнішнього повітря, а передусім від його температури. Під її впливом змінюється витрата повітря через компресор, співвідношення внутрішніх потужностей компресора і газової турбіни і в результаті - електрична потужність ГТУ і її ККД. Зниження температури зовнішнього повітря з +40 до -40°C призводить до значного збільшення електричної потужності ГТУ. Для різних початкових температур це збільшення становить 140-160%. Для обмеження зростання потужності ГТУ при зниженні температури зовнішнього повітря та з урахуванням можливості перевантаження електрогенератора доводиться впливати або на температуру газів перед газовою турбіною, зменшуючи витрати палива, або на температуру зовнішнього повітря, підмішуючи невелику кількість газів, що відходять (2-4%) до повітря, що засмоктується компресором. Постійну витрату повітря в діапазоні навантажень 80-100% можна підтримувати також прикриттям вхідного направляючого апарату компресора ГТУ. Підвищення

зовнішньої температури повітря збільшує коефіцієнт надлишку повітря за газовою турбіною і температури відхідних газів сприяє погіршенню енергетичних показників ГТУ. Підвищення атмосферного тиску призводить до збільшення витрати повітря через компресор внаслідок збільшення щільності повітря. З ростом цього тиску в діапазоні 720-800мм.рт.ст. при постійному значенні температури зовнішнього повітря електрична потужність ГТУ зростає приблизно на 10%, тоді як електричний ККД установки залишається практично постійним.

4.2 Парогазові установки електростанцій

Поєднання паротурбінної і газотурбінної установок, які об'єднуються загальним технологічним циклом, називають парогазовою установкою (ПГУ) електростанції. Поєднання цих установок в єдине ціле дозволяє знизити втрати теплоти з газами ГТУ або парового котла, використовувати гази за газовими турбінами, як підігрітого окислювача при спалюванні палива, отримати додаткову потужність за рахунок часткового витіснення регенерації паротурбінних установок і нарешті підвищити ККД парогазової електростанції в порівнянні з паротурбінною і газотурбінною електростанціями.

Застосування ПГУ для сьогоденної енергетики - найбільш ефективний засіб підвищення теплової та загальної економічності електростанцій на органічному паливі. Кращі з діючих ПГУ мають ККД до 46%. Серед різних варіантів ПГУ найбільшого поширення набули такі схеми:

- 1) ПГУ з високонапірним парогенератором (ВПГ);
- 2) ПГУ зі скиданням газів газової турбіни в топку парового котла;
- 3) ПГУ з паровим утилізаційним котлом (КПК);
- 4) напівзалежні ПГУ;
- 5) ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією твердого палива.

ПГУ з високонапірним парогенератором працює на природному газі або на рідкому газотурбінному паливі. Повітряний компресор подає стиснене повітря в кільцевий зазор корпусу ВПГ і в додаткову камеру згоряння ДКС, де його температура підвищується. Гарячі гази після спалювання палива в котельній камері мають тиск 0,6-1,2 МПа залежно від тиску повітря за компресором і використовуються для генерації пари і його перегріву. Після проміжного перегрівача (останньої поверхні нагрівання ВПГ) гази з температурою приблизно 700°C надходять в додаткову камеру згоряння, де догріваються до 900 °C і надходять в газову турбіну. Відпрацьовані в газовій

турбінні гази направляються в триступеневий газо-водяний економайзер, де вони охолоджуються живильною водою і основним конденсатом парової турбіни. Таке підключення економайзерів забезпечує постійну температуру відхідних газів 120-140°C перед їх виходом в димохід. Разом з тим в такій ПГУ відбувається часткове витіснення регенерації і збільшення потужності паротурбінної установки. Високонапірний парогенератор є спільною камерою згоряння палива для паротурбінної і для газотурбінної установки. Особливістю такої ПГУ є те, що надлишковий тиск газів у схемі дозволяє не встановлювати димососи, а повітряний компресор замінює дуттьовий вентилятор; відпадає необхідність у повітряпідігрівачі. Пар з ВПГ направляється в двигуни установки, що мають звичайну теплову схему. Істотною перевагою даної установки є зменшення габаритів і масових показників ВПГ, що працює при тиску в газовому тракті 0,6-1,2 МПа. Високонапірний парогенератор повністю виготовляється в заводських умовах. Відповідно до вимог транспортування паропродуктивність одного корпусу ВПГ не перевищує 350 000 кг/год. ПГУ з ВПГ доцільно застосовувати при помірних температурах газів перед ГТУ. Із збільшенням цієї температури зменшується частка теплоти, яка передається газами поверхні нагрівання високонапірного парогенератора. Автономна робота парового ступеня ПГУ з ВПГ неможлива, що є недоліком цієї схеми, що вимагає однакової надійності газотурбінної установки, парової турбіни, котла. Використання ПГУ з ВПГ перспективно в схемах з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля.

ПГУ зі скиданням газів газової турбіни в топку парового котла характеризуються тим, що відхідні гази газової турбіни є високо підігрітими (450-550°C) забаластованим окислювачем з вмістом кисню 14-16%. З цієї причини їх доцільно використовувати для спалювання основної маси палива в паровому котлі. Котел поставляється без повітропідігрівача і може працювати як «під наддувом», так і з урівноваженою тягою. Для цього в схемі передбачені димососи. Дана схема ПГУ дозволяє працювати в трьох різних режимах: режим ПГУ та режими автономної роботи газового і парового ступенів. Основним є режим роботи установки по парогазовому циклу. Відхідні гази газової турбіни (в її камері згоряння спалюється рідке газотурбінне паливо) подаються в основні пальники котла. У пальник надходить і підігріте в калорифері, бракуюче для процесу горіння, повітря, що нагнітається вентилятором додаткового повітря. Відхідні гази парового котла охолоджуються в економайзерах високого і низького тиску і потім направляються в димохід. У зв'язку з цим регенеративні відбори парової

турбіни частково розвантажені, а тиск пари в її проточній частині дещо зростає; збільшений пропуск пари в конденсатор турбіни.

При автономній роботі парового щаблю повітря, необхідного для спалювання палива в котлі, подається дуттьовим вентилятором в калорифери, де нагрівається до 180°C і потім прямує в пальники. Паровий котел працює під розрідженням, створюваним димососами, при автономній роботі газового щаблю відхідні гази направляються в трубу. З підвищенням температури газів перед газовою турбіною ПГУ і при нижчому ступені стиснення повітря в компресорі вміст кисню у вихідних газах газової турбіни зменшується, що вимагає подачі додаткової кількості повітря. Це призводить до збільшення обсягу газів, що проходить конвективні поверхні нагрівання парового котла, а також зростання втрат теплоти з газами. Зростає і витрата електроенергії на привід дуттьового вентилятора.

При спалюванні в котлі твердого палива підігріте повітря використовується в системі пилоприготування. Парогазові електростанції подібного типу широко поширені за кордоном (США, Англія та ін). Перевага ПГУ цього типу полягає в тому, що використовується паровий котел звичайної конструкції, в якому можливо застосування будь-якого виду палива, зокрема твердого. У камері згоряння ГТУ спалюють не більше 15-20% необхідного для всієї ПГУ палива, що зменшує споживання його дефіцитних сортів. Пуск таких ПГУ зазвичай починають з пуску ГТУ, використання теплоти відхідних газів якої дозволяє підняти в паровому котлі параметри пари і скоротити кількість палива, що витрачається на пуск паротурбінного обладнання. ПГУ з утилізаційними паровими котлами дозволяють використовувати відхідні гази газових турбін для генерації пари. На таких установках можлива реалізація чисто бінарного циклу без додаткового спалювання палива з отриманням пара низьких параметрів. Для таких установок характерне використання тільки високоякісного органічного палива, головним чином природного газу. Для роботи ПГУ на резервному рідкому газотурбінному паливі необхідно передбачити в тепловій схемі додатковий підігрів води до $130-140^{\circ}\text{C}$, щоб уникнути корозії хвостових поверхонь нагріву. Такий режим роботи виявився менш економічним. ПГУ з утилізаційними паровими котлами мають високу маневреність. Вони розраховані приблизно на 160 пусків на рік; час пуску після простою в 6-8 годин - 60 хв, а після зупинки на 40-48 год - 120 хв. При розвантаженні ПГУ перш зменшують навантаження газотурбінних агрегатів зі 100 до 80 % прикриттям вхідних напрямних апаратів компресорів. Подальше зниження навантаження проводять зменшенням витрати палива, що спалюється в

пальниках ПК, зниженням паропродуктивності останнього із збереженням температури газів перед газовими турбінами. Поєднання газотурбінних і паротурбінних установок з використанням типового серійного обладнання здійснюється в напівзалежних парогазових установках. Вони призначаються для використання при настанні піків графіка електричного навантаження і припускають повне або часткове відключення підігрівачів високого тиску по пару. У результаті його пропуск через проточну частину парової турбіни підвищується і реалізується приріст потужності парового ступеня приблизно на 10-11%. Зниження температури живильної води компенсується її додатковим підігрівом в газоводяному економайзері газами газової турбіни. Температура газів, що відходять з ГТУ знижується при цьому приблизно до 190°C. Сумарний приріст пікової потужності з урахуванням роботи ГТУ становить 35-45% базової потужності паротурбінного блоку. Питома витрата умовного палива близька до витрати при автономній роботі цього блоку.

Розглянуті схеми ПГУ припускають часткове або повне використання високоякісного органічного палива (природного газу або рідкого газотурбінного палива), що гальмує їх широке впровадження. Значний інтерес представляють різні схеми парогазових установок з високонапірними парогенераторами і внутрішньоцикловою газифікацією твердого палива, що дозволяє перевести парогазові установки цілком на вугілля. Заздалегідь подрібнене вугілля (3-10мм) подається для підсушування в сушарку і через окислювач (для запобігання шлакування) в газогенератор. Один з варіантів схеми - газифікація вугілля в газогенераторі з «киплячим» шаром на пароповітряне дуття. Газифікація палива забезпечується подачею в газогенератор повітря після дотискання компресора і пара з «холодної» нитки проміжного перегріву. Повітря для газифікації в кількості $\approx 3,2$ кг на 1 кг вугілля послідовно стискається і дотискається в компресорах (тиск підвищується на 10%) і після змішування з паром надходить в газогенератор. Газифікація вугілля відбувається при температурі, близької до 1000°C. Генераторний газ охолоджується, віддаючи свою теплоту робочому тілу паротурбінної частини, потім очищається від механічних домішок і сірковмісних сполук і після розширення в розширювальній газовій турбіні надходить в високонапірний парогенератор і його додаткову камеру згоряння для спалювання. Інша частина теплової схеми збігається зі схемою звичайного ПГУ з ВПГ. Парогазові установки отримали достатньо широке застосування в США, Японії, Франції та ін.

У ПГУ в основному спалюється природний газ та рідке паливо різних видів. Впровадженню ПГУ сприяла поява потужних ГТУ (70-100 МВт) з

початковою температурою газів 900-1100°C. Це дозволило застосувати ПГУ з утилізаційними паровими котлами барабанного типу з примусовою циркуляцією середовища і тиском пари 4-9 МПа в залежності від того, проводиться в них додаткове спалювання палива чи ні. Крім ПГУ з утилізаційними котлами в деяких країнах застосовують ПГУ зі скиданням газів ГТУ в топку пиловугільного котла. Кращі зарубіжні ПГУ працюють з ККД нетто 46-49%, вони практично повністю автоматизовані.

4.3 Типи ядерних енергетичних установок

Ядерна енергетична установка являє собою комплекс апаратів, систем, пристроїв і механізмів, призначених для перетворення ядерної енергії, що звільняється в результаті спалювання ядерного палива, в електричну, механічну або теплову енергію. ЯЕУ складається з двох частин: реакторної установки, в якій в результаті поділу подільних нуклідів в ядерному паливі виділяється теплота і передається робочому тілу (речовина здійснює роботу, що перетворює теплоту у механічну енергію) і турбінної установки (турбогенератора), в якій теплова енергія робочого тіла перетворюється в механічну (і електричну). Залежно від виду робочого тіла (водяна пара або газ) турбінна установка називається паротурбінною (ПТУ) або газотурбінною (ГТУ). На АЕС робочим тілом є тільки водяна пара (газотурбінні установки поки не знайшли поширення на АЕС). Реакторну установку, призначену для отримання водяної пари в якості робочого тіла, називають ядерною паропродуктивною установкою (ЯППУ). У загальному випадку ЯППУ включає в себе ядерний енергетичний реактор з системою управління та захисту та первинним біологічним захистом, контур циркуляції теплоносія разом зі своїм устаткуванням, парогенератори та допоміжні системи і пристрої, а також вторинний біологічний захист. В даний час ЯЕУ використовуються головним чином на конденсаційних АЕС. Останнім часом розпочато практичне використання ЯЕУ на атомних теплоелектроцентралях (АТЕЦ), де виробіток електроенергії поєднується з виробленням тепла для потреб теплофікації, і на АСТ, де виробляється тільки низькопотенційна теплота для опалення. Важливим перспективним напрямком використання ЯЕУ є застосування ЯЕУ з високотемпературним газоохолоджувальним ядерним реактором для виробництва високотемпературної теплоти.

4.4 Особливості ядерних енергетичних установок

За принципом роботи ЯЕУ або АЕС нічим не відрізняється від звичайної теплоенергетичної установки або ТЕС на органічному паливі. Головна відмінність АЕС від ТЕС полягає в тому, що на АЕС джерелом тепла є не паровий котел, в якому в процесі горіння органічного палива хімічна енергія перетворюється на теплоту, а ядерний енергетичний реактор, де в процесі ділення ядер ^{235}U або ^{239}Pu відбувається перетворення ядерної енергії в теплову. Цим визначаються основні особливості ЯЕУ, серед яких перш за все відзначимо наступні:

1. Надзвичайно високу калорійність ядерного палива, в результаті чого на АЕС витрачається палива набагато менше, ніж на ТЕС. Наприклад, ТЕС електричною потужністю 1000 МВт, що працює на кам'яному вугіллі Екібастузського басейну, споживає щодоби близько 12500 т вугілля, а АЕС тієї ж електричної потужності з реактором ВВЕР-1000 - близько 80 кг низькозбагаченого урану. Внаслідок високої калорійності ядерного палива виробництво його з уранових руд з концентрацією урану більше 0,1 % істотно дешевше видобутку вугілля, нафти і газу, а обсяг перевезень ядерного палива, включаючи перевезення відпрацьованого радіоактивного палива, виявляється значно менше, що вимагає істотно менших витрат, ніж перевезення органічного палива для ТЕС. При цьому паливне господарство на АЕС набагато менше, ніж на ТЕС. Тому АЕС, АТЕЦ і АСТ можна розміщувати поблизу місць споживання енергії, що істотно полегшує вирішення проблеми енергозабезпечення промислових центрів, віддалених від паливодобуваючих районів.

2. Неможливість повного «спалювання» усіх подільних нуклідів за один цикл перебування ядерного палива в реакторі. «Спалюється» тільки та частина нуклідів, які діляться, що перевищує критичне завантаження. У цьому полягає принципова відмінність використання ядерного палива на АЕС в порівнянні з використанням органічного палива на ТЕС. Ця відмінність суттєво впливає на економіку АЕС.

3. Можливість часткового, а в реакторах на швидких нейтронах розширеного відтворення подільних нуклідів, наприклад ізоотопів плутонію ^{239}Pu і ^{241}Pu . При цьому значна їх частина безпосередньо ділиться в реакторі, підвищуючи паливний баланс і збільшуючи вигорання первинного палива. Інша частина накопичується у відпрацьованому паливі. Тому завжди є можливість отримання додаткового ядерного палива з відтворюючих

нуклідів, що підвищує ступінь використання природного палива в 30-40 разів і більше (при розширеному відтворенні).

4. Істотно менше, ніж ТЕС тієї ж потужності, дія АЕС на навколишнє середовище, оскільки «спалювання» ядерного палива в реакторі відбувається без окислювачів. У той же час на ТЕС при спалюванні органічного палива відбувається майже трикратне (за масою) споживання атмосферного кисню з безперервним викидом в атмосферу продуктів згоряння - димових газів, які містять токсичні оксиди сірки та азоту, метали і золу (при спалюванні вугілля). Тому, для того, щоб знизити шкідливий вплив ТЕС на навколишнє середовище, потрібно спорудження спеціальних захисних установок, вартість яких може досягати 25% загальних витрат на будівництво ТЕС.

5. Утворення великої кількості високорадіоактивних продуктів поділу і пов'язане з цим тривале залишкове тепловиділення в активній зоні після зупинки реактора, наявність потужного іонізуючого випромінювання, що викликає сильну наведену радіоактивність матеріалів активної зони і теплоносія, які не повністю локалізуються в межах активної зони, а разом з теплоносієм в деякій мірі поширюються по всьому контуру циркуляції теплоносія, що призводить до необхідності вирішення специфічної проблеми - забезпечення ядерної та радіаційної безпеки АЕС, тобто запобігання опромінення персоналу та радіоактивного забруднення навколишнього середовища вище допустимих норм, використання спеціальних дорогих систем, пристроїв, обладнання, приладів і матеріалів, що не застосовуються на ТЕС. До таких специфічних систем і споруд, зокрема, відносяться: потужний біологічний захист від іонізуючого випромінювання, спеціальні машини для дистанційного завантаження і перевантаження палива, басейни для охолодження і витримки відпрацьованого палива, що вивантажується з реактора, система спеціального очищення теплоносія від радіоактивних продуктів ділення, система спеціальної вентиляції та фільтрації радіоактивних газів, система контролю герметичності ТВЕЛів, пристрої для дезактивації обладнання при ремонтах, пристрої для переробки радіоактивних відходів і сховищ для них і т.д., організація на АЕС спеціальних служб з радіаційного контролю в приміщеннях станції і поза нею, обліку доз іонізуючого випромінювання, одержувана персоналом.

6. Пред'явлення особливих вимог до забезпечення надійного охолодження, викликаних високим тепловим навантаженням активної зони, а також наявністю тривалого залишкового тепловиділення в ТВЕЛах при зупиненому реакторі; необхідність у забезпеченні надійного охолодження

активної зони у всіх експлуатаційних і можливих аварійних режимах (при втраті електроживлення ГЦН), а також малоймовірних аваріях, викликаних миттєвим розривом контуру циркуляції теплоносія. Інакше може статися неприпустиме підвищення температури ТВЕЛів, порушення герметичності оболонок твелів, розплавлення палива і як наслідок інтенсивний вихід радіоактивних продуктів в теплоносії з можливим потраплянням їх у приміщення АЕС, а далі - у навколишнє середовище; необхідність установки додаткових автономних джерел електропостачання (дизель-генераторів, акумуляторних батарей і т.д.), які діють незалежно від зовнішніх джерел електроживлення, і спеціальних систем аварійного охолодження активної зони, а також спеціальних локалізуючих систем, які запобігають поширенню радіоактивних продуктів в навколишнє середовище (наприклад, захисної оболонки, в якій розміщуються реакторна установка і все радіоактивне устаткування АЕС, басейнів барботерів, льодових конденсаторів і т.д.).

7. Труднощі організації ремонтних робіт та заміни обладнання реакторної установки через високу радіоактивність в реакторі і контурі теплоносія, а також залишкового тепловиділення в зупиненому реакторі; необхідність використання дистанційних та автоматизованих пристроїв; можливість більш тривалого простою обладнання, ніж це зазвичай має місце на ТЕС. Звідси необхідне забезпечення підвищеної надійності і безвідмовності роботи систем і обладнання АЕС і відповідно пред'явлення жорстких вимог до якості виготовлення, монтажу та рівня експлуатації обладнання АЕС, ніж обладнання ТЕС.

8. Виникнення специфічної проблеми тривалого та безпечного зберігання високорадіоактивних відходів АЕС, оскільки при роботі АЕС утворюється велика кількість радіоактивних відходів, серед яких радіоактивні нукліди, які зберігають високу активність протягом сотень років і більше. Звідси необхідність проведення інтенсивних розробок за способами поховання таких відходів, серед яких технічно найбільш розроблені методи цементування, бітумування і склування відходів з подальшим похованням їх в підземних сховищах в стабільних геологічних формаціях, де тверді блоки можуть зберігати радіоактивні відходи протягом декількох тисяч років.

9. Необхідність для АЕС з водоохолоджуваними реакторами в значно більшій (у 1,5-2 рази) в порівнянні з ТЕС кількості води для охолодження конденсаторів турбін. Пояснюється це наступними факторами: по-перше, тим, що ККД сучасних АЕС (близько 33%) нижче ККД ТЕС (близько 40%) через використання в турбінах АЕС пара з більш низькими параметрами, ніж в турбінах ТЕС, по-друге, тим, що частина теплоти, що виділяється при

спалюванні органічного палива (близько 15%) надходить через трубу станції безпосередньо в атмосферу разом з газоподібними продуктами згоряння органічного палива, а теплове скидання АЕС в навколишнє середовище відбувається тільки при охолодженні водою конденсаторів турбін. Дана обставина обмежує вибір місць розміщення АЕС поблизу природних водойм, оскільки перевищення температури води в них на 3°C влітку і на 5°C взимку небажано і заборонено в законодавчому порядку. Тому доводиться організовувати оборотну систему водопостачання АЕС, що вимагає додаткових капітальних витрат.

Таким чином, забезпечення безпеки і надійності експлуатації АЕС висуває особливі вимоги, які не мають аналогії у звичайній теплоенергетиці. Їх задоволення в основному і викликає істотне збільшення (в 1,5-2 рази) питомих капітальних вкладень у АЕС у порівнянні із вкладеннями в ТЕС. Однак паливна складова вартості електроенергії, що виробляється АЕС, істотно нижче вартості електроенергії, що виробляється ТЕС, тому АЕС за своїми економічними показниками перевершують ТЕС, причому по впливу на навколишнє середовище вони значно «чистіше», ніж ТЕС.

4.5 Класифікація АТЕЦ

При використанні атомного (ядерного) палива для вироблення тепла на тепlopостачання є певні переваги порівняно із спорудженням великих джерел тепла на органічному паливі: відсутнє забруднення повітряного середовища, не потрібна прокладка залізничних шляхів, за якими постійно підвозиться паливо, виділення великих територій для паливних сховищ, будівництво високих димоходів та ін. Через високу вартість атомного палива і атомних реакторів на сучасному етапі будуються в основному атомні ТЕЦ (АТЕЦ). Атомні котельні (АК) можуть застосовуватися тільки в окремих випадках, коли необхідна велика кількість тепла, наприклад, для опріснення води, або для «допалювання» атомного палива, яке не може бути застосоване на атомних станціях (так як не забезпечує отримання необхідних параметрів пари).

В системі будь-якої теплової електростанції розрізняють теплоносій і робоче тіло. Для атомних станцій робочим тілом (середовищем, що здійснює роботу, яка перетворює теплову енергію в механічну), так само як і для сучасних потужних теплових станцій на органічному паливі, є водяна пара. Вимоги до чистоти робочого тіла настільки високі, що можуть бути задоволені з економічно прийнятними показниками тільки при конденсації

всього пара і поверненні конденсату в цикл. Тому контур робочого тіла для конденсаційних теплових електростанцій завжди замкнений і додаткова вода надходить у нього лише в невеликих кількостях для заповнення витоків і деяких інших втрат конденсату. Те ж відноситься і до теплоелектроцентралей, за винятком тих, на яких встановлені турбіни з протитиском. У цьому випадку пар після турбіни може надходити для виробничих потреб, де іноді використовується безповоротно. Контур робочого тіла виявляється розімкненим, і витрата його повинна повністю заповнюватися за рахунок роботи водоочисної установки.

Проте такі умови для АЕС не характерні. Призначення теплоносія - відводити тепло, що виділилося в реакторі при вивільненні внутрішньоядерної енергії. Для запобігання будь-яких відкладень на тепловиділяючих елементах необхідна досить висока чистота теплоносія, тому для нього також необхідний замкнений контур. Однак існує серйозна причина, через яку контур теплоносія завжди роблять замкнутим: внаслідок проходження через реактор теплоносій активується, а його виток, не кажучи вже про повне скидання (розімкнений цикл), могли б створити серйозну радіаційну небезпеку. Тому основна класифікація атомних станцій залежить від числа контурів на ній. Виділяють АЕС одноконтурні, двоконтурні, повністю двоконтурні і триконтурні.

АТЕЦ, так само як і атомні конденсаційні електричні станції (АЕС), можуть бути виконані по одноконтурних, двоконтурних, повністю двоконтурних і трьохконтурних схемах. При цьому в АТЕЦ необхідно додатково забезпечувати радіаційну безпеку споживачів тепла. Одноконтурна схема АТЕЦ (рис.4.3а) подібна до схеми ТЕЦ на органічному паливі, тільки замість парогенератора (котла) для підігріву робочого тіла (природної води) застосований атомний реактор. Основною перевагою її є простота і менша вартість обладнання. Однак за такої схеми АТЕЦ все обладнання і робоче тіло працюють в радіаційно-активних умовах, тому є підвищена небезпека зараження обслуговуючих приміщень станції і мережної води для теплопостачання при порушенні щільності теплофікаційних теплообмінників.

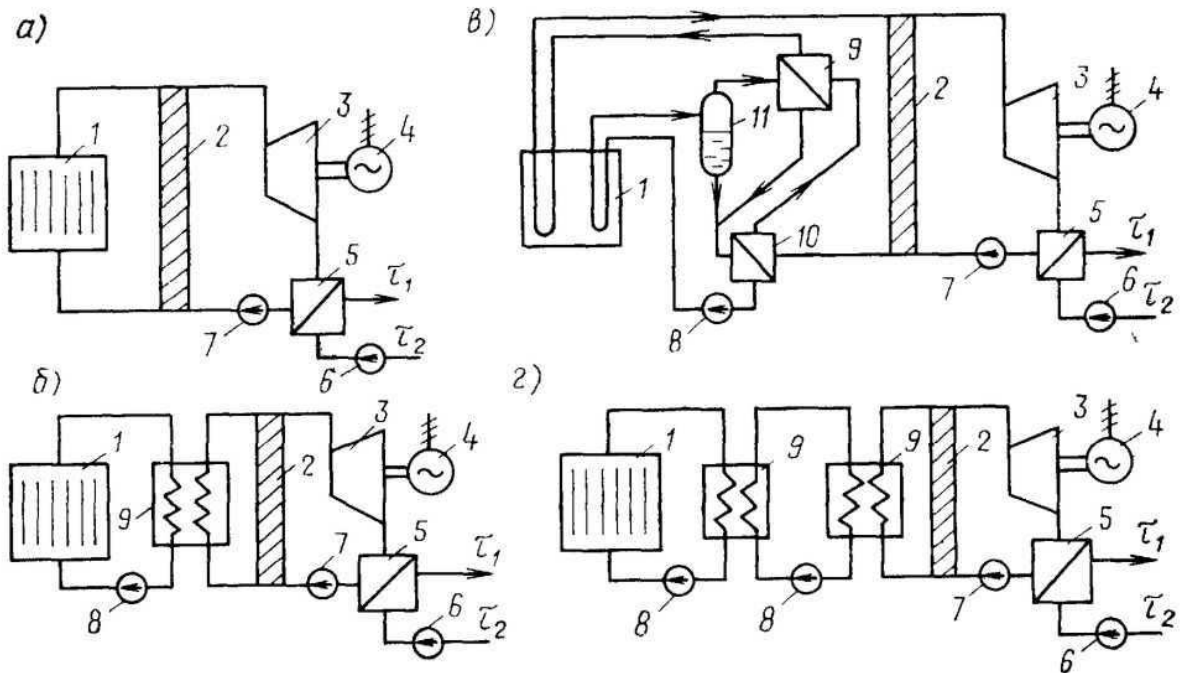


Рис.4.3 – Принципові схеми АТЕЦ

Умовні позначення на рис.4.3: а – одноконтурна схема, б – двоконтурна, в - двоконтурна з перегрівом вторинної пари в атомному реакторі, г – триконтурна. 1 - атомний реактор, 2 - біологічний захист, 3 - турбіна, 4 - електрогенератор, 5 - теплофікаційний підігрівач, 6 - мережевий насос, 7 - живильний насос, 8 - циркуляційний насос, 9 - поверхневий парогенератор, 10 - економайзер, 11 - барабан-випарник

У двоконтурній схемі АТЕЦ (рис.4.3б) для підігріву робочого тіла, використовуваного в турбіні і теплофікаційному теплообміннику, застосовується поверхневий парогенератор (теплообмінник), гріюче середовище (теплоносій) для якого підігрівається вже в атомному реакторі. Радіоактивним є тільки перший контур з теплоносієм, що циркулює через реактор, в другому контурі основне обладнання та теплофікаційний підігрівач працюють за відсутності радіаційної активності. У повністю двоконтурній схемі АТЕЦ (рис.4.3в) робоче тіло (пар) після поверхневого парогенератора надходить у другу групу робочих каналів реактора, де проводиться його перегрів, а потім вже в турбіну. При цьому підвищуються параметри робочого тіла перед турбіною, що призводить до зростання термічного ККД циклу АТЕЦ. Однак за такої схеми АТЕЦ підвищується і радіоактивна небезпека в другому контурі. Дана схема виникла через відмову від здійснення перегріву пари (робочого тіла) в окремому поверхневому

пароперегрівачі, внаслідок чого тиск і температура теплоносія (також пара) в першому контурі вийшли б неприпустимо високими для металів оболонок тепловиділяючих елементів.

У трьохконтурних схемах АТЕЦ (рис.4.3г) підігрів робочого тіла проводиться через теплообмінники від теплоносіїв у двох послідовних самостійних контурах, що забезпечує найбільшу радіаційну безпеку. Основний недолік таких схем - високі капітальні витрати. Радіаційна безпека в двоконтурних і трьохконтурних схемах АТЕЦ досягається також внаслідок поступового підвищення тиску в контурах в напрямку від першого (з реактором) в наступних. При цьому для отримання високих параметрів робочого тіла (пари) як теплоносіїв в першому контурі застосовуються спеціальні рідини, що мають високі температури кипіння при низькому тиску: рідкісні метали (натрій, сплав натрію і калію), органічні рідини або гази (повітря, гелій, аргон, азот).

Крім основної класифікації атомних електростанцій за кількістю контурів можна виділити окремі типи АЕС в залежності від:

- 1) типу реактора - на теплових або швидких нейтронах;
- 2) параметрів і типу парових турбін, наприклад АЕС з турбінами на насиченому або перегрітому парі (одного або двох тисків) і ін.;
- 3) методу перегріву пара - з ядерним перегрівом, «вогненным» перегрівом та ін.;
- 4) параметрів і типу теплоносія - з газовим теплоносієм, теплоносієм «вода під тиском», рідкометалічним і органічним;
- 5) конструктивних особливостей реактора, наприклад, з реакторами каналного або корпусного типу, киплячим з природною або примусовою циркуляцією і ін.;
- б) типу сповільнювача реактора, наприклад з уран-графітовим реактором, важководним сповільнювачем та ін.

В даний час більшість атомних енергетичних реакторів працюють на природному і низько збагаченому атомному паливі, що містить ^{235}U (від 0,7 до 10%) і ^{238}U . Паливо знаходиться в твердому стані в особливих тепловиділяючих елементах (ТВЕЛ), які збираються в касети і розміщуються в твердому або рідкому сповільнювачі швидкості нейтронів, що виділяються при розпаді ^{235}U (графіт, важка і природна вода та ін). При цьому реакція протікає на теплових нейтронах, що мають невелику швидкість (2-4 км/с). Тепло, що виділяється при ядерній реакції в ТВЕЛ, відводиться з активної зони реакторів теплоносієм або робочим тілом, що протікає через касети. Між касетами з ТВЕЛ розміщуються рухливі касети систем управління та

захисту (СУЗ), що містять матеріали, інтенсивно захоплюючи нейтрони: бор, гафній, кадмій тощо. При введенні касет СУЗ в активну зону потужність реактора зменшується, при виводі - збільшується. По мірі вигорання ядерного палива за допомогою перевантажувальних механізмів з реактора вивантажуються відпрацьовані касети ТВЕЛ і на їх місце встановлюються нові.

Залежно від виду та характеристик сповільнювача і теплоносія найбільш перспективні типи реакторів в даний час вважаються: водо-водяні з киплячою водою під тиском (ВК) і графітоводні (АМБ). Економічно доцільно застосовувати АТЕЦ з водо-водяними реакторами, починаючи з теплових навантажень, рівним 1500 Гкал/год, а з графітоводними - 3000 Гкал/год.

У реакторах на теплових нейтронах відбувається «вигорання» ядер ^{235}U і ^{238}U (близько 1%) з утворенням деякої незначної кількості нового ядерного палива - плутонію. Це означає, що основна частина природного урану (близько 99%) практично не використовується. ^{238}U може ефективно використовуватися в так званих реакторах-бридерах (реакторах на швидких нейтронах з швидкістю близько 10 000 км/с). В активну зону таких реакторів завантажуються збагачений плутоній, а в зону відтворення - природний і збіднений уран (^{238}U). Сповільнювач нейтронів відсутній і швидкі нейтрони, які виходять від ділення ядер плутонію, викликають поділ ядер ^{235}U і ^{238}U з отриманням на 1 кг згорілого плутонію приблизно 1,5кг нового палива. Застосування реакторів-бридерів дозволить значно знизити витрати на атомне паливо, оскільки закладене одного разу в реактор паливо служить дуже великий термін. Однак будівництво таких реакторів вимагає великих витрат.

4.6 Використання ЯЕУ для цілей теплофікації

За техніко-економічними оцінками ядерні джерела тепла доцільно будувати для теплопостачання великих міст. Для цього можна використовувати як теплоту, що відбирається від турбін АЕС, так і одноцільові спеціалізовані опалювальні котельні на ядерному паливі (АСТ). При цьому економічно ефективнішим є комбіноване вироблення тепла та електроенергії. У районах, де необхідність в теплоті значно перевищує потребу в електроенергії, вигідно будувати АСТ.

Для АТЕЦ можуть бути використані ЯЕУ з уже освоєними типами реакторів, наприклад ВВЕР і РБМК. АТЕЦ повинні розташовуватися поблизу великих міст, однак виходячи з вимог щодо забезпечення безпеки, їх

доводиться будувати на відстані не менше 25 км від кордону міської забудови, що викликає додаткові витрати на спорудження дорогих теплотрас. Перспективним є створення АТЕЦ з реакторами типу ВК з природною циркуляцією теплоносія і в корпусі з попередньо напруженого залізобетону. У середині корпусу знаходяться парогенератор, сепаратор і компенсатор тиску (інтегральна компоновка), що істотно підвищує безпеку установки і дозволяє розташовувати таку АТЕЦ значно ближче до міської межі. В даний час, насамперед, передбачається використання реакторів типу ВК також з інтегральною компоновкою і природною циркуляцією теплоносія для АСТ, призначених для відпустки низькопотенціальної теплоти на опалення у вигляді гарячої води з температурою не вище 150°C. Для АСТ потрібно було розробити спеціальний реактор з низькими параметрами, що дозволило б різко здешевити і спростити його конструкцію. АСТ для зручності теплопостачання повинні бути розміщені поруч або в межах міської межі. Близькість АСТ до споживачів визначається високою безпекою цих станцій. Вона забезпечується досить прийнятними засобами завдяки низьким параметрам теплоносія в першому контурі. Слід також зазначити, що для АСТ, порівняно з АЕС і АТЕЦ, потрібні мінімальні площі забудови, не потребує великих затрат технічної води, необхідних для охолодження конденсаторів турбін.

На рис.4.4 представлена принципова теплова триконтурна схема атомної котельні. Перший контур складається з гідравлічного тракту активної зони і теплообмінників, вбудованих в корпус реактора і призначених для передачі тепла до теплоносія другого проміжного контуру. Циркуляція в першому контурі здійснюється за рахунок природної конвекції води. У другому контурі циркуляція теплоносія примусова з допомогою насоса. Теплоносій передає тепло в теплофікаційному підігрівачі мережної води, що циркулює в зовнішній тепловій мережі, яка становить третій контур.

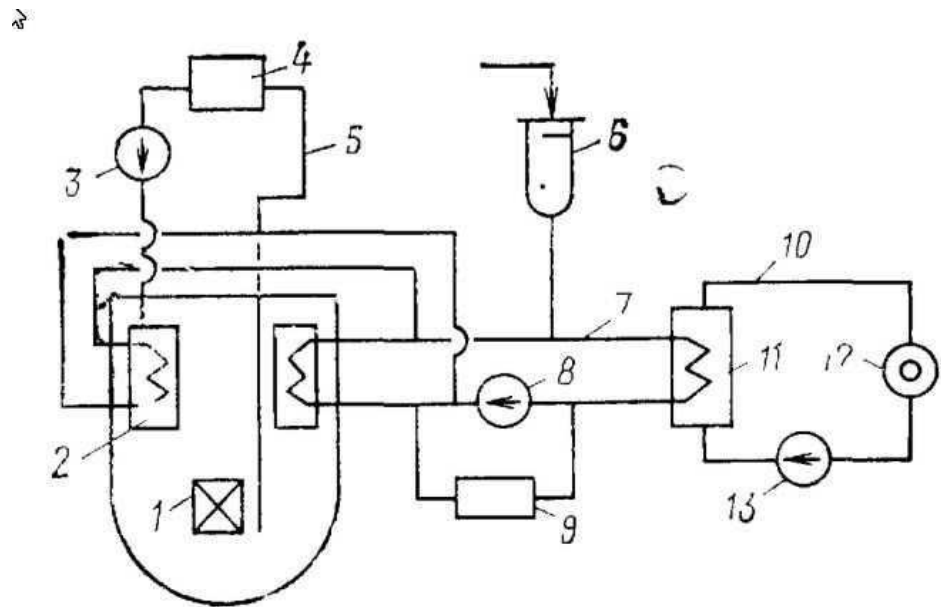


Рис.4.4 - Принципова теплова триконтурна схема атомної котельні

Умовні позначення на рис.4.4: 1 - активна зона реактора, 2 - вбудовані теплообмінники, 3 - насос системи очищення, 4 - фільтр системи очищення, 5 - контур системи очищення, 6 - компенсатор об'єму проміжного контуру, 7 - проміжний контур, 8 - циркуляційний насос, 9 - фільтр системи очищення проміжного контуру, 10 - теплова мережа, 11 - мережевий підігрівач, 12 - тепловий споживач, 13 - мережевий насос.

РОЗДІЛ 5 ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ ТА ЙОГО ЗМІСТ

Спочатку, перш ніж приступити до проектування котелень у замовника отримують технічне завдання.

Технічне завдання на проектування - це документ з проектування котельні, в якому вказується порядок і умови проведення робіт, завдання, етапи виконання, результати та час виконання робіт.

Технічне завдання на проектування представляє з себе основні технічні вимоги, пропоновані для будівництва котелень.

Технічне завдання на проектування котельні включає наступну основоположну інформацію:

- Вид будівництва (нове, реконструкція);
- Вид палива (основне, резервне, аварійне, при проектуваннях газових котелень - робочий і мінімальний тиск газу);
- Обсяги проектування (робочий проект з розділами, димова труба, КВПа);
- Архітектурно-будівельні рішення котельні (стоїть окремо, вбудована, проектування дахових котелень);
- Схема теплопостачання (залежна, закрита, двотрубна);
- Максимальне теплове навантаження (загальний збір теплових навантажень з урахуванням втрат, ккал/год);
- Температурні графіки (всіх систем);
- Напори і падіння тиску в системах (у міліметрах водяного стовпа);
- Водні обсяги систем (в м³);
- Підключення інженерних мереж (техумови);
- Димова труба (тип, діаметр, висота);
- Режим роботи котельні (чи потрібна постійна присутність обслуговуючого персоналу);
- Основне обладнання (проектування котельних установок - найменування фірм виробників обладнання);
- Межі проектування;
- Узли обліку (газ, електрика, вироблення тепла, води).

РОЗДІЛ 6

ОСНОВНІ ПОЛОЖЕННЯ ПРОЕКТУВАННЯ КОТЕЛЬНИХ УСТАНОВОК. ПОРЯДОК ВИКОНАННЯ ПРОЕКТІВ

6.1 Загальні положення

У випадках, коли економічно доцільна роздільна схема енергопостачання або концентрація теплових навантажень для будівництва ТЕЦ недостатня, в якості основних джерел тепла централізованих систем теплопостачання проектується котельні установки. Проектування знову споруджуваних, розширення та реконструкція діючих котелень, призначених для теплопостачання міст та інших населених пунктів, груп підприємств із загальними об'єктами (промислових вузлів) і окремих великих промислових підприємств і сільськогосподарських комплексів із загальним розрахунковим тепловим навантаженням 100 Гкал/год і вище, виконуються на підставі затверджених схем теплопостачання. При загальній розрахунковій тепловій навантаженості районів теплопостачання менше 100 Гкал/год, для яких схеми теплопостачання відсутні, до розробки проектів джерел тепла рекомендується складати технічні пропозиції щодо централізації теплопостачання.

При розрахунковому навантаженні до 25 Гкал/год і обмеженій площі території теплопостачання, коли вибір котельні в якості джерела теплопостачання може бути вирішений однозначно, підставою для розробки проекту котельні є завдання на проектування, що визначає коло споживачів тепла та теплові навантаження. Схемою теплопостачання обґрунтовуються: величина очікуваних теплових навантажень; кількість і тип джерел теплопостачання (ТЕЦ або котельні); теплова потужність джерел теплопостачання, район будівництва і склад основного обладнання; технічна можливість та економічна доцільність розширення або реконструкції існуючих джерел теплопостачання; вид палива; вибір відкритої або закритої системи теплопостачання; вибір основних технологічних і будівельних рішень (включаючи схему генерального плану) за джерелами теплопостачання та теплових мереж; основні техніко-економічні показники системи теплопостачання. Схеми теплопостачання розробляються на розрахунковий термін 10-15 років з виділенням першої черги будівництва на термін 5-7 років. Завдання на проектування котелень також враховують перспективу розвитку на 10-15 років.

При розширенні, реконструкції існуючих джерел теплопостачання та теплових мереж або підключенні до них, намічена до будівництва об'єктів схема теплопостачання узгоджується з міністерствами (відомствами), у віданні яких знаходяться джерела теплопостачання та теплові мережі. Будівництво джерел теплопостачання (ТЕЦ або котелень) загальних для груп підприємств і теплових мереж від них здійснюється з пайовою участю підприємств-споживачів теплової енергії. Розміри пайової участі визначаються пропорційно заявленим споживачам і тепловим навантаженням.

Згідно БНіП Н-60-75 «Планування і забудова міст, селищ і сільських населених пунктів» теплопостачання міст та інших населених пунктів або окремих житлових районів з забудовою будинками висотою вище двох поверхів слід передбачати, як правило, централізованим. Для окремих житлових будинків висотою вище двох поверхів або громадських будівель і споруд, розташованих серед 1-2-поверхової житлової забудови, допускається теплопостачання від місцевих котелень. Враховуючи створення агротехнічних комплексів з великою часткою багатоповерхової забудови, теплопостачання в сільській місцевості рекомендується також здійснювати від централізованих джерел. Найбільший ступінь централізації теплопостачання від котелень досягається будівництвом районних промислово-опалювальних котелень, що відпускають два види теплоносія і охоплюють споживачів комунально-побутового та промислового навантаження.

Максимальна теплопродуктивність опалювальних та промислово-опалювальних котелень регламентується економічною ефективністю централізованого теплопостачання від котелень. Теплопродуктивність опалювальних котелень, проєктованих на базі комунально-побутового навантаження, не повинна перевищувати в європейській частині – 400 Гкал/год, в районах Сибіру і Середньої Азії - 500 Гкал/год; теплопродуктивність котелень, спроектованих на базі промислово-опалювального навантаження, не повинна відповідно перевищувати 350 і 450 Гкал/год. При конкретному проєктуванні може виникнути необхідність у створенні котелень потужністю 600-700 Гкал/год і більше. Вибір в якості джерела тепла опалювальних котелень теплопродуктивністю понад 300 Гкал/год і промислово-опалювальних котелень теплопродуктивністю понад 250 Гкал/год вимагає техніко-економічного обґрунтування порівнянням варіантів схем комбінованого та роздільного енергопостачання за методикою виконання техніко-економічних розрахунків в енергетиці.

Проектування та спорудження котелень слід, як правило, здійснювати на кінцеву потужність, без поділу на черги. При недостатній забезпеченості тепловими навантаженнями, а також недостатній мірі готовності теплових мереж може виявитися доцільним спорудження котелень по чергах, подорожчання будівництва при цьому визначається величиною ефекту від «відкладених капітальних вкладень». Вибір потужності та енергетичного типу котельні виробляється в схемі теплопостачання з урахуванням характеру споживачів тепла, кліматичних умов і структури паливного балансу району будівництва. При проектуванні слід враховувати, що котельня є одним з елементів системи централізованого теплопостачання, що представляє собою теплову та гідравлічну єдність джерела тепла, теплових мереж і місцевих систем споживачів тепла.

Технічні рішення великих районних котелень повинні передбачати можливість роботи котельні в подальшому на загальній тепловій мережі з ТЕЦ чи в якості пікової. При необхідності збільшення теплопродуктивності діючих котелень проводиться обґрунтування технічних рішень економічним порівнянням варіантів модернізації існуючих і встановлення нових котлоагрегатів з більш високими ККД.

Тип котельні по виду палива приймається виходячи з паливного режиму, що визначається у встановленому порядку. Районні котельні теплопродуктивністю понад 100 Гкал/год проектуються з камерним спалюванням твердого палива. Вибір типу котельні по компоновці обладнання визначається кліматичними умовами району та вимогами містобудування: закритого типу - в районах з середньою температурою зовнішнього повітря найбільш холодних п'яти днів нижче -30°C ; напіввідкритого-від -20 до -30°C ; відкритого – вище -20°C при тривалості періоду з середніми добовими температурами 0°C і нижче менше 115 діб протягом року (райони Півдня України). Котельні, розташовані на території населених пунктів, незалежно від кліматичних умов проектуються закритими, при роботі на твердому паливі рекомендується пристрій закритих паливних складів. На території промислових підприємств можуть споруджуватися котельні з будь-яким ступенем відкриття устаткування. Окремо розташовані районні котельні, як правило, розміщуються в промислових і комунально-складських районах в центрі теплових навантажень. У випадках, коли це допускається технологічними процесами основного виробництва, санітарно-гігієнічними та протипожежними вимогами і доцільно по плануванню ділянки, котельні можуть блокуватися з іншими виробничими будівлями. Котельні підприємств - з енергетичними

об'єктами цих підприємств (дизельними, компресорними, повітродувними і насосними станціями). Котельні, призначені для теплопостачання комунально-побутових підприємств - з виробничими будівлями цих підприємств; для теплопостачання лікарняних комплексів та навчальних закладів - з їх господарськими корпусами. Для котелень, зблокованих з виробничими будівлями, встановлена теплопродуктивність і параметри котлів не обмежуються. Переважно блокування газомазутних котелень.

При проектуванні слід застосовувати типові проекти і типові вузли споруд та допоміжних будівель котелень, використовувати повторно економічні індивідуальні проекти, а також типові будівельні та технологічні конструкції підвищеної заводської готовності. Індивідуальні проекти котелень та їх окремих споруд розробляються при відсутності типових, а також раніше розроблених економічних індивідуальних проектів з необхідними параметрами і характеристикою основного і допоміжного обладнання; при застосуванні нових видів обладнання та технологічних схем; при доцільності блокування будівель, в випадках, коли застосування типових проектів призводить до невиправданого подорожчання будівництва. Основне, допоміжне обладнання та апаратура приймаються в проектах котелень по номенклатурі і технічним умовам заводів-виготовлювачів з урахуванням рекомендацій спеціалізованих науково-дослідних і проектних інститутів.

6.2 Технічні та економічні вимоги до котельних установок

Котельні установки повинні задовольняти вимогам надійності теплопостачання, економічності спорудження та експлуатації, безпеки та зручності експлуатації, а також вимогам санітарних норм. Надійність теплопостачання - безперебійне теплопостачання споживачів відповідно із заданими параметрами і графіком теплових навантажень. При заданій витраті мережної води відхилення від заданого режиму параметрів теплоносія не повинні перевищувати: по температурі води, що надходить в теплову мережу $\pm 2^{\circ}\text{C}$; по тиску в трубопроводі, що подає $\pm 5\%$, у зворотному $+0,2 \text{ кгс/см}^2$. Середньодобова температура води у зворотному трубопроводі може перевищувати задану не більше ніж на 2°C , зниження температури води не обмежується. Відхилення тиску і температури пари, яка відпускається споживачам, не повинна перевищувати $+5\%$ від заданих параметрів. Надійність теплопостачання визначається на стадії проектування вибором типу котельні, відповідного характеру теплових навантажень; вибором

устаткування і схем комунікацій, при яких коефіцієнт відключної потужності і недовідпуск тепла мінімальні; установкою резервного устаткування; комплексною автоматизацією технологічних процесів.

Для великих районних котелень (теплових станцій) рекомендується об'єднання теплових мереж району чи промислового вузла в загальну систему для резервування відпуску теплової енергії. Економічність спорудження та експлуатації визначається мінімумом приведених витрат при високій надійності теплопостачання. Для виконання цих вимог при проектуванні котелень передбачаються укрупнення теплової потужності котельні та одиничної потужності котлоагрегатів; комплексна механізація трудомістких процесів: застосування автоматизованих котлоагрегатів з коефіцієнтом корисної дії не менше: 93 % - на газоподібному і легкому рідкому паливі, 90% - на мазуті, 85% - на кам'яному вугіллі, 80% - на бурому вугіллі та інших видах палива. З метою економії енергоресурсів рекомендуються: при спалюванні природного газу установка контактних економайзерів для підігріву технологічної води, енергохімічні - використання деревного палива і сланців, а також використання побічних енергоресурсів промислових підприємств. Основним шляхом зниження капітальних вкладень у будівництво джерел тепла і скорочення термінів введення їх в експлуатацію є індустріалізація будівництва, що зводить до мінімуму обсяг робіт на будівельному майданчику за рахунок передачі їх на заводи, спеціалізовані підприємства і централізовані будівельні бази. У проектах котелень слід застосовувати будівлі та споруди з готових уніфікованих залізобетонних будівельних конструкцій і деталей при найменшому числі типорозмірів; стінове заповнення з полегшених матеріалів; будівлі з полегшених металоконструкцій; основне і допоміжне обладнання у вигляді комплектних транспортабельних агрегатів або монтажних блоків, підготовлених до збору на місці установки; блоки трубопроводів і пилогазоповітряпроводів заводського виготовлення. Слід розширювати будівництво котелень з максимальним ступенем відкриття обладнання за рахунок застосування спеціальних технічних рішень. Рекомендується поширити новий метод проектування, розроблений інститутом ВНІШенергопром для ТЕЦ підвищеної заводської готовності, на проектування великих котелень. За цим методом в проект включаються відпрацьовані в конструктивному відношенні креслення кодованих будівельно-технологічних секцій, вузлів чи блоків, які в певному поєднанні утворюють комплекс робочих креслень конкретного об'єкта.

Головний корпус котельні може бути складений з комплексних будівельно-технологічних секцій: секції котлоагрегату, в якій в одній або двох будівельних осередках розміщуються котлоагрегат і теплопідготовча установка, і секції «постійний торець», в якій розміщуються загальнокотельне технологічне обладнання та приміщення. Секція котлоагрегату включає в себе основне і допоміжне обладнання, яке повністю забезпечує функціонування котла і теплопідготовчої установки, з урахуванням обладнання, встановленого в секції «постійний торець» і поза головного корпусу. У разі невідповідності потужності або параметрів теплоносія проєктованої котельні набору уніфікованих секцій передбачається добірна секція для установки додаткового обладнання. Безпека і зручність експлуатації забезпечуються дотриманням в проєктах вимог Правил будови і безпечної експлуатації парових та водогрійних котлів, Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж та інших нормативно-технічних документів. Вимоги санітарних норм дотримуються забезпеченням експлуатаційного персоналу службово-побутовими приміщеннями з відповідним обладнанням, підтриманням норм освітленості і температурно-вологісного режиму приміщень і забезпеченням допустимих рівнів шуму від працюючого обладнання на робочих місцях, запобіганням забруднення навколишнього середовища (повітряного басейну і водойм), скороченням рівня шуму від працюючого обладнання котельень на прилеглий території.

6.3 Визначення виду палива для котельних установок

Паливо для тих, що знову будуються, розширюються і діючих котельних установок з урахуванням раціональних зон перевезень з річною витратою вугілля, торфу, сланцю і дров до 10 тис.т в умовному обчисленні, топкового мазуту до 500 т в натуральному обчисленні - встановлюється міністерствами та відомствами.

По кожній котельні наводяться такі відомості та розрахункові дані:

- 1) найменування та місцезнаходження котельні (область, населений пункт);
- 2) тип котельні (опалювальна, промислово-опалювальна промислова) та її теплопродуктивність;
- 3) кошторисна вартість котельні по схемі теплопостачання або ТЕО;
- 4) основне обладнання (тип, кількість і теплопродуктивність існуючих і намічаються до установки котлоагрегатів);

5) характеристика планованого виду палива, що розширюються, реконструюються і переводяться на інший вид палива котелень - вид палива, використовуваного в даний час, і його річна витрата;

6) передбачуваний постачальник палива (НПЗ, газопровід, шахта, розріз, торфопідприємство), за відсутності даних - родовище або район розміщення підприємства;

7) наявність залізничних шляхів і газових комунікацій, а за їх відсутності - відстань до залізничної станції примикання і до магістральних газових мереж, до яких може бути здійснено приєднання;

8) при клопотанні про виділення природного газу - копія погодження на підключення до газових мереж;

9) теплові навантаження споживачів по рокам введення і розрахунок річної потреби в паливі відповідно з введенням потужностей.

При визначенні планованого до використання виду палива вказується вид резервного, аварійного та розпалювального палива з урахуванням такого:

1) при річній витраті природного газу до 10 млн м³ робота на іншому виді палива не передбачається;

2) для котелень з річною витратою 10 млн м³ і більше працюють на природному газі, в якості резервного палива застосовується мазут;

3) для пиловугільних котельних в якості розпалювального палива застосовується топковий мазут;

4) для котелень, що переводяться з твердого палива на спалювання природного газу чи мазуту, рекомендується зберігати в якості іншого виду палива тверде без демонтажу обладнання, встановленого для його спалювання.

Основне паливо - паливо, призначене для спалювання протягом усього періоду роботи котельні або протягом тривалого часу, резервне - для спалювання в періоди запланованих перерв у подачі основного палива (наприклад, перерва в подачі природного газу в зимові місяці); аварійне - для спалювання в короткочасні періоди аварійної відсутності основного або резервного палива (передбачається в тих випадках, коли за умовами теплопостачання споживачів перерви в роботі котельні неприпустимі); розпалювальне - для розпалювання і «підсвічування» пиловугільних топків. Пропозиції за паливними режимами котелень при розробці схем теплопостачання, а також у проектах котелень обґрунтовуються техніко-економічним зіставленням можливих варіантів використання різних видів палива. Основним критерієм вибору зазначених варіантів є мінімум

приведених витрат по системі теплопостачання при спалюванні в котельних різних видів палива.

Оцінка паливної складової експлуатаційних витрат проводиться по замикаючим витратам на паливо. Значення замикаючих витрат відповідають наступним якісним характеристикам різних видів палива: на газ - дійсні тільки для природного газу і не можуть застосовуватися для скрапленого та попутного нафтового газу (до його переробки); на кам'яне і буре вугілля - поширюються на вугілля з середніми нормативними значеннями вологості і зольності. Показники замикаючих витрат на сланець, торф і дрова визначаються безпосередньо за витратами на їх видобуток і транспорт. Замикаючі витрати на паливо розраховані для великих вузлових пунктів транспортної мережі (залізничних станцій) та пунктів відводу від магістральних газопроводів. У техніко-економічних розрахунках до значень замикаючих витрат додаються витрати на розподільчий транспорт палива від найближчого вузлового пункту транспортної мережі до місця розміщення котельні. Крім того, необхідно враховувати режим паливоспоживання.

При нерівномірному використанні природного газу приймаються диференційовані показники для опалювального і неопалювального сезонів. Нерівномірність використання рідкого і твердого палива враховується додатковими витратами на їх зберігання. Замикаючі витрати на паливо задано інтервалами значень, відповідним вірогідної похибки вихідних даних. Тому при використанні цих показників в конкретних техніко-економічних розрахунках необхідно приймати окремо нижні і верхні межі зазначених інтервалів. При співпадаючих результатах отримане рішення стійко. В іншому випадку порівнювані варіанти слід вважати практично рівноеконічними, і рішення треба приймати на основі додаткових міркувань або більш точної вихідної інформації.

6.4 Стадії проектування та завдання на проектування

Стадії проектування будівель і споруд здійснюються на основі техніко-економічних обґрунтувань (ТЕО) або іншої передпроектної документації, що замінює ТЕО, що підтверджують економічну доцільність їх будівництва. Передпроектним документом, в якому обґрунтовуються проектування і будівництво нових або розширення та реконструкція діючих об'єктів - джерел теплопостачання та теплових мереж для забезпечення тепловою енергією міст та інших населених пунктів, груп підприємств із загальними об'єктами (промислових вузлів) і окремих великих промислових

підприємств і сільськогосподарських комплексів, є схема теплопостачання. Схеми теплопостачання міст та інших населених пунктів є вихідними документами для розробки технічних (техноробочих) проектів об'єктів - джерел теплопостачання та теплових мереж, а по великих і складних об'єктах - джерел теплопостачання - для розробки ТЕО будівництва цих об'єктів. Схеми теплопостачання груп підприємств із загальними об'єктами є складовою частиною схем генеральних планів цих підприємств, а схеми теплопостачання окремих промислових підприємств і сільськогосподарських комплексів - складовою частиною ТЕО будівництва цих підприємств і комплексів.

До позастадійних робіт (передпроектної документації) відносяться схема теплопостачання, ТЕО і технічні рішення, які є підставою для розробки експериментального проекту, - виконуються при застосуванні нових видів устаткування і схем.

До стадійних робіт відносяться технічний проект, робочі креслення, техноробочий проект. Двостадійне проектування включає в себе складання технічного проекту і робочих креслень, одностадійне проектування - складання техноробочого проекту. Розробка робочих креслень при двостадійному проектуванні здійснюється після затвердження технічного проекту відповідно до прийнятих в ньому рішень. При одностадійному проектуванні одночасно з проектно-кошторисною документацією техноробочого проекту, яка передається на затвердження, розробляються робочі креслення. Техноробочий проект розробляється для об'єктів, будівництво яких намічається здійснювати за типовими проектам з використанням типових вузлів, по повторно застосовуваним економічним індивідуальним проектам, а також для технічно нескладних об'єктів. Рішення про стадійність проектування котельні приймається при затвердженні передпроектної документації або визначається у завданні на проектування.

6.5 Завдання на проектування

Проект на будівництво котельні розробляється на основі завдання на проектування, складеного замовником проекту, з урахуванням рішень, прийнятих стверджуючими інстанціями по позастадійним роботам. Завдання на проектування готується замовником проекту за участю автора проекту котельні та генерального проектувальника і містить теплові навантаження, параметри теплоносія, дані про вид палива та умови теплопостачання: схему приєднання до теплових мереж, дані про джерело водопостачання, умови

приєднання до мереж енергопостачання, водопостачання, каналізації та зв'язку; відомості про обрану площадку для будівництва та дані для складання проекту організації будівництва і кошторисів. При розміщенні котельень на території міст і населених пунктів потрібна наявність архітектурно-планувального завдання, що містить будівельний паспорт ділянки, технічні умови на приєднання до міських інженерних мереж та споруд, відомості про існуючу забудову і підземні споруди, діючі і перспективні джерела тепла.

При підготовці завдань на проектування особливу увагу слід приділяти даним по тепловим навантаженням і паливу, що впливає на енергетичний тип котельні, склад устаткування і техніко-економічні показники. Теплові навантаження споживачів наводяться у вихідних даних для проектування у вигляді зведеної таблиці, складеної за такими групами споживачів (пооб'єктно):

- а) технологічні;
- б) системи опалення та вентиляції;
- в) системи гарячого водопостачання («б» і «в» - для виробничих, житлових і громадських будівель окремо);
- г) загальне споживання тепла (по пару і гарячій воді окремо).

Навантаження наводяться для чотирьох основних режимів: максимально-зимового при середній температурі зовнішнього повітря для найбільш холодних п'яти днів; найбільш холодного місяця при середній температурі цього місяця; середнього для опалювального періоду при середній температурі цього періоду і літнього. Вказуються параметри теплоносія по споживачам; параметри пари на виході з котельні з урахуванням зниження тиску і температури в зовнішніх теплових мережах; кількість і спосіб повернення конденсату; система гарячого водопостачання; тривалість навантажень протягом доби і року. Для великих систем тепlopостачання представляються графіки споживання тепла; добові - технологічної пари або гарячої води в різні періоди року (для робочих і вихідних днів); річні - пари або гарячої води, складені за середньодобовим значенням витрати; суміщені графіки технологічного навантаження за тривалістю. У тому ж обсязі представляються графіки комунально-побутових навантажень. Вказуються вторинні енергоресурси для цілей тепlopостачання: м'який пар від молотів або пресів, гаряча вода, димові гази і промислові відходи. Наводяться відомості про їх кількість, режим виходу і параметри. Навантаження вказуються без втрат у зовнішніх теплових мережах, які приймаються з проекту теплових мереж, розраховуються або

визначаються орієнтовно. Тривалість опалювального періоду і температура зовнішнього повітря за режимами приймаються за БНІП.

При наявності об'єктів, що кооперуються, теплові навантаження кожного з них представляються в окремих таблицях. Так як відомості по тепловим навантаженням і параметрам теплоносія, одержувані від замовника, не завжди враховують специфіку проектування джерела тепла, рекомендується перед початком проектування проводити їх аналіз. При аналізі теплових навантажень виконуються:

1. Перевірка відповідності даних зведеної таблиці теплових навантажень затвердженою схемою тепlopостачання або ТЕО, при відхиленні прикладається документальне обґрунтування.

2. Ознайомлення з технологією споживачів тепла, паспортами і матеріалами випробувань тепловикористовуючих установок з метою уточнення оптимальних параметрів теплоносія і тепловою потужністю обладнання.

3. Визначення потреби в тепловій енергії виходячи із приєднаної потужності окремих технологічних споживачів з урахуванням коефіцієнтів, що характеризують режим теплоспоживання та витрати тепла за даний проміжок часу.

4. Визначення витрат тепла на опалювально-вентиляційні системи та гаряче водopостачання окремо для споживачів з різними розрахунковими температурами і режимами роботи.

5. Угрупування теплових навантажень за виглядом і параметрами теплоносія.

У вихідних даних на проектування наводяться додаткові відомості про паливо.

6.6 Обсяг та зміст проектної документації. Технічний проект

У технічному проекті вирішуються питання вибору оптимальних технічних рішень, що забезпечують: мінімальну величину приведених витрат і надійну експлуатацію котельні при найменших експлуатаційних витратах; дотримання вимог безпеки, санітарних та протипожежних норм і умов охорони повітряного і водного басейнів; сучасний рівень автоматизації і механізації технологічних процесів. Складаються приватні, об'єктні та зведені кошториси на будівництво. Визначаються енергетичні та техніко-економічні показники котельні. Проект виконується на підставі розрахункових, компоновальних, конструктивних і планувальних пророблень

з використанням рішень типових проектів, дотриманням ГОСТ і галузевих стандартів, норм проектування, а також відомчих циркулярів і вказівок. Технічний проект містить розділи: загальна частина, тепломеханічна частина, електротехнічна частина, автоматизація та КВП, архітектурно-будівельна частина, санітарно-технічна частина, генеральний план і транспорт, проект організації будівництва, техніко-економічна частина, кошториси; заходи з охорони водойм, ґрунту і атмосферного повітря від забруднення стічними водами і викидами від котелень. У технічному проекті наводяться тільки матеріали і креслення, необхідні для обґрунтування проектних рішень та визначення вартості будівництва. Варіантні опрацювання та розрахунки в пояснювальну записку технічного проекту не включаються і зберігаються в архіві. Кожна частина технічного проекту складається з пояснювальної записки, що містить опис і обґрунтування прийнятих рішень, дані розрахунків в табличній формі, замовних специфікацій і заявочних відомостей на обладнання та основні матеріали, креслення.

Креслення виконуються в обсязі, що дозволяє визначити конструктивні характеристики споруд, обсяги робіт та вартість будівництва. На стадії технічного проекту опрацьовуються заходи з антикорозійного захисту устаткування і будівельних конструкцій. Далі наводиться зміст технічного проекту по частинах.

Загальна частина. Підстава для виконання проекту - наявність затверджених ТЕО або схеми теплостачання, завдання на проектування. Основні положення вихідних даних для проектування і прийнятих технічних рішень з усього комплексу питань.

Теплові навантаження, наведені у вихідних даних по споживачам, групуються за видами теплоспоживання (технологічне, опалення та вентиляція, гаряче водопостачання) і параметрами теплоносія. Визначаються теплова потужність котельні, тип і кількість котлоагрегатів, схема пиллоприготування, теплова схема котельні та умови роботи устаткування по режимах теплоспоживання, а також при виході з ладу будь-якого котлоагрегату. Обґрунтування вибору котлоагрегатів і режиму роботи котельні наводиться в табличній формі.

Захист атмосферного повітря від шкідливих викидів. Вихідні дані, отримані від санітарно-епідеміологічної та гідрометеорологічної служб, що характеризують стан атмосферного повітря в районі будівництва котельні. Визначення кількості шкідливих викидів в атмосферу. Технічні рішення, що забезпечують зниження вмісту в димових газах оксидів сірки та азоту. Зведені дані результатів розрахунку по розділу в табличній формі.

Склад графічного матеріалу. Принципова і розгорнута теплова схема. Схема пилоприготування. Компонування головного корпусу: плани по поверххах в масштабі 1:100, розрізи в масштабі 1:50. При реконструкції - поєднання креслень знову встановлюваного і (схематично) існуючого обладнання.

Паливне господарство. Зміст розділу: вихідні дані, паливоподача і склад твердого палива, шлакозоловидалення, використання шлаку і золи, мазутне господарство, газопостачання, маслогосподарство.

Вихідні дані. В результаті опрацювання загального розділу тепломеханічної частини визначаються вихідні дані для виконання другого розділу, які наводяться в табличній формі. Вказуються тип і кількість котлоагрегатів; призначення палива (основне, резервне, аварійне, розпалювальне); характеристика палива (родовище, марка, теплота згоряння, зольність, вологість - робоча, безпечна та гігроскопічна; насипна маса, коефіцієнт розмолотості); часова витрата палива кожним котлоагрегатом і котельні для режимів - максимальний зимовий, середній найбільш холодного місяця, річний; добова і річна витрата палива; витрата палива на підпал котлоагрегатів, тип топкового пристрою і вимоги до підготовки палива, умови доставки палива на майданчик котельні; спосіб шлаковидалення; спосіб золовидалення; перспективи розширення котельні.

Маслогосподарство. Призначення. Розрахунок ємності зберігання. Тип, схема, вибір і комплектування обладнання. Виконується роздільним або об'єднаним з мазутним господарством.

Газопостачання. Призначення. Схема газопостачання. Витрати і параметри газу. Розрахунок обладнання і газопроводів. Компонування обладнання ГРП або ГРУ. Склад графічного матеріалу. План паливоподачі та складу вугілля в масштабі 1:400. Розрізи: по розвантажувальному пристрою, дробильному відділенню, естакаді паливоподачі - в масштабі 1:200 або 1:400. Для механічних систем шлакозоловидалення - схема трактів, компоновка устаткування виконується на загальнокомпоновочних кресленнях котельні; для пневматичних систем - принципова схема трубопроводів і компоновка обладнання (план і розрізи в масштабі 1:200); для гідравлічних систем - принципова схема гідрозоловидалення, компоновка зовнішнього тракту та обладнання насосної в масштабі 1:200. Принципова схема мазутопостачання. План і розрізи по спорудах мазутного господарства в масштабі 1:200, план і розрізи мазутонасосних в масштабі 1:100. Схема газопостачання, компоновка ГРУ в масштабі 1:200.

Водопідготовка. Зміст розділу: вихідні дані та розрахункова продуктивність, джерела водопостачання, способи обробки води, схеми, основне обладнання, компоновка обладнання. Вихідні дані. Перелік знову встановлюваних і існуючих котлоагрегатів із зазначенням одиничної продуктивності, параметрів пари або води і водно-хімічного режиму. Характеристика системи гарячого водопостачання (відкрита або закрита). Відомості про якість виробничого конденсату. Кількість, мг/л: завислих речовин, сполук заліза, масла, смоли; фенолів, бензолів і нафталінів (сумарно). Обґрунтування доцільності очищення конденсату. Рішення щодо використання конденсату від установок мазутопостачання. Розрахункові продуктивності хімоводоочищення для різних груп котлоагрегатів, підживлення тепломережі і конденсатоочищення. Баланс пари і води для визначення продуктивності водопідготовки при максимально-зимовому і літньому режимах. Для проектів реконструкції - продуктивність існуючих установок обробки води. Джерела водопостачання. Найменування джерел, аналізи вихідної води для кожного джерела (не менше двох для артезіанських вод, для вод поверхневих джерел - за сезонами року). Розрахунковий аналіз вихідної води. Способи обробки води. Вимоги до якості обробленої води. Характеристика прийнятого способу обробки води та його обґрунтування. Якість обробленої води. Для розширюваних хімоводоочисток - існуюча технологія обробки води і вказівка про використання встановленого обладнання. Основне обладнання. Розрахункові дані основного обладнання (в загальній таблиці) для схем обробки живильної води котлоагрегатів, підживлення тепломережі і конденсатоочищення по кожному фільтру в наступному обсязі: витрата води, що надходить на фільтри; кількість фільтрів, у тому числі резервні; фільтруючий матеріал, висота шару, робоча обмінна здатність; робоча швидкість фільтрування при регенерації; розрахунковий час регенерації; число регенерацій на добу; кількість одночасно регенеруючих фільтрів; середньогодинна витрата води на власні потреби; реагенти для регенерації фільтрів, їх питома витрата. Розрахунок діаметрів основних трубопроводів. Компонування основного обладнання і розташування лабораторій. Характеристика приміщень і будівель для розміщення обладнання і складів реагентів. Умови доставки і розвантаження реагентів. Перелік відкритого встановленого обладнання і споруд. Склад графічного матеріалу. Розгорнута схема хімоводоочищення. Компонування обладнання хімоводоочищення, плани і розрізи в масштабі 1:200. Компонування обладнання складу реагентів в масштабі 1:200. Принципові схеми реагентного господарства.

Електротехнічна частина. Вихідні дані. Умови зовнішнього енергопостачання з зазначенням незалежних джерел живлення котельні. Споживачі електроенергії (на привід обладнання), вимоги блокування та управління. Споживачі електроенергії визначаються за рішеннями тепломеханічної та санітарно-технічної частин проекту котельні та наводяться в табличній формі.

Склад пояснювальної записки. Електричні навантаження власних потреб і розподіл їх по напруженням. Вибір трансформаторів, схеми електричних з'єднань, числа і потужності джерел живлення. Розрахунки струмів короткого замикання і вибір типів високовольної апаратури, кабелів і шин. Системи управління і сигналізації щитів управління. Перелік об'єктів, що підлягають автоматизації і блокуванню в електричній частині. Управління вимикачами двигунів. Компонування та обґрунтування типів обраних електротехнічних пристроїв, включаючи щити станцій управління, розподільні пристрої й трансформатори. Кабельна прокладка в межах головного корпусу, споруд, що стоять окремо і на майданчику котельні. Перенесення кабельних ліній при розширенні і реконструкції котельні. Проект електроосвітлення. Світлоогородження димових труб. Заземлювальні пристрої на території і в приміщеннях котельні. Блискавкозахист будівель, споруд, зовнішніх наземних металевих конструкцій і комунікацій.

Склад графічного матеріалу. Схема електричних з'єднань. Компонування електротехнічних пристроїв, поєднана з кресленнями компоновки тепломеханічного обладнання. Автоматизація та КВП. Вихідні дані. Характеристика основного і допоміжного обладнання котельні. Принципові технологічні схеми: котлоагрегатів, теплова, газомазутопостачання, паливоподачі твердого палива, системи шлакозоловидалення, водопідготовки. Перелік контрольованих і регульованих параметрів за технологічними схемами. Схеми керування електродвигунами, включаючи електродвигуни засувок, керованих з щитів або пультів автоматизації. Електрична схема аварійної сигналізації.

Техніко-економічна частина. Результати техніко-економічних розрахунків, визначають ефективність і економічну доцільність будівництва. Річні витрати палива, води, електроенергії і штати котельні. Річні вироблення і відпуск тепла зовнішнім споживачам, число годин використання встановленої потужності котлоагрегатів. Річні експлуатаційні витрати, собівартість виробленого і відпущеного тепла. Питомі витрати палива, електроенергії, питомі капіталовкладення і штатний коефіцієнт. Техніко-економічний аналіз варіантних рішень проекту. Порівняння досягнутих

показників з показниками проектів-аналогів або інших економічних проектів. Зіставлення показників проекту з показниками ТЕО або схеми теплопостачання.

Кошторисна документація. Вартість будівництва котельні визначається за зведеним кошторисом, на основі якого плануються капітальні вкладення і фінансується будівництво. Кошторисна вартість будівельно-монтажних робіт, визначена в зведеному кошторисі, є остаточною для розрахунку між підрядником і замовником за виконані роботи та уточненню на стадії розробки робочих креслень не підлягає. У зведеному кошторисі на будівництво передбачається резерв коштів на непередбачені роботи і витрати у відсотках від вартості будівництва, диференційований за стадіями проектування та обсягом застосування типових і повторно використовуваних проектів.

РОЗДІЛ 7 ПРИНЦИПОВІ ТЕПЛОВІ СХЕМИ КОТЕЛЕНЬ

7.1 Принципові теплові схеми парових котелень

Парові котельні з котлоагрегатами низького тиску (1,4 або 2,4 МПа), які зараз проектуються, частіше за все призначені для одночасного відпуску пари і гарячої води, тому в їх теплові схеми вводяться водопідготовчі установки. Принципову теплову схему парової промислово-опалювальної котельні з відпуском теплоти при закритій системі теплопостачання показано на рис. 7.1.

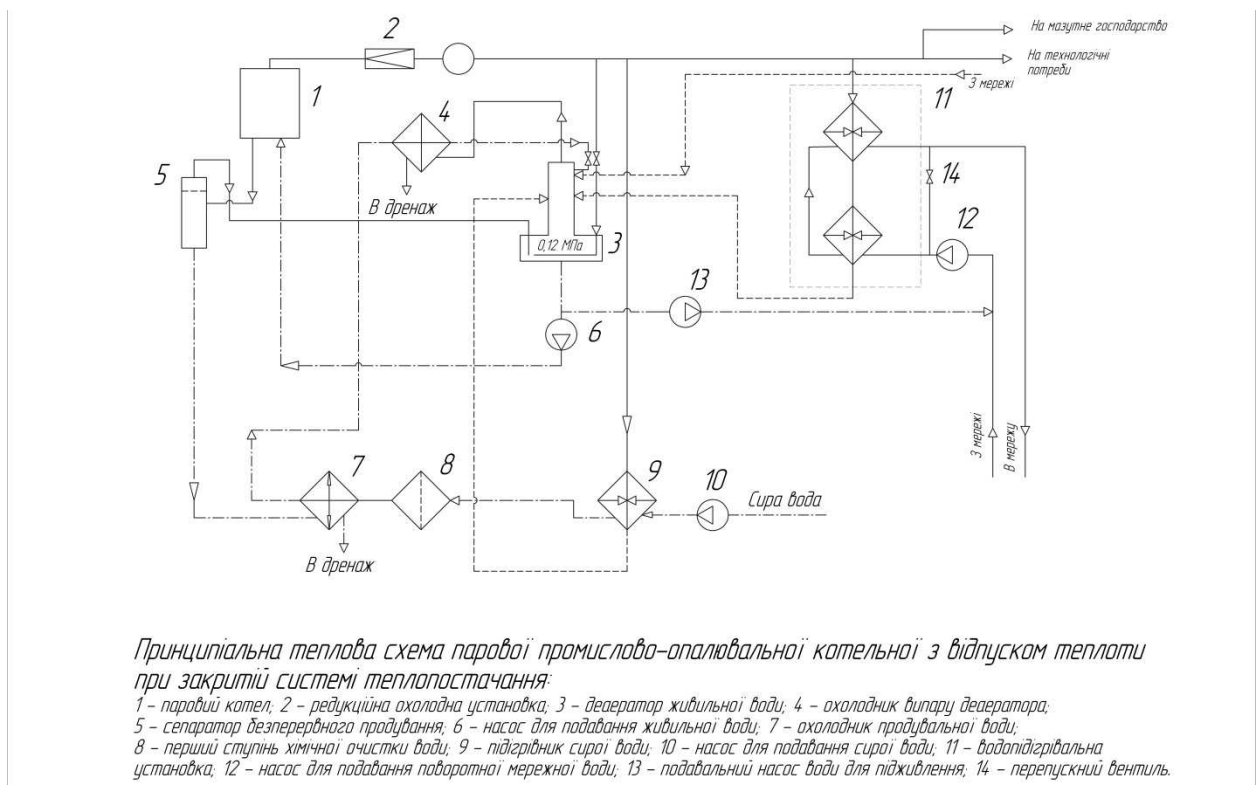


Рис.7.1 – Принципова теплова схема парової промислово-опалювальної котельні з відпуском теплоти при закритій системі теплопостачання

Пара, що отримується в котлах 1, проходить через редуційну охолоджуючу установку 2, де відбувається зниження його параметрів, і надходить у паропровід, за яким направляється на технологічні потреби, в водопідігрівальну установку 11 і мазутне господарство. Частина пара витрачається на власні потреби котельні (деаерація хімічно очищеної води, підігрів сирі води). Конденсат водяної пари (чистий) подається у деаератор

живильної води 3 і далі в котлоагрегат. Якщо конденсат забруднений, то він очищується.

Мережева вода, що використовується для опалення, вентиляції та гарячого водопостачання споживачів, нагрівається в водопідігрівальній установці 11. Поворотна мережена вода насосом 12 подається в водопідігрівальну установку, що складається з двох послідовно з'єднаних теплообмінників. У першому з них (по ходу мережевої води) гріючим теплоносієм є конденсат водяної пари, що утворюється в другому теплообміннику - пароводяному підігрівачі. Нагріта до необхідної температури мереж вода надходить у вхідний трубопровід теплової мережі.

Втрати конденсату і витоків води з мережі заповнюються сирією водою для підживлення. Сира вода насосом 10 подається в пароводяний теплообмінник 9, в якому підігрівається до температури 20 ... 30 ° С, і спрямовується в першу ступінь хімічного очищення 8, де відбувається її пом'якшення і зниження лужності. Потім вода підігрівається в охолоджувачі продувочної води 7, охолоджувачі випаровування деаератора 4 і надходить у головку деаератора 3.

Деаерація живильної води і води для підживлення (видалення з води O_2 , CO_2 та інших газів з підвищенням температури до кипіння) необхідна для зменшення корозії поверхонь нагріву, трубопроводів котельні та теплової мережі, а також запобігання погіршення тепловіддачі і зниження ефективності роботи теплообмінної апаратури.

У парових котельнях застосовуються деаератори, які працюють при тиску, близькому до атмосферного (0,12 МПа) і температурі 104°С, для чого в деаератор подається пар після редуційної охолоджуючої установки 2 з тиском 1 або 0,7 МПа. Суміш газу і пари повинна безперервно відводитися від головки деаератора в охолоджувач 4, де пара конденсується, а гази йдуть в атмосферу. Теплота випаровування утилізується і використовується для підігріву хімічно очищеної води. Конденсат випаровування у великих котелень повертається у цикл, а в дрібних скидається в дренаж.

Деаерована вода живильним насосом 6 направляється в водяний економайзер парового котла і в охолоджувач редуційної охолоджуючої установки (на схемі не показаний).

У схемі передбачено також утилізацію теплоти безперервної продувки котлоагрегату. Вода безперервної продувки після сепаратора 5 надходить в охолоджувач 7, де охолоджується до 40°С і скидається в дренаж. (Якщо загальна жорсткість мережної води не перевищує 0,05 мг-екв/кг, то допускається використання продувочної води для підживлення теплової мережі

закритої системи теплопостачання). Пара з сепаратора 5 безперервної продувки, який утворюється завдяки зниженню тиску продувної води від 1,4 або 2,4 МПа після котла до 0,17 МПа в сепараторі, подається в деаератор 3.

Особливістю роботи котельних в закритих системах теплопостачання є те, що витрата води на підживлення теплових мереж зазвичай незначна. При цьому, як показано на рис.7.1, підживлення теплової мережі здійснюється насосом 13 від деаератора живильної води 3, тобто окремий деаератор для підготовки води з метою підживлення мережі не потрібний.

Принципову теплову схему парової промислово-опалювальної котельні з відпуском теплоти при відкритій системі теплопостачання представлено на рис.7.2. Через те, що в цій системі витрата води визначається її втратами в тепловій мережі і котельній (що було і в розглянутій вище закритій системі теплопостачання), а також витратою води на гаряче водопостачання при її безпосередньому заборі в тепловій мережі, то встановлюється додатковий деаератор води для підживлення 17.

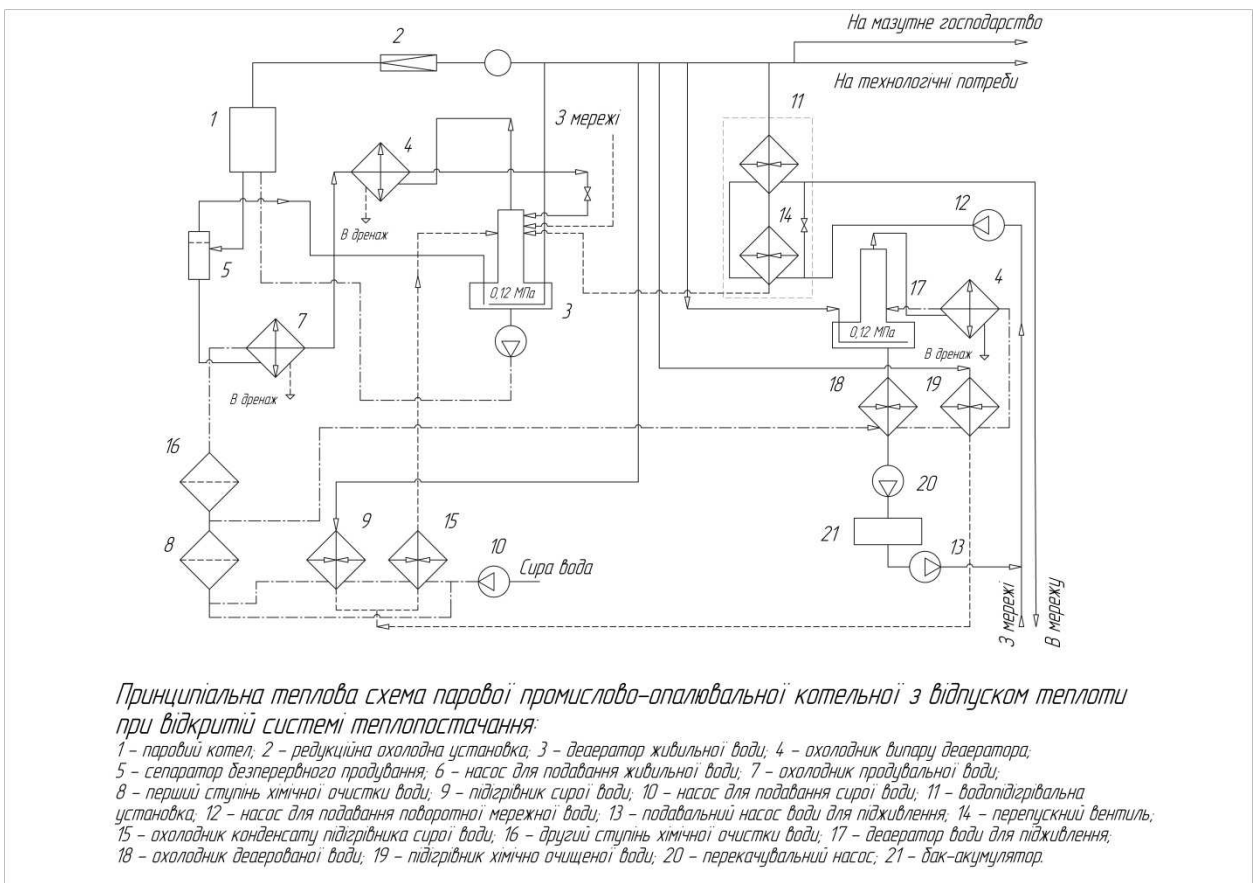


Рис.7.2 – Принципова теплова схема парової промислово-опалювальної котельні з відпуском теплоти при відкритій системі теплопостачання

Особливістю цієї схеми тепlopостачання є те, що витрата води в ній нерівномірна. Тому для вирівнювання добового графіка відпуску теплоти на гаряче водopостачання і зменшення розрахункової продуктивності устаткування водопідготовки в схему введений бак-акумулятор для деаерованої води 21. Вода для підживлення з деаератора 17 за допомогою перекачуючих насосів 20 подається в цей бак, звідки насосом для підживлення 13 вона прямує в поворотну лінію теплової мережі.

У схемі є друга ступінь хімічної очистки води 16, живильний паровий котел. Вода для підживлення після першого ступеня хімічної очистки 8 підігрівається в охолоджувачі деаерованої води 18, подіігрівачі пом'якшеної води 19, охолоджувачі випаровування деаератора 4 і надходить в деаератор води для підживлення 17.

У охолоджувачі деаерованої води 18 вода для підживлення охолоджується до температури 70°C , що дає можливість направити її безпосередньо в теплову мережу для гарячого водopостачання в літній час і відключити при цьому водопідігрівальної устанoвкy 11.

У схемі здійснюється двоступеневий нагрів сирої води. У першій ступені (теплообмінник 15) по ходу сирої води гріючим теплоносієм є конденсат пари, що утворюється в другій ступені (пароводяний теплообмінник 9). Конденсат в першій ступені нагріву сирої води охолоджується до температури 80°C і надходить в деаератор живильної води 3.

На підставі розглянутих принципoвих теплових схем парових промислово-опалювальних котелень можуть бути складені такі ж схеми парових опалювальних котелень. Для цього в схемах на рис. 7.1 і 7.2 необхідно виключити лінію подачі пари з котельні на технологічні потреби і лінію надходження конденсату від споживачів в деаератор живильної води.

Принципова теплова схема парової промислової котельні може бути складена на підставі схеми, показаної на рис. 7.1, з виключенням з неї водопідігрівальної устанoвкy 11 і всіх пов'язаних з нею ліній.

7.2 Принципові теплові схеми водогрійних котельних

Водогрійні котельні, як правило, є опалювальні і проектуються виходячи з кількості теплоти, яка відпускається на опалення, вентиляцію і гаряче водopостачання з використанням в якості теплоносія гарячої води з температурою $150/70^{\circ}\text{C}$ (опалення та вентиляція) і $65\dots75^{\circ}\text{C}$ (гаряче

водопостачання). Нагрівання мережної води здійснюється безпосередньо в водогрійних котлах.

Відзначимо, що водогрійні котельні без парових котлів можуть проектуватися в тому випадку, коли єдиним паливом для водогрійних котлів служить або газ, або мазут, який надходить в котельню вже розігрітим. Якщо мазут, який є також резервним паливом, подається в холодному стані, то для його розігріву потрібно мати водяний пар. Тому в водогрійних котельнях повинні додатково встановлюватися службові парові котли для потреб мазутного господарства.

На рис.7.3 показано принципову теплову схему водогрійної опалювальної котельні з відпуском теплоти при закритій системі тепlopостачання. Вода в зворотній лінії теплової мережі з невеликим напором (0,2 ... 0,4 МПа) підводиться до насоса 12. До нього ж насосом 13 для підживлення подається деаерована вода з бака 25. До насоса 12 спрямовується і гріюча вода після теплообмінників 9 і 26, призначених для підігріву сирові і хімічно очищеної води відповідно. Далі вся вода надходить у водогрійний котел 22.

При роботі котлоагрегатів можлива корозія поверхонь нагріву внаслідок конденсації H_2O і SO_3 з димових газів на зовнішніх поверхнях труб. Щоб уникнути або зменшити її інтенсивність, температуру води на вході в котли необхідно підтримувати вище температури точки роси димових газів, причому мінімально допустима температура води на вході в котли повинна бути не нижче 60, 70 і 110°C при спалюванні природного газу, мало- і високо-сірчистого мазутів відповідно.

Оскільки температура води в поворотних лініях теплових мереж майже завжди нижче 60 °C, у схемі передбачається подача гарячої води на вхід котла (рециркуляція) за допомогою рециркуляційного насоса 23.

Для забезпечення розрахункової температури води на вході в теплові мережі при всіх режимах роботи котельні, крім максимального зимового, частину води з поворотної лінії після насоса 12 направляється в подавальну магістраль системи через регулятор перепуску 30. Ця лінія називається перепускною.

Витік води в теплових мережах заповнюються водою для підживлення, яка підготовлюється так. Сира вода насосом 10 подається в підігрівач 9, хімічно очищується в першій ступені очищення 8, підігрівається в теплообміннику 26, пароводяному охолоджувачі випаровування 4 і надходить у колонку вакуумного деаератора 24. Вакуум ($\sim 0,03$ МПа) у системі підтримується завдяки відсмоктуванню пароповітряної суміші з колонки за допомогою водострумного ежектора 27, в контур якого включений бак з робочою водою 28 і насос для її подачі 29. Після деаератора 24 вода для підживлення стікає в бак 25, звідки насосом для підживлення 13 вона подається в поворотну лінію мережної води перед насосом 12.

Щоб отримати гарячу воду на потреби гарячого водопостачання, у споживачів встановлюються проміжні підігрівачі, які включаються в теплову мережу за змішаною або паралельної схемою.

Принципова тепла схема водогрійної опалювальної котельні з відпуском теплоти при відкритій системі теплопостачання відрізняється від розглянутої в основному продуктивністю водопідготовки для підживлення теплової мережі. Розроблено кілька варіантів цієї схеми, що відрізняються між собою різними способами завантаження і вивантаження баків-акумуляторів з деаерованою водою, які повинні бути в цій системі теплопостачання. На рис.7.4 зображений варіант принципової теплової схеми водогрійної опалювальної котельні з відпуском теплоти при відкритій системі теплопостачання і використанні перекачувальних насосів 20 для подачі деаерованої води і насоса для підживлення 13. У схему можуть бути введені річний мережевий насос для подачі води з бака-акумулятора 21 лінією а в теплову мережу гарячого водопостачання, а також літній насос підживлення, що дасть економію електричної енергії. Надлишок води для підживлення при мінімальному споживанні для гарячого водопостачання (наприклад, у нічний час доби) може знову направлятися в бак-акумулятор 21 лінією б.

7.3 Принципові теплові схеми пароводогрійних котелень

Пароводогрійні котельні є промислово-опалювальними і забезпечують технологічне навантаження паром, а опалення, вентиляцію та гаряче водопостачання - гарячою водою. У таких котелень додатково може встановлюватися установка для підігріву мережної води.

На рис. 7.5 показана принципова тепла схема пароводогрійної промислово-опалювальної котельні з відпуском теплоти при закритій системі

теплопостачання. Парова частина цієї схеми відповідає принциповій тепловій схемі парової промислово-опалювальної котельні з додатковою установкою другого ступеня хімічної очистки води 16, а водогрійна частина, яка містить контур поворотної мережевої води, насос 12, водогрійний котел 22, рециркуляційний насос 23 і регулятор перепуску 30, - принципової теплової схеми водогрійної опалювальної котельні (див. рис.7.3). У відмінності від останньої тут встановлюється атмосферний деаератор води для підживлення 17 замість вакуумного, для нагріву деаерованої води в якому використовується пар після редуційної охолоджуючої установки 2. Деаерована вода охолоджується до температури 70°C в теплообміннику 18 і насосом 13 подається на підживлення теплової мережі.

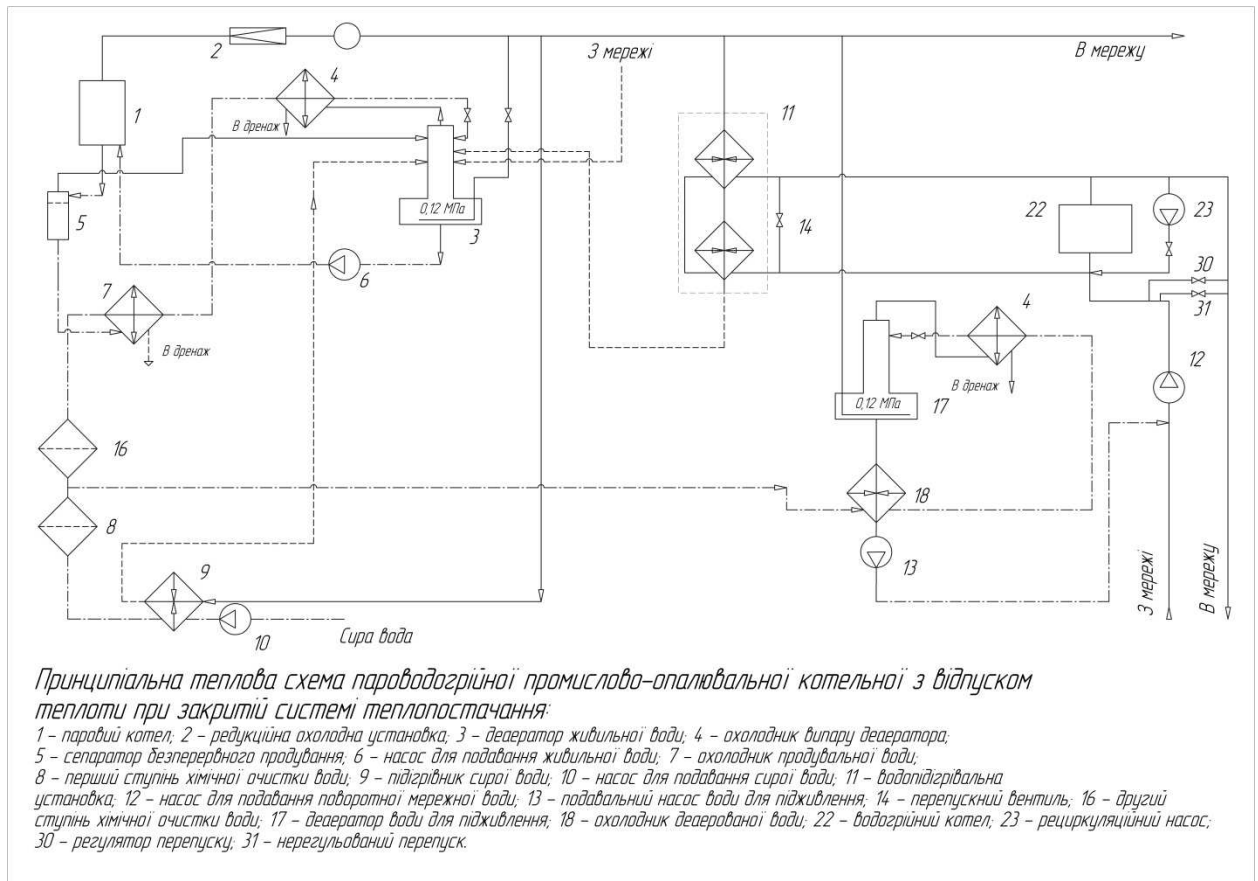


Рис.7.5 – Принципова теплова схема парової промислово-опалювальної котельні з відпуском теплоти при закритій системі теплопостачання

У розглянутій схемі водопідігрівча установка 11 служить для забезпечення цілорічного гарячого водопостачання, тому що паровий котел працює весь рік, поставляючи пар технологічним споживачам і водопідігрівчій установці. Сезонне опалювально-вентиляційне навантаження

котельні в зимовий період покривається водогрійним котлом, який в літній період не працює.