

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.

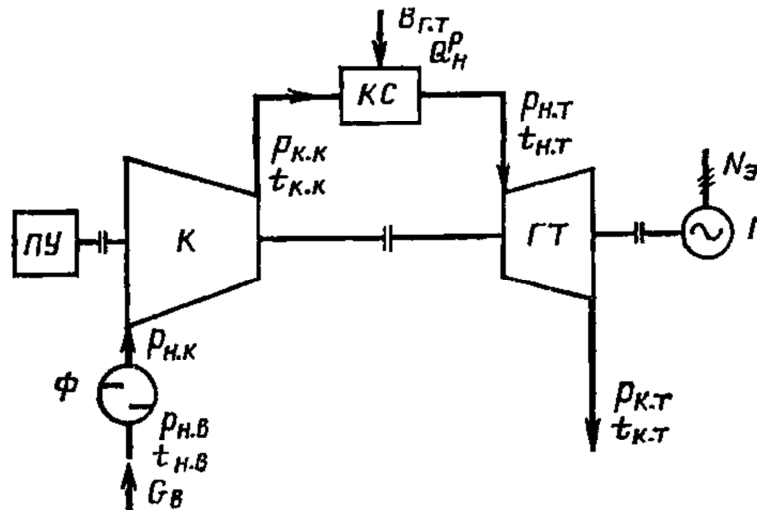


Рис. 4.1 - Принципова теплова схема ГТУ відкритого циклу

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.

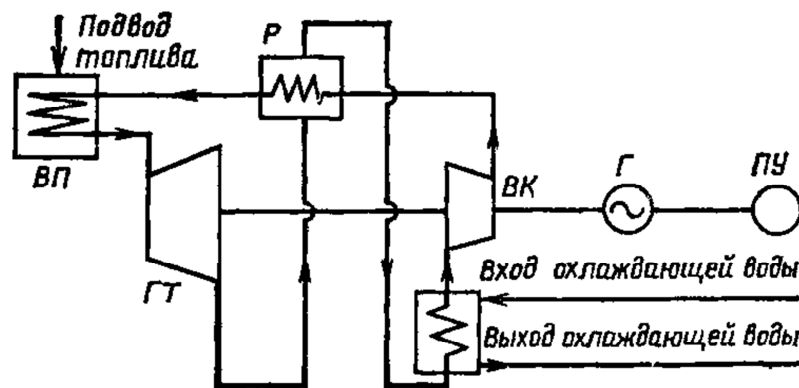


Рис.4.2 - Принципова схема ГТУ замкнутого циклу

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 шлакуванню) 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 ізотопів 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 теплоносій 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 теплоносії 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 теплоносієм 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.

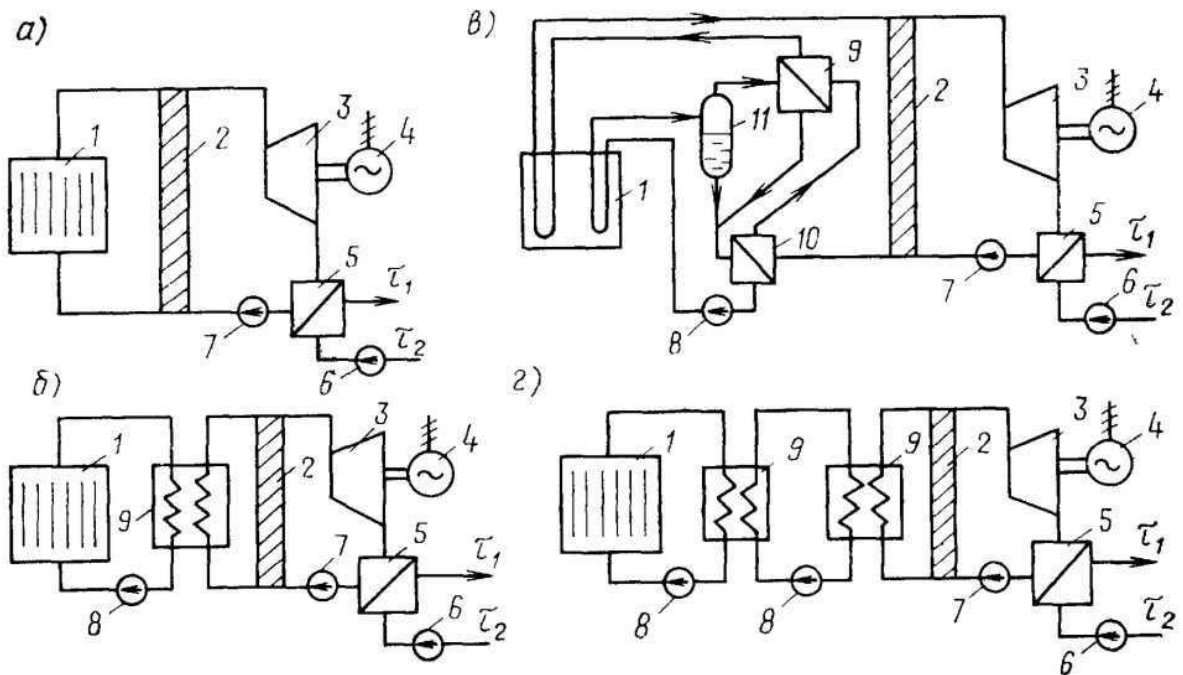


Рис.4.3 – Принципові схеми АТЕЦ

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 тепловідляючих 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 тепловідляючих 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