**Лекція № 3, 4**

**Основні типи електростанцій**

Електроустановка, на якій виробляється електрична, а нерідко і теплова енергія, називається **електростанцією.** Виробництво електричної енергії, в основному, зосереджено на тепло-, гідро- та атомних електростанціях (АЕС) (рис. 4.1).



Рисунок 4.1 – Виробництво електроенергії

Розглянемо по порядку принципи роботи кожної електростанції

**4.1 ТЕС**

Залежно від типу силової установки електростанції з тепловою установкою теплові електростанції (ТЕС) поділяються на (рис. 4.2):



Рисунок 4.2 – Класифікація ТЕС

За рис. 4.3 можна прослідкувати принцип роботи ТЕС. Це спрощена схема.

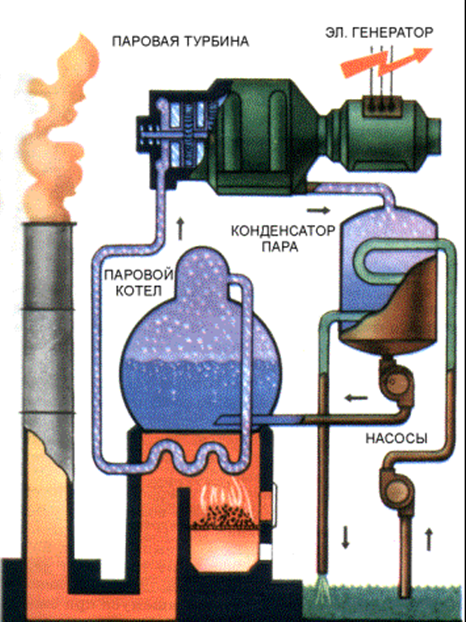


Рисунок 4.3 – Принцип роботи ТЕС

**Принцип роботи ТЕС** заснований на послідовному перетворенні хімічної енергії палива в теплову електричну енергію. Основним обладнанням ТЕС являється котел, турбіна, генератор. В котлі при спалюванні пального виділяється теплова енергія, яка перетворюється в енергію водяної пари. В турбіні водяна пара перетворюється в механічну енергію обертання. Генератор перетворює енергію обертання в електричну. Теплова енергія для потреб споживача може бути відібрана у вигляді пари з турбіни або котла.

ТЕС має як преваги, так і недоліки.

Переваги використання ТЕС:

1. Відносно вільне розташування, пов’язане з широким розповсюдженням і різноманітністю пальних ресурсів.
2. Можливість виробляти електроенергію без сезонних коливань.

Недоліки ТЕС:

1. Низький ККД (не більше 32% енергії пального перетворюється на електричну).
2. Паливні ресурси планети обмежені, тому необхідні електростанції які будуть використовувати органічне пальне.
3. ТЕС здійснюють негативний вплив на навколишнє середовище (ТЕС з усього світу щорічно викидають в атмосферу 200-250 млн. тонн золи та 60 млн. тонн сірчистого ангідриду, вони поглинають велику кількість кисню)

На схемі (рис. 4.4) відображено основне устаткування теплової електричної станції та взаємозв'язок її систем. За цією схемою можна простежити загальну послідовність технологічних процесів, що протікають на ТЕС. На рис. 3.2 представлені наступні позначення: 1 – електричний генератор; 2 – парова турбіна, 3 – пульт управління; 4 – деаератор; 5 і 6 – бункери; 7 – сепаратор; 8 – циклон; 9 – котел; 10 – поверхня нагріву (теплообмінник); 11 – димова труба; 12 – дробильне приміщення; 13 – склад резервного палива; 14 – вагон; 15 – розвантажувальний пристрій; 16 – конвеєр; 17 – димосос; 18 – канал; 19 – золовловлювач; 20 – вентилятор; 21 – топка; 22 – млин; 23 – насосна станція; 24 – джерело води; 25 – циркуляційний насос; 26 – регенеративний підігрівач високого тиску; 27 – живильний насос; 28 – конденсатор; 29 – установка хімічної очистки води; 30 – підвищувальний трансформатор; 31 – регенеративний підігрівач низького тиску; 32 – конденсатний насос.

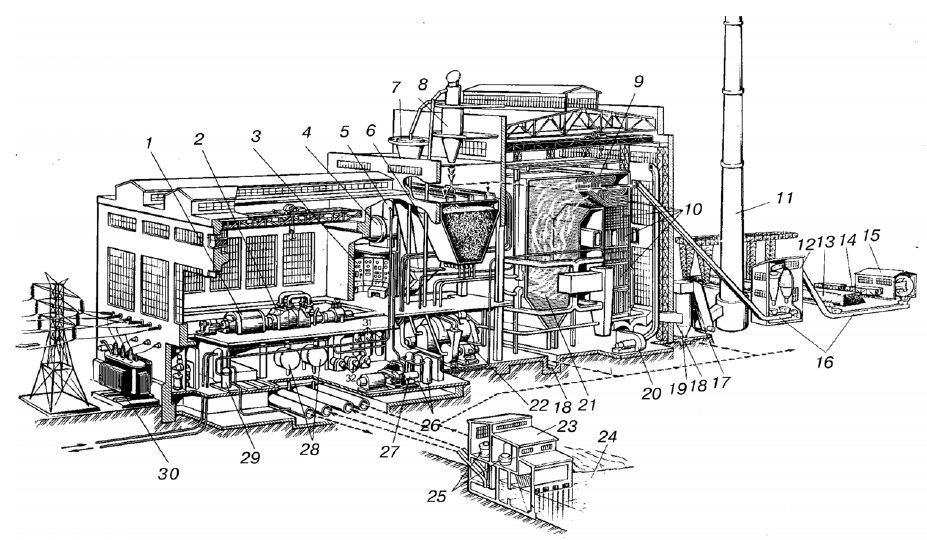


Рисунок 4.4 – Принципова схема теплової електричної станції (ТЕС / ТЕЦ)

На рисунку 4.4 наведено технологічну схему теплової електричної станції. До складу технологічної схеми включено наступне обладнання:

1. Паливне господарство;

2. Підготовка палива;

3. Котел;

4. Проміжний пароперегрівач;

5. Частина високого тиску парової турбіни (ЧВТ або ЦВТ);

6. Частина низького тиску парової турбіни (ЧНТ або ЦНД);

7. Електричний генератор;

8. Трансформатор власних потреб;

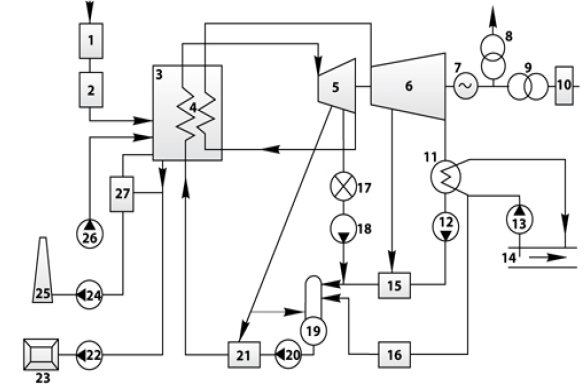


Рисунок 4.5 – Технологічна схема теплової електричної станції

9. Трансформатор зв'язку;

10. Головний розподільний пристрій;

11. Конденсатор;

12. Конденсатний насос;

13. Циркуляційний насос;

14. Джерело водопостачання (наприклад, річка);

15. Підігрівач низького тиску (ПНТ);

16. Водопідготовча установка (ВПУ);

17. Споживач теплової енергії;

18. Насос зворотного конденсату;

19. Деаератор;

20. Живильний насос;

21. Підігрівач високого тиску (ПВТ);

22. Шлакозоловидалення;

23. Золовідвал;

24. Димосос (ДС);

25. Димова труба;

26. Дуттьовий вентилятор (ДВ);

27. Золовловлювач.

Виходячи з рис. 4.4, 4.5, отримуємо у складі теплової електростанції таке основне обладнання (системи):

- паливне господарство і система підготовки палива;

- котельня установка: сукупність самого котла і допоміжного обладнання;

- турбінна установка: парова турбіна та її допоміжне обладнання;

- установка водопідготовки та конденсатоочищення;

- система технічного водопостачання;

- система золошлоковидалення (для ТЕС, що працюють на твердому паливі);

- електротехнічне обладнання та система управління електроустаткуванням.

Паливне господарство, залежно від виду використаного на станції палива включає: приймально-розвантажувальний пристрій, транспортні механізми, паливні склади твердого та рідкого палива, пристрої для попередньої підготовки палива (дробильні установки для вугілля). До складу мазутного господарства входять також насоси для перекачування мазуту, підігрівачі мазуту, фільтри.

Підготовка твердого палива до спалювання складається з розмелювання і сушіння його в пилоприготувальній установці, а підготовка мазуту полягає в його підігріві, очистці від механічних домішок, іноді в обробці спецприсадками. З газовим паливом все простіше. Підготовка газового палива зводиться в основному до регулювання тиску газу перед горілками котла. Необхідне для горіння палива повітря подається в топковий простір котла дуттьовими вентиляторами (ДВ). Продукти згоряння палива - димові гази - відсмоктуються димососами (ДС) і відводяться через димові труби в атмосферу. Сукупність каналів (повітроводів і газоходів) і різних елементів обладнання, по яких проходить повітря та димові гази, утворює газоповітряний тракт теплової електростанції; димососи, димова труба і дуттьові вентилятори складають тягодуттьові установки. У зоні горіння палива, що входять до його складу негорючі (мінеральні) домішки, зазнають хіміко-фізичні перетворення і видаляються з котла частково у вигляді шлаку. Значна їх частина виноситься димовими газами у вигляді дрібних частинок золи. Для захисту атмосферного повітря від викидів золи перед димососами встановлюють золоуловлювачі. Шлак і вловлена зола видаляються зазвичай гідравлічним способом на золовідвали. При спалюванні мазуту і газу золоуловлювачі не встановлюються.

При спалюванні палива хімічно зв'язана енергія перетворюється на теплову. В результаті утворюються продукти згоряння, які в поверхнях нагріву котла віддають теплоту воді і створеному з неї пару. Сукупність обладнання, окремих його елементів, трубопроводів, по яких рухаються вода і пар, утворюють пароводяної тракт станції

У котлі вода нагрівається до температури насичення і випаровується, а утворений з киплячої води котла насичений пар перегрівається. З котла перегріта пара направляється по трубопроводах в турбіну, де його теплова енергія перетворюється в механічну, передану на вал турбіни. Відпрацьована в турбіні пара надходить у конденсатор, віддає теплоту охолоджуючий воді і конденсується.

На сучасних ТЕС і ТЕЦ з агрегатами одиничною потужністю 200 МВт і вище застосовують проміжний перегрів пари. У цьому випадку турбіна має дві частини: частина високого і частина низького тиску. Відпрацювавши у частині високого тиску турбіни пар направляється в проміжний перегрівач, де до нього додатково підводиться теплота. Далі пара повертається в турбіну (в частину низького тиску) і з неї надходить в конденсатор. Проміжний перегрів пари збільшує ККД турбінної установки і підвищує надійність її роботи.

З конденсатора конденсат відкачується конденсаційним насосом і, пройшовши через підігрівачі низького тиску (ПНТ), надходить в деаератор. Тут він нагрівається парою до температури насичення, при цьому з нього відокремлюються і віддаляються в атмосферу кисень і вуглекислота для запобігання корозії обладнання. Деаерована вода, названа живильною, насосом подається через підігрівачі високого тиску (ПВТ) в котел. Конденсат в ПНД і деаераторі, а також живильна вода в ПВД підігрівається пором, що відбирається з турбіни. Такий спосіб підігріву означає повернення (регенерацію) теплоти в цикл і називається регенеративним підігрівом. Завдяки йому зменшується надходження пари в конденсатор, а отже, і кількість теплоти, переданої охолоджуючої воді, що призводить до підвищенням ККД паротурбінної установки.

Сукупність елементів, що забезпечують конденсатори охолоджувальною водою, називається системою технічного водопостачання. До неї належать: джерело водопостачання (річка, водосховище, баштовий охолоджувач – градирня), циркуляційний насос, підвідні та відвідні водоводи. У конденсатор охолоджуваної воді передається приблизно 55% теплоти пари, що надходить у турбіну; ця частина теплоти не використовується для вироблення електроенергії і марно пропадає. Ці втрати значно зменшуються, якщо відбирати з турбіни частково відпрацьовану пару і його використовувати теплота для технологічних потреб промислових підприємств або підігріву води на опалення та гаряче водопостачання. Таким чином, станція стає теплоелектроцентраллю (ТЕЦ), що забезпечує комбіноване вироблення електричної та теплової енергії. На ТЕЦ встановлюються спеціальні турбіни з відбором пари - так званні теплофікаційні. Конденсат пари, відданого тепловому споживачу, повертається на ТЕЦ насосом зворотного конденсату. На ТЕС існують внутрішні втрати пари і конденсату, обумовлені неповною герметичністю пароводяного тракту, а також безповоротною витратою пари і конденсату на технічні потреби станції. Вони складають приблизно 1 - 1,5% від загальної витрати пари на турбіни.

На ТЕЦ можуть бути зовнішні втрати пари і конденсату, пов'язані з відпусткою теплоти промисловим споживачам. У середньому вони становлять 35 – 50%. Внутрішні і зовнішні втрати пари і конденсату поповнюються попередньо обробленою у водопідготовлюючій установці додатковою водою. Таким чином, живильна вода котлів являє собою суміш турбінного конденсату і додаткової води. Електротехнічне господарство станції включає електричний генератор, трансформатор зв'язку, головний розподільний пристрій, систему електропостачання власних механізмів електростанції через трансформатор власних потреб.

Система управління здійснює збір та обробку інформації про хід технологічного процесу і стан обладнання, автоматичне і дистанційне управління механізмами, регулювання основних процесів, і автоматичний захист обладнання.

**4.2 ГЕС**

На ГЕС для отримання електроенергії використовується енергія водних потоків. Первинними двигунами на ГЕС є гідротурбіни, які приводять в обертання синхронні генератори. Потужність, що розвивається агрегатом, пропорційна напору Н і витраті води Q.

Напір Н створюється різницею рівнів води за допомогою греблі (рис. 4.6).

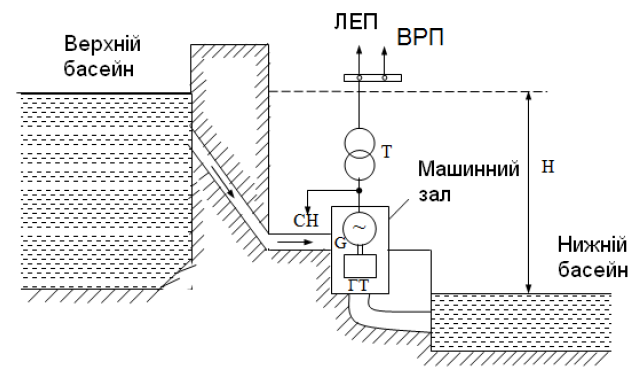
****

Рисунок 4.6 – Технологічна схема ГЕС

В електричній частині ГЕС в чомусь подібні конденсаційним станціям. Зазвичай вони віддалені від центрів споживання енергії, тому електроенергія видається на високих і надвисоких напругах (110-500 кВ).

**Відмінна особливість ГЕС** – невелике споживання електроенергії на власні потреби, яке в кілька разів менше, ніж на ТЕС. Це пояснюється відсутністю на ГЕС великих механізмів власних потреб. Інша відмінна особливість – проста технологія виробництва електроенергії, що обумовлює легку автоматизацію. Пуск агрегату ГЕС займає не більше 50 с, тому резерв потужності в енергосистемі забезпечується саме гідростанціями. ККД ГЕС зазвичай становить 85-90%, а собівартість електроенергії в кілька разів менше, ніж на теплових електростанціях.

Особливу роль у сучасних енергосистемах займають гідроакумулюючі станції (ГАЕС). Ці електростанції мають, як мінімум, два басейни – верхній і нижній з певними перепадами висот між ними. На ГАЕС встановлюються оборотні агрегати. У години мінімуму навантаження агрегатів переводять у руховий режим, а турбіни – у насосний. Споживаючи потужність з мережі, гідроагрегати перекачують воду з нижнього басейну в верхній. У години максимальних навантажень, коли в системі дефіцит потужності, ГАЕС виробляє електроенергію за рахунок перепаду рівнів води в басейнах. У цей період станція працює як звичайна ГЕС. Таким чином, застосування ГАЕС дозволяє вирівнювати графік навантажень енергосистеми, що підвищує економічність теплових станцій.

Гідроелектростанції поділяються на 4.7.

****

Рисунок 4.7 – Класифікація гідроелектростанцій

**Пригребельні ГЕС** (рис. 4.8) . Це найбільш поширені види великих гідроелектричних станцій. Напір води в них створюється за допомогою установки греблі, що повністю перегороджує річку і підносить рівень води в ній на необхідну висоту. У цьому випадку сама будівля ГЕС розташовується за греблею , у нижній її частині. Вода , в цьому випадку , підводиться до турбін через спеціальні напірні тунелі .

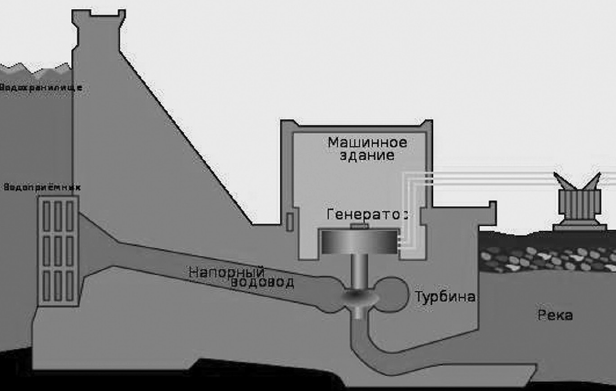


Рисунок 4.8 – Пригребельна ГЕС

**Дериваційні ГЕС** (рис. 4.9) .

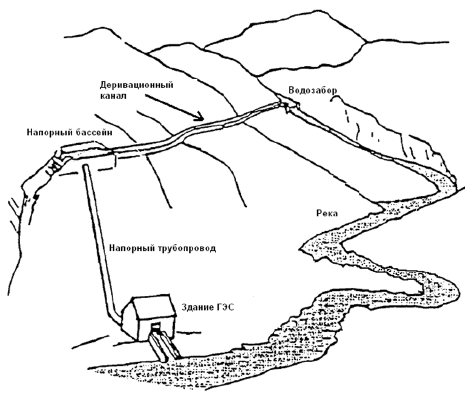
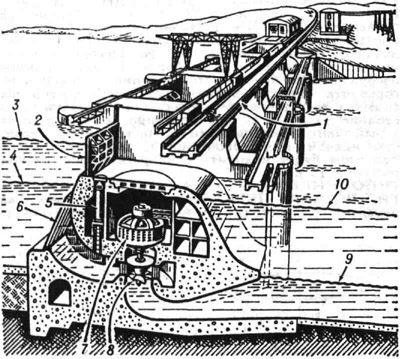


Рисунок 4.9 – Дериваційна ГЕС

Дані електростанції будують у тих місцях, де є ухил річки . Необхідна кількість води для створення напору відводиться з річкового русла через спеціальні водовідведення (канали, рукави, арки). Їх ухил значно менше, ніж середній ухил річки. У підсумку вода , через певну відстань, піднімається на необхідну висоту і збирається в напірному басейні. Звідти, по напірному трубопроводу вода надходить у турбіну і, в підсумку, потрапляє знову в ту ж річку. У деяких випадку , на початку дериваційного каналу створюється гребля і невелике водосховище.

**Приливна електростанція (ПЕС)** - особливий вид гідроелектростанції, що використовує енергію припливів, а фактично кінетичну енергію обертання Землі. Припливні електростанції будують на берегах морів, де гравітаційні сили Місяця і Сонця двічі на добу змінюють рівень води. Коливання рівня води біля берега можуть досягати 18 метрів. Найбільша в Європі приливна електростанція Ля Ранс, Франція.

**Руслові ГЕС** розташовуються в основному в межах річкового русла і лише частково виходять на береги.



1 - гребля; 2 - затвори; 3 - максимальний рівень верхнього б'єфу; 4 - мінімальний рівень верхнього б'єфу; 5 - гідравлічний підйомник; 6 - сміттєстримні грати; 7 - гідрогенератор; 8 - гідравлічна турбіна; 9 - мінімальний рівень нижнього б'єфу; 10 - максимальний паводковий рівень

Рисунок 4.10 – Руслова ГЕС

Напір створюється греблею, водоскидними спорудами та будівлею ГЕС, що утворюють напірний фронт; одна зі стін будівлі станції сприймає статичний напір води. Руслові ГЕС споруджують зазвичай при напорах не більше 30 м.

**ГАЕС** використовує в своїй роботі або комплекс генераторів і насосів , або оборотні гідроелектроагрегати, які здатні працювати як в режимі генераторів, так і в режимі насосів. Під час нічного провалу енергоспоживання ГАЕС одержує з енергомережі дешеву електроенергію і витрачає її на перекачування води у верхній б'єф ( насосний режим). Під час ранкового та вечірнього піків енергоспоживання ГАЕС скидає воду з верхнього б'єфу в нижній, виробляє при цьому дорогу пікову електроенергію , яку віддає в енергомережу ( генераторний режим).

**Особливості гідроелектростанцій ( плюси і мінуси )**

(+) Вартість електроенергії на ГЕС більш ніж в два рази нижче, ніж на теплових електростанціях.

(+) Турбіни ГЕС допускають роботу у всіх режимах від нульової до максимальної потужності і дозволяють швидко змінювати потужність при необхідності , виступаючи в якості регулятора вироблення електроенергії.

(+) Стік річки є поновлюваним джерелом енергії

(+) Значно менший вплив на повітряне середовище і льодовики , ніж іншими видами електростанцій.

(-) Часто ефективні ГЕС більш віддалені від споживачів і вимагають будівництва дорогих ліній електропередач (ЛЕП) .

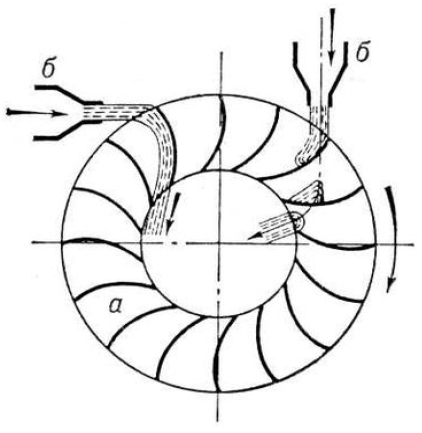
(-) Водосховища часто займають значні території.

(-) Греблі часто змінюють характер рибного господарства , оскільки перекривають шлях до нерестовищ прохідним рибам , однак часто сприяють збільшенню запасів риби в самому водосховищі та здійснення рибництва.

**Гідротурбіна, гідравлічна турбіна, водяна турбіна** – ротаційний двигун, що перетворює механічну енергію води (її енергію положення, тиску і швидкісну) в енергію обертового вала (рис. 4.11).

Рисунок 4.11 – Поділ гідротурбін за принципом дії

Основним робочим органом гідротурбіни, в якому відбувається перетворення енергії, є робоче колесо. Вода підводиться до робочого колеса в активних гідротурбінах через сопла, в реактивних – через направляючий апарат. В активній гідротурбіні (рис. 4.12) вода перед робочим колесом і за ним має тиск, рівний атмосферному.

****

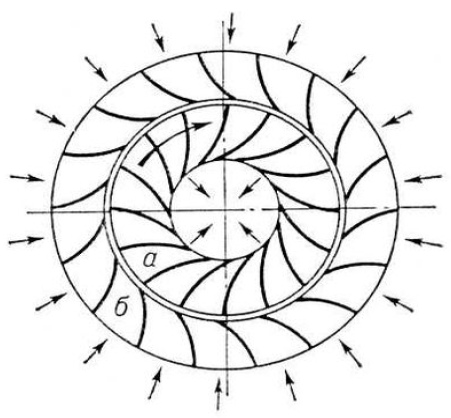
а - робоче колесо; б - сопла

Рисунок 4.12 – Схема активної гідротурбіни

У реактивної гідротурбіні (Рис. 4.13) тиск, води перед робочим колесом більше атмосферного, а за ним може бути як більше, так і менше атмосферного тиску.

Перша реактивна гідротурбіна, що була винайдена у 1827 французьким інженером Б. Фурнероном, мала на робочому колесі потужність 6 л. с., і через погані енергетичні властивості вже не застосовується. У 1855 американський інженер Дж. Френсис винайшов радіально-осьове робоче колесо гідротурбіни з неповоротними лопатями, а в 1887 німецький інженер Фінк запропонував направляючий апарат з поворотними лопатками. У 1889 американський інженер А. Пелтон запатентував активно - ковшову гідротурбіну, австрійський інженер В. Каплан в 1920 отримав патент на поворотнолопатні гідротурбіни.

Радіально-осьові, поворотнолопатні і ковшові гідротурбіни широко застосовуються для вироблення електричної енергії.

****

а - робоче колесо; б - направляючий апарат

Рисунок 4.13 – Схема реактивної гідротурбіни

Для розрахунку профілю лопасті робочого колеса гідротурбіни обертового типу з постійною кутовою швидкістю використовують рівняння (рис. 4.14):

,

де Н – робочий напір гідротурбіни, тобто запас енергії 1 кг води (різниця відміток горизонтів води перед входом в спорудження гідравлічної силової установки і по виході з них за вирахуванням втрат на опір у всіх спорудах, але без вирахування втрат в самій гідротурбіні) ;

U1 і U2 – окружні швидкості лопатей на вході води в робоче колесо і на виході з нього, м / с;

V1 і V2 – абсолютні швидкості води на вході і виході м / с;

α1 і α2 – кути між напрямками окружних і абсолютних швидкостей в точках, відповідних осередненим по енергії поверхні струму, град;

g – прискорення вільного падіння, м/с2.

У ліву частину рівняння вводиться множник hr, що є гідравлічним ККД гідротурбіни. Частина потужності, отримана колесом, витрачається на подолання механічних опорів, ці втрати враховують механічний ККД гідротурбін h0. Витік води в обхід робочого колеса враховується об'ємним ККД гідротурбіни.

Повний ККД гідротурбіни - відношення корисної потужності, що віддається турбінним валом, до потужності пропускаємої через гідротурбіну води. У сучасній гідротурбіні повний ККД дорівнює 0,85-0,92; за сприятливих умов роботи кращих зразків гідротурбін він досягає 0,94-0,95.

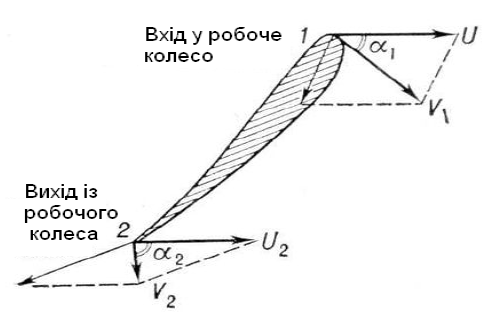
****

Рисунок 4.14 – Трикутники швидкостей на вході в робоче колесо гідротурбіни і на виході з нього

Геометричні розміри гідротурбін характеризуються номінальним діаметром D робочого колеса. Гідротурбіни різних розмірів утворюють турбінну серію, якщо володіють однотипними робочими колесами і геометричними подібними елементами проточної частини. Визначивши необхідні параметри однієї з гідротурбін даної серії, можна обчислити, користуючись формулами подібності, ті ж параметри для будь – якої гідравлічної турбіни цієї серії. Кожну турбінну серію характеризує коефіцієнт швидкохідності, чисельно рівний частоті обертання валу гідротурбіни, розвиваючої при напорі 1 м потужність 0,7355 кВт (1 л. С.). Чим більше цей коефіцієнт, тим більше частота обертання валу при заданих напорі і потужності. гідротурбіни і електричний генератор обходяться дешевше при збільшенні частоти їх обертання, тому прагнуть будувати гідротурбіни з можливо великим коефіцієнтом швидкохідності. Проте, в реактивних гідротурбінах цьому перешкоджає явище кавітації, що викликає вібрацію агрегату, зниження ККД і руйнування матеріалу гідротурбіни.

**Основні характеристики гідроелектростанцій**

Енергетичні характеристики гідроагрегату залежать від ряду факторів, пов'язаних зі станом проточної частини гідротурбіни, а також водопідвідного і водовідвідного трактів, а для поворотно-лопатевих гідротурбін - також і зі станом комбінаторного зв'язку. У силу мінливості у часі цих факторів енергетичні характеристики можуть змінюватися в період експлуатації. Тому вводиться поняття про нормативні енергетичні характеристики, які відповідають нормальному стану проточної частини гідротурбіни за відсутності руйнувань лопатної системи і камери робочого колеса, відсутності руйнувань і сторонніх предметів (сміття) в водопідвідних і водовідвідних трактах та оптимальної комбінаторної залежності поворотно-лопатевих гідротурбін, а також сталому режиму роботи гідроелектростанції.

Наявність тих чи інших відхилень від нормальних умов може бути враховано у вигляді виправних коефіцієнтів, що знижують коефіцієнт корисної дії (ККД) гідроагрегату в порівнянні з нормативним значенням. Для обліку різних експлуатаційних факторів вводиться поняття розрахункового значення питомої витрати води, яке може бути використовано для оцінки економічності роботи ГЕС.

До складу нормативних енергетичних характеристик включаються такі:

- експлуатаційні характеристики гідроагрегату і ГЕС;

- витратно-потужності характеристики гідроагрегату;

- характеристики питомих витрат води.

Експлуатаційна характеристика призначена для представлення величини ККД гідроагрегату (або ГЕС) в робочому діапазоні зміни навантажень і напорів при дотриманні заданих обмежень по висотах відсмоктування.

Витратно-потужностні характеристики гідроагрегату призначені для визначення витрати води через гідротурбіну залежно від навантаження агрегату і чинного напору. Характеристика питомих витрат води призначена для визначення ефективності використання енергоносія (води) в залежності від навантаження ГЕС при заданих горизонтах води у верхньому б'єфі ГЕС.

На рис. 4.15 представлена класифікація гідротурбін.

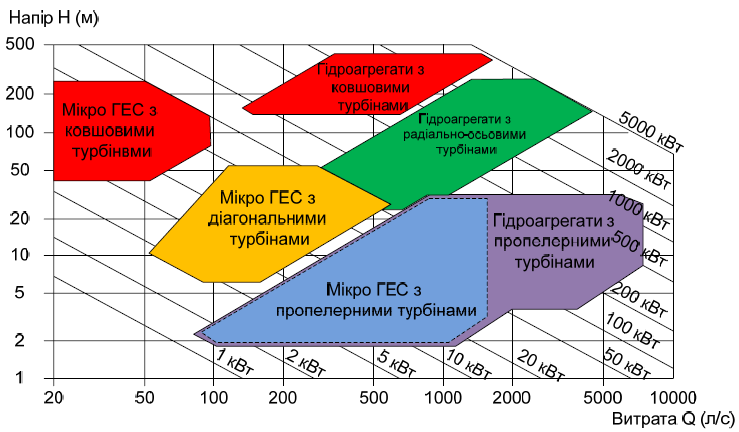
****

Рисунок 4.15 – Класифікація гідротурбін

**4.3 АЕС**

Розглянемо принцип роботи **атомної електростанції** з двоконтурним водяним енергетичним реактором (рис. 4.16).

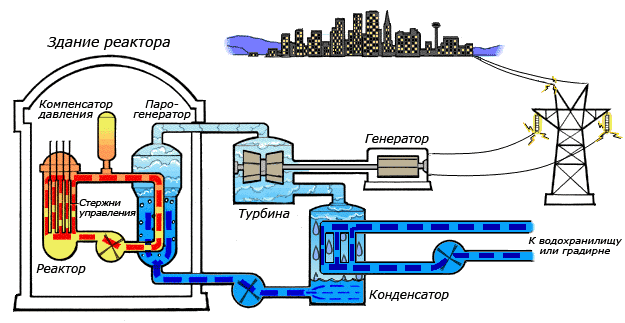


Рисунок 4.16 – Принцип роботи АЕС

Енергія, що виділяється в активній зоні реактора, передається теплоносію першого контуру. Далі теплоносій надходить у теплообмінник (парогенератор), де нагріває до кипіння воду другого контуру. Отримана при цьому пара надходить у турбіни, обертаючі електрогенератори . На виході з турбін пара надходить у конденсатор, де охолоджується великою кількістю води, що надходять з водосховища.

Компенсатор тиску являє собою досить складну і громіздку конструкцію , яка служить для вирівнювання коливань тиску в контурі під час роботи реактора , що виникають за рахунок теплового розширення теплоносія. Тиск в 1- му контурі може доходити до 160 атмосфер (ВВЕР- 1000).

Крім води, в різних реакторах як теплоносій можуть застосовуватися також розплави металів: натрій, свинець. Використання рідкометалевих теплоносіїв дозволяє спростити конструкцію оболонки активної зони реактора (на відміну від водяного контуру, тиск в рідкометалевому контурі не перевищує атмосферний), позбутися компенсатора тиску.

У разі неможливості використання великої кількості води для конденсації пари, замість використання водосховища вода може охолоджуватися в спеціальних охолоджувальних вежах ( градирнях ) , які завдяки своїм розмірам звичайно є найпомітнішою частиною атомної електростанції.

Переваги атомних станцій:

* відсутність шкідливих викидів;
* викиди радіоактивних речовин у кілька разів менше вугільної ел. станції аналогічної потужності ( зола вугільних ТЕС містить відсоток урану і торію , достатній для їх вигідного витяги);
* невеликий обсяг використовуваного палива і можливість його повторного використання після переробки;
* висока потужність : 1000-1600 МВт на енергоблок;
* низька собівартість енергії, особливо теплової.

Недоліки атомних станцій:

* опромінене паливо небезпечне , вимагає складних і дорогих заходів з переробки та зберігання;
* небажаний режим роботи зі змінною потужністю для реакторів , що працюють на теплових нейтронах;
* наслідки можливого інциденту вкрай важкі , хоча його ймовірність досить низька;
* великі капітальні вкладення, як питомі, на 1 МВт встановленої потужності для блоків потужністю менше 700-800 МВт , так і загальні, необхідні для спорудження станції, її інфраструктури, а також у разі можливої ліквідації.

**Класифікація за принципом дії. Основні параметри ядерних реакторів**

Ядерним реактором зветься пристрій, в якому йде регульований процес ділення ядер з перетворенням вивільненої енергії в теплоту. Будова ядерних реакторів стала можливою після відкриття у кінці 30-х років ХХ століття різних форм ядерних перетворень, у тому числі реакції ділення урану і торію під впливом нейтронів.

У результаті реакції ділення ядер важких елементів створюється два однойменно заряджених уламка, які становлять з себе ядра нових більш легких атомів. При цьому створюється декілька (два чи три) нових нейтронів, γ – квантів, електронів і нейтронів. Так як пробіг уламків малий (близько 10 мкм), то їх енергія перетворюється в теплоту близько від місця ділення. Пробіг нейтронів і γ - квантів складає сотні міліметрів, тому їх енергія перетворюється у теплоту далеко від місця ділення. Нейтрони з речовиною не взаємодіють.

Природний уран має три ізотопи, які відрізняються кількістю нейтронів при одній і тій же кількості протонів, тобто відрізняться масовим числом. У природній суміші ізотопів відносна кількість їх складає: 238U=99,28%, 235U=0,714%, 234U=0,006%.

Атомне ядро урана-235 менш стійке, ніж інші ізотопи. Під дією одного нейтрона воно розпадається приблизно на два однакових уламка, наприклад, ядра криптону і барію. Ці уламки з великими швидкостями розлітаються в різних напрямках. Так як важке ядро урану містить в собі більшу кількість нейтронів, чим потрібно для створення двох менших ядер, то при його розпаді виникає два чи три нових вільних нейтрона. Вони можуть дати початок новим реакціям ділення, а далі почнеться ланцюгова реакція, яка при відсутності управління закінчиться потужним вибухом. Тільки навчившись регулювати цей процес, люди змогли використати ядерну енергію в мирних цілях.

Реакція ділення ядра 235*U:*

*,* (4.1)

де  – символ нейтрона;

F1, F2 – символи уламків ділення;

Z1, Z2– атомні номера уламків ділення;

А1, А2 – масові числа уламків ділення;

Еf – повна енергія, що виділяється в одному акті ділення;

При проектуванні стаціонарних реакторів приймають Еf = 200 МэВ, тобто калорійність ядерного палива складає близько 0,8·1014Дж/кг, що в 2·106 разбільше калорійності органічного палива.

При взаємодії нейтронів, крім реакції ділення, відбуваються інші нейтроно-ядерні реакції, які мають велике практичне значення для забезпечення роботи ядерних реакторів:

- реакція пружистого розсіювання, коли зі складеного ядра (ядро плюс нейтрон) вилітає нейтрон з такою енергією, що ядро залишається в початковому енергетичному стані;

- реакція непружистого розсіювання, коли після попадання в ядро-мішень і вилітає з ядра нового нейтрона з меншою енергією, останнє залишається в збудженому стані.

Перехід ядра-мішень в початковий енергетичний стан здійснюється за рахунок випромінювання γ-кванта.

*,* (4.2)

За рахунок співударяння зменшується енергія нейтронів. Можливість ділення ядер повільними (тепловими) нейтронами в сотні раз більше можливості ділення ядер швидкими нейтронами, тому активна зона реактора створюється ядерним паливом і сповільнювачем нейтронів;

- реакція радіаційного захоплення, коли внаслідок захоплення нейтрона ядром воно буде знаходитись в збудженому стані до тих пір, поки збиток енергії не виділиться у виді одного чи декілька квантів. Внаслідок цієї реакції створюється новий ізотоп з масовим числом на одиницю більше початкового:

*,* (4.3)

В цій реакції не відбувається ділення ядра, однак створюється новий вид ядерного палива, яке може використовуватися в реакторі самостійно або сумісно з основним паливом.

, (4.4)

Таким способом одержують плутоній , який використовується як венергетичних реакторах ділення,так і в атомних бомбах:

, (4.5)

Ядерне паливо може бути металевим (уран і його сплави), керамічним (окис урану, карбід урану) і дисперсним (суміш). З нейтронно-фізичної точки зору, кращим паливом є металеве (максимальна концентрація ядер, мінімальні втрати нейтронів), але уран і його сплави при високих температурах значно погіршують свої механічні якості. Тому керамічне паливо знаходить все більш широке використання, особливо у високотемпературних ядерних реакторах.

Ядерне паливо розміщується в герметичних оболонках, які виконуються з алюмінію, цирконію або магнію і називаються тепловиділяючими елементами (ТВЕЛ). ТВЕЛи – основні елементи активної зони ядерного реактора; в них виділяється більше ніж до 90% енергії, звільненої в реакторі, а також накопичується штучне паливо  і . Активна зона реактора збирається з сотень тисяч ТВЕЛів, завдяки чому можливо створити велику поверхню теплоз’єму і забезпечити високу щільність тепловиділення. За формою ТВЕЛи бувають циліндричними, пластинчатими та ін. ТВЕЛи збираються у тепловиділяючі збірки(ТВЗ).

|  |  |
| --- | --- |
| 1 – оболонка; 2 – таблетки ядерного палива; 3 – проміжок; 4 – порожність; 5 –  кінцеві деталі для закріплення ТВЕЛів у збірках; 6 — заглушка, що забезпечує  зручність їх кріплення, транспортування і перевантаження  Рисунок 4.17 – Схема стрижневого типу | Крім того, за рахунок цього організується потік теплоносія в активній зоні реактора. Найбільш широке використання знайшли стержневі ТВЕЛи контейнерного типу. (рис. 4.17). Оболонка 1 і затулки 6 утворюють герметичну порожнину, в якій розміщуються таблетки ядерного палива 2, частіше за все вироблені з окисних з’єднань UO2, PuO2 або ThO2. Вони мають високу термічну, хімічну та радіаційну стійкість. Проміжок між оболонкою і таблетками ядерного палива заповнюється середою з високою теплопровідністю (гелієм, |

натрієм), що зменшує температуру ядерного палива, а порожнина 4 забезпечує помірне підвищення тиску газових продуктів ділення (криптону, ксенону) під оболонкою ТВЕЛа. За допомогою кінцевих деталей 5 ТВЕЛи поєднуються у тепловиділяючі збірки.

**Принципові схеми одно, двох, трьохконтурних електростанцій**

Ядерна енергетика все більше займає міцні позиції у світовій енергетиці. Поширюються області використання ядерної енергетики: виробництво електричної енергії і теплоти, силові енергетичні установки на флоті, автономні джерела електропостачання.

Одна тонна природного урану може замінити 20-30 тис. Тонн високоякісного кам’яного вугілля, що значно зменшує витрати на перевезення палива. Розвиток ядерної енергетики почався у 1954 р., коли була створена перша АЕС потужністю 5 МВТ в м. Обнінську. У 1998 році в світі експлуатувалось вже понад 300 АЕС, потужністю більше 200 тис. МВТ, що становило приблизно 17% світової потреби людства. У США на АЕС здобувається кожний п’ятий кВт електроенергії, а у Франції – близько 70% усієї електроенергії.

Ядерна енергетика базується **на двох типах реакторів** – на теплових і швидких нейтронах.

Використання реакторів на **теплових нейтронах** дає можливість використовувати лише частину (1-2%) потенційної енергії уранового палива.

Значно ефективніше використання палива в реакторах **на швидких нейтронах**. Суттєвою особливістю таких реакторів є можливість відтворення палива. Активна зона оточується зоною відтворення, яка виконує водночас роль відбивача («отражателя»). Паливом в робочих каналах активної зони є сильно збагачений Уран або Плутоній, а робочі канали зони відтворення виконані з природного урану 238U.

Класифікація АЕС проводиться за різними ознаками (рис. 4.18, 4.19):

 Рисунок 4.18 – Класифікація АЕС

Повна характеристика поєднує всі ці класифікації.

Наприклад:

1. Чорнобильська одноконтурна АЕС з реактором канального типу на теплових нейтронах з графітовим сповільнювачем і турбінами на насиченому парі

2) Нововоронежська двоконтурна АЕС з реактором корпусного типа на теплових нейтронах з теплоносієм «вода під тиском» і турбінами на насиченому парі.

3) Шевченківська трьохконтурна АЕС з реактором на швидких нейтронах з натрієвим теплоносієм і турбінами на перегрітому парі.

Робочим тілом на всіх діючих АЕС є водяна пара.

|  |  |
| --- | --- |
| а) | б) |
|  |  |
| в) | |
|  | |

а) одноконтурна; б) двоконтурна; в) триконтурна:

1 – реактор; 2 – парова турбіна; 3 – електричний генератор; 4 – конденсатор; 5 – живлячий насос; 6 – циркуляційний насос; 7 – компенсатор об’єму; 8 – парогенератор; 9 – проміжний теплообмінник

Рисунок 4.19 – Класифікація АЕС за кількістю контурів:

**Основні характеристики атомних електростанцій**

Серцем АЕС є реактор. В одноконтурних АЕС активна зона охолоджується пароводяною сумішшю. У двоконтурних АЕС реактор охолоджується однофазною рідиною – вода під тиском. Однофазність теплоносія потребує включення до складу АЕС компенсаторів об’єму, задачу якого в одноконтурній схемі виконує барабан-сепаратор. Також обов’язковим елементом є парогенератор.

Циркуляція теплоносія забезпечується головним циркуляційним насосом. Двигуном для приводу генератора є парова турбіна, але її параметри і конструктивна схема різна. Для водяного теплоносія – це турбіни насиченої пари середнього тиску.

Якщо реактор охолоджується рідкометалевим теплоносієм (трьох контурні схеми АЕС), то турбіна працює на перегрітому парі високого тиску. Для одноконтурних схем пара на турбіну подається з реактора, а для багатоконтурних – з парогенератора. Відпрацьована пара після турбіни подається в конденсатор, конденсується і насосом повертається у пароутворюючий агрегат реактора або у парогенератор.

Таким чином, технологічний процес виробки електроенергії на АЕС складається з:

- підвищення температури конденсату до температури насичення і одержання з нього пари;

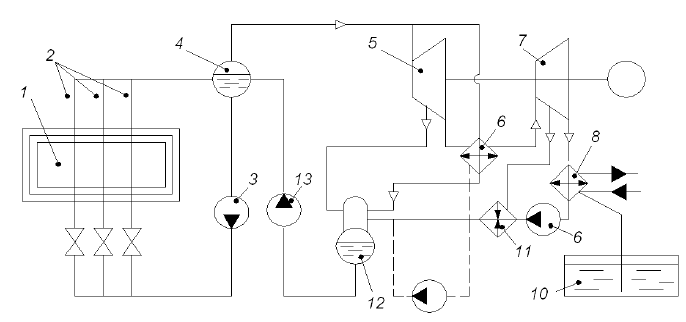
- розширення пари у турбіні при зниженні тиску від початкових значень перед турбіною до значень, відповідаючих вакууму в конденсаторі.

Сумісне протікання цих процесів визначає термодинамічний цикл АЕС. Принципова схема блока АЕС з графітовим канальним реактором РБМК-1000 приведена на рисунку 5.7. Контур охолодження складається з двох ідентичних систем (на рис.4.20 приведена одна).

Розрізняють два контури: контур охолодження реактора і контур робочого тіла турбоустановки.

Контур охолодження реактора включає технологічні канали 2, в яких знаходяться тепловиділяючі елементи (ТВЕЛИ), чотири головних циркуляційних насоса 3 і два барабана-сепаратора 4, які з’єднані між собою колекторами і трубопроводами.

Витрати теплоносія через кожний технологічний канал регулюється за допомогою вентилів. Пара з барабанів-сеператорів (Р=6,59 МПа, Т=557 К і вологість не більше 0,1% подається до швидкохідної турбіни 5 потужністю 500 МВт, на виході з якої вологість пари збільшується до 15%. Ця пара далі йде в сепаратор - перегрівач 6, в якому створюється відділення вологи та перегрів пари до температури 538 К при тиску 0,31 МПа. Перегріта пара йде в турбіну низького тиску 7, де вона розширюється до тиску 0,4 МПа (при вологості 7%).

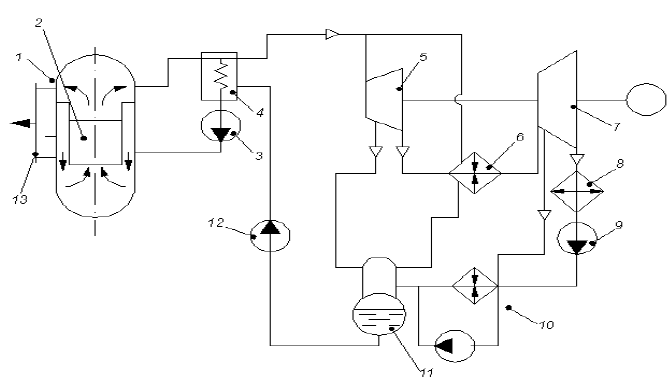


1 – активна зона реактора; 2 – паровідвідний колектор; 3 – циркуляційний насос; 4 – сепаратор; 5 – швидкохідна турбіна; 6 – сепаратор - перегрівач; 7 – турбіна низького тиску; 8 – конденсатор; 9, 13 – насос; 11 – підігрівач; 12 – деаератор

Рисунок 4.20 – Принципова схема блока АЕС з реактором РБМК-1000

Конденсат з конденсатора 8 насосом 9 прямує спочатку в перегрівач 11, а потім в деаератор 12 і далі насосом 13 вертається в контур циркуляції теплоносія ядерного реактора. З порожнини хімічно очищеної води 10 йде підживлення контуру.

Принципова схема блока АЕС з водо-водяним реактором ВВЕР приведена на рисунку 5.8. У корпусі реактора 1, який заповнений водою під тиском, розміщується активна зона 2. При проходженні через активну зону вода підігрівається на 20- 40 К циркуляційним насосом першого контуру 3 і подається в парогенератор 4, в якому передає свою теплоту теплоносію другого контуру.

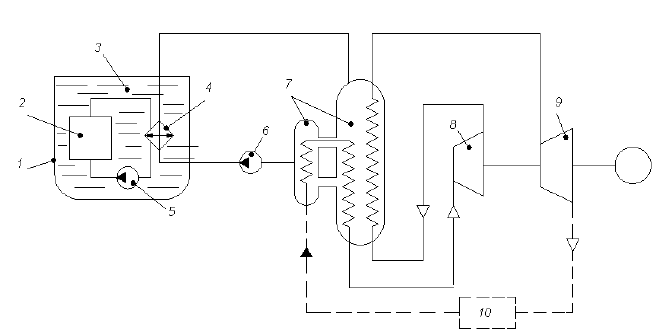


1 – корпус реактора; 2 – активна зона реактора; 3 – циркуляційний насос першого контуру; 4 – парогенератор; 5 – турбіна високого тиску; 6 – сепаратор - перегрівач; 7 – турбіна низького тиску; 8 – конденсатор; 9 – конденсат ний насос; 10 – підігрівач; 11 – деаератор; 12 – живильний насос; 13 – колектор

Рисунок 4.21 – Принципова схема блока АЕС з реактором ВВЕР

Паротурбінна установка включає турбіну високого тиску 5, сепаратор- перегрівач 6, турбіну низького тиску 7, конденсатор 8, конденсатний насос 9, підігрівач низького тиску 10, деаератор 11, насос 12. Реактори ВВЕР потужністю 400 і 1000 МВт роблять на дві турбоустановки і мають декілька однакових систем першого контуру, одна з яких приведена на рисунку 6.7. Об’єднання витрат пари здійснюється перед турбіною високого тиску.

Принципова схема АЕС з реактором на швидких нейтронах БН-600 приведена на рисунку 4.22. Перший контур АЕС розташований в корпусі реактора 1 і складається з активної зони 2, циркуляційного насоса 5, і теплообмінника 4. Всі елементи першого контуру розташовані під рівнем натрію 3, відділеного від кришки корпуса шаром газу. В АЕС такого типу використовують інтегральну схему, коли циркуляційний насос і теплообмінник розташовані усередині корпуса реактора. В реакторі БН-600 три однакових частини першого контуру.



1 – корпус реактора; 2 – активна зона реактора; 3 – натрій; 4 - теплообмінник; 5, 6 – циркуляційні насоси; 7 – парогенератор; 8 – турбіна високого тиску; 9 – турбіна низького тиску; 10 – конденсатно-живильний тракт

Рисунок 4.22– Принципова схема блока АЕС з реактором БН-600

Другий контур АЕС створений теплообмінником 4, циркуляційним насосом 6 і парогенератором 7. Тиск натрію в другому контурі трохи вище, ніж у першому, що перешкоджає витікання радіоактивного натрію з першого контуру в другий. Теплоносій другого контуру передає теплоту робочому тілу третього контуру, в якому циркулює вода і водяна пара. Паротурбінна установка складається з турбін високого „8” і низького „9” тиску. Використання трьох контурних схем виключає попадання води в активну зону реактора. Поряд з теплотою ядерний реактор виділяє значну кількість радіонуклідів, що приводить до інтенсивного іонізіруючого випромінювання активної зони і випромінювання активної зони і всього обладнання першого контуру. Експлуатація АЕС показала, що конструкція ТВЕЛ і всього обладнання першого контуру забезпечує надійну локалізацію активності. Однак у процесі експлуатації приймаються спеціальні заходи щодо зниження радіоактивності обладнання через його дезактивацію водяними розчинами кислот та луги. Рідинні радіоактивні відходи АЕС підлягають спеціальній очистки і потім вони розвертаються у замкнутий контур станції.

Газоподібні радіоактивні відходи очищаються у спеціальних фільтрах перед виведенням їх у атмосферу перед виведенням їх у атмосферу через труби висотою більш ніж 100 м. Тверді відходи АЕС транспортуються у спеціальних контейнерах у сховища. Після гасіння ланцюгової реакції ділення у активній зоні реактора продовжується тепловиділення за рахунок радіоактивного розпаду продуктів ділення. Тому охолодження активної зони проводиться на всіх режимах роботи реактора.