

2 Тепломеханічна частина

2.1 Загальна характеристика ТЕЦ

Проектowana ТЕЦ призначається для забезпечення парою 1,3...1,5 МПа промислових підприємств, а також для теплопостачання житлово-комунального сектора.

Годинні навантаження ТЕЦ:

- у парі 1,3...1,5 МПа: 1250 т/год,
- у гарячій воді 150/70 °С: 1000 МВт.

Електрична потужність ТЕЦ складає 550 МВт.

ТЕЦ включена в енергосистему і видає напругу 110 і 35 кВ.

Техніко-економічний розрахунок показав, що оптимальною схемою ТЕЦ, призначеною для покриття цих навантажень, є варіант, що передбачає установку турбін типу Р і Т, а саме:

- 2×Т-175/210-130,
- 2×Р-100-130/15.

Теплова схема проектованої ТЕЦ розроблена на підставі принципових схем вищевказаних турбін.

Структура ТЕЦ – поперечні зв'язки, що охоплюють 8 парових котлів.

Основним паливом є вугілля. Мазут є аварійним паливом для енергетичних парових котлів, а також основним паливом для пікових водонагрівальних котлів.

Система теплофікації - замкнута, з розрахунковими температурами води в тепломережі 150/70 °С.

ТЕЦ проектується для міста Маріуполь, для якого характерні наступні температури:

- розрахункова температура опалення: -20 °С,
- розрахункова температура вентиляції: -9 °С,
- середня температура за опалювальний період: -0,7 °С,

2.2 Основне устаткування

2.2.1 Парові турбіни

2.2.1.1 Парова турбіна Р-100-130/15.

Парова турбіна Р-100-130 має електричну потужність 100 МВт і спроектована на початковий тиск 12,8 МПа. Турбіна виконана одноциліндровою.

Пара до турбіни надходить від двох окремо розташованих стопорних клапанів, [4]. Паророзподіл сопловий, чотирьохклапанний. Підведення свіжої пари до турбіни виконано двома трубопроводами $d=300$ мм. На кожній нитці трубопроводу є ГПЗ, після них для вирівнювання потоків виконана перемичка $d=175$ мм із засувкою. Регулювальні клапани розміщені на корпусі турбіни. До внутрішнього корпусу пар підводиться в середній частині циліндра. Проточна частина ЦВТ має 13 ступенів, у лівому потоці – регулююча ступінь і 6 ступенів тиску, у правому потоці – 6 ступенів тиску з великим кореневим діаметром.

Турбоустановка має 3 ПВТ. Конденсат пари, що гріє, із ПВТ зливається каскадно і направляється в деаератор 0,6 МПа.

Корпуси ПВТ рівномічні і розраховані на максимальний тиск, тому запобіжні клапани не встановлюються. Відсос повітря з ПВТ відбувається каскадно. З останнього ПВТ повітря відсмоктується в деаератор.

У схемі турбоустановки з турбіною Р-100-130/15 передбачений нерегульований відбір пари за сьомою ступенею. На лінії відбору встановлені засувка, що відключає, з електроприводом, підливний клапан із примусовим закриттям, захисний клапан, що відключає засувка з ручним керуванням і витратомірна шайба.

Захисний клапан має швидкодіючий масляний сервомотор (автозатвор), зв'язаний з лінією керування стопорними клапанами турбіни і відбір, що відключає, при скиданнях електричного навантаження і при спрацьовуванні захисту турбіни від розгону зворотнім потоком пари з лінії відбору.

Дренажі в турбоустановці з турбіною Р-100-130/15 направляються в спеціальний розширювач дренажів. В окремих випадках викид пари направляється в атмосферу.

Обігрів фланців і шпильок циліндра турбіни Р-100-130/15 свіжою парою, яка подається через колектор у короби на фланцях і у внутрішнє свердління шпильок.

Основні параметри турбоустановки Р-100-130/15 приведені в таблиці 2.2.

Схему установки показано на рис 2.1.

Таблиця 2.1 – Параметри пари відборів турбіни Р-100-130/15.

№ відбору	Підігрівач	Тиск, МПа	Температура, °С	Кількість пари, що відбирається, кг/с
I	ПВТ3	3,4	385	9,44
II	ПВТ2	2,28	335	8,61
III	ПВТ1	1,47	284	10,61

Таблиця 2.2 – Основні параметри парових турбін.

Найменування		Р-100-130/15	Т-175/210-130
Потужність: - номінальна - на конденсаційному режимі - максимальна	МВт	100 - 105	175 210 210
Частота обертання ротора	С ⁻¹	3000	3000
Номінальні параметри пари: - тиск свіжої пари, МПа - температура свіжої пари, °С	МПа °С	12,8 565	12,75 555
Витрата свіжої пари: - номінальна - максимальна	т/год	760	745 760
Межі регулювання тиску у відборах: - виробничому - верхньому опалювальному - нижньому опалювальному	МПа	- - -	- 0,06-0,29 0,05-0,20

Продовження таблиці 2.2

Межі регулювання протитиску	Мпа	1,2-1,75	-
Номінальна витрата пари в протитиску	т/год	640	-
Температура підігріву живильної води	°С	234	232
Кількість відборів для регенерації		3	7

Таблиця 2.3 – Параметри пари відборів турбіни Т-175/210-130.

№ добору	Підігрівник	Тиск, МПа	Температура, °С	Кількість пари, що відбирається, кг/с
I	ПВТ7	4,12	386	8,83
II	ПВТ6	2,72	333	13,97
III	ПВТ5	1,26	447	4,97+0,83
	Деаератор	1,26	447	18,1+3,0
IV	ПНТ4	0,658	360	7,97
V	ПНТ3	0,259	249	6,11
VI	ПНТ2	0,098	152	2,222
VII	ПНТ1	0,049	99	0,527

2.2.1.2 Парова турбіна Т-175/210-130

Парова турбіна Т-175/210-130 має електричну потужність 175 МВт і спроектована на початковий тиск 12,75 МПа. Турбіна виконана трициліндровою.

В схему регенеративного підігріву в турбоустановці з турбіною Т-175/210-130 входять деаератор, 4 ПНТ і 3 ПВТ. Місця відбору пари на ПНТ і ПВТ зазначені в таблиці 2.2. Пара на деаератор 0,6 МПа забирається з лінії відбору на ПВТ № 5.

Конденсат гріючої пари з ПНТ № 1 у турбінах останніх випусків самопливом зливається в конденсатор. З ПНТ № 2 конденсат гріючої пари на чисто конденсаційному режимі і режимі одноступеневого підігріву мережної води відкачується зливним насосом у лінію основного конденсату за ПНТ № 2. Конденсат гріючої пари з ПНТ № 3 відкачується зливним насосом. З ПНТ № 4 конденсат гріючої пари каскадно зливається в ПНТ № 3. Конденсат гріючої пари відводиться з ПВТ каскадно: при достатньому тиску в ПВТ № 5 направляється в деаератор 0,6 МПа, а коли тиск у ПВТ № 5 знижується,

Рис. 2.1 – парова турбіна Т- 175/210 – 130

2.2.2 Парові котли

2.2.2.1 Паровий котел БКЗ-420-140-5

Паровий котел БКЗ-420-140-5 призначений для виробітки пара високих параметрів на теплових електростанціях з теплофікаційними турбінами типу Т-175, Т-110, турбінами ПТ-135, ПТ-80, Р-100, ПТ-80, Р-50 при спалюванні кам'яного вугілля.

Котел вертикально-водотрубний, одnobарабанний з природною циркуляцією, виконаний у зімкнутому П - подібному компонованні в газощільному виконанні.

Топочна камера з твердим шлаковилученням екранована мембранними панелями з застосуванням гладких труб. Розмір топки по осях труб 8.98 і 15.42 м.

Блоки топочної камери конвективного газоходу підвішені на тягах до стельового перекриття каркасу котла і вільно розширюються вниз. Твердість і міцність стін топочної камери забезпечуються поясами твердості.

Топочна камера призматична, відкритого типу. Под топки, утворений фронтovими і задніми екранами, має нахил 15° . Фронтovий екран вгорі утворює похила стеля топки, задній екран переходить у трирядний фестон. Топка обладнана 8 двопоточними по аеросуміші та вторинному повітрі віхровими пиловугільними пальниками із вбудованими мазутними форсунками, які розташовані на бокових стінах зустрічно на одній висотній відмітці. Двопоточний пальник дозволяє експлуатувати котел при відключенні одного або двох млинів зі всіма працюючими пальниками, що підвищує надійність роботи пальників та економічність котла в таких режимах.

Барабан котла зварної конструкції і має внутрішній діаметр 1600 мм із товщиною стінки 112 мм (матеріал сталь 16ГНМА). Вода з барабана до випарних екранів подається по стояках діаметром 219 мм із товщиною стінки

18 мм. Пароводяна суміш з екранів у барабан піднімається по трубах діаметром 159 мм із товщиною стінки 14 мм.

Схема випару - двоступенева з промиванням пари живильною водою. Перша ступінь випару включена безпосередньо в барабан котла, друга утворюється в контурах циркуляції, включених у виносні сепараційні циклони зовнішнім діаметром 426 мм.

Пароперегрівач радіаційно-конвективного типу розташований у верхній частині топочної камери та двох опускних газоходах, які пристають до бокових стінок топочної камери в верхній частині. Стеля топочної камери та опускних газоходів, а також фронтові та задні стінки опускних газоходів екрановані цільнозварними газощільними пароперегрівальними панелями з труб діаметром 42 мм з товщиною стінки 5 мм (сталь 20). Панелі охолоджуються насиченою парою. В середньому підйомному газоході розташовані ширмові поверхні пароперегрівача, виконані з труб діаметром 32 мм з товщиною стінки 5 мм (сталь 12Х1МФ). В двох крайніх газоходах розташовані поверхні конвективного пароперегрівача з труб діаметром 32 мм з товщиною стінки 4.5 мм (сталь 20, 12Х1МФ, 12Х18Н12Т).

Всі мембранні цільнозварні панелі топочних екранів, стелі та опускних конвективних газоходів зварені між собою в єдину газощільну коробку. Блоки конвективного пароперегрівача кріпляться на підвісних трубах.

Температура перегрітої пари регулюється вприскуванням власного конденсату в розсічці ширм та перед вихідною ступінню пароперегрівача.

За конвективним пароперегрівачем по ходу газів в конвективному газоході друга ступінь водяного економайзера. Перша ступінь та трубчатий повітренагрівач винесений в окрему конвективну шахту. Водяний економайзер виконаний із труб діаметром 32 мм з товщиною стінки 4 мм (сталь 20).

Топочна камера котла підвішена до каркаса. Обмуровка котла представляє собою паротрубну ізоляцію із вулканітових плит чи азбоперлітову насипну масу.

Котел забезпечений необхідною арматурою, пристроями для відбору проб пари і води, а також контрольно-вимірювальними приладами. Процеси живлення котла, регулювання температури перегрітої пари і горіння автоматизовані, передбачені засоби теплового захисту.

Котел поставляється великими транспортабельними блоками.

Таблиця 2.4 - Технічна характеристика парового котла БКЗ-420-140-5.

Номінальна паропроодуктивність котла	т/год	420
Тиск пари на виході з котла	МПа	14
Температура: перегрітої пари	°C	560
живильної води	°C	230
вихідних газів	°C	129
ККД	%	91
Габаритні розміри: ширина по осям колон	М	11.15
глибина по осям колон	М	17.44
найвища відмітка котла	М	39

2.2.2.2 Піковий водонагрівальний котел КВГМ-100

Водонагрівальні котли використовуються на ТЕЦ в якості пікових джерела теплоти при теплових навантаженнях, що перевищують забезпечувану відборами турбін. З техніко-економічних міркувань максимальну теплову навантаження відборів теплофікаційних турбін вибирають з розрахунку покриття 50-65% максимуму опалювального навантаження, а решту приймають на себе пікові джерела теплоти. Водогрійні котли можуть також служити як резервне джерело теплоти для опалення при виході з ладу теплофікаційних турбін, і як замикаюче джерело теплопостачання у випадку залучення ТЭЦ до покриття піків електричного навантаження шляхом одержання додаткової потужності за рахунок скорочення теплофікаційних відборів і збільшення пропуску пари в конденсатор. Через мале

використання протягом року водогрійні казани повинні бути недорогими й по можливості простими по конструкції [3].

Газомазутний піковий водогрійний котел КВГМ-100 виконаний за П-подібною схемою й може бути використаний як в опалювальному режимі (70-150 °С), так й у піковому (100-150 °С). Котел може бути використаний для підігріву води до 200° С.

Топочна камера котлів і задня стіна конвективної шахти закриті екранами із труб діаметром 60 мм із товщиною стінки 3мм із кроком 64 мм. Конвективна поверхня нагрівання котлів складається із трьох пакетів. Кожен пакет набирається з U-образних ширм, виконаних із труб діаметром 28 мм із товщиною стінки 3 мм. Ширми в пакетах розташовані паралельно фронту котла й розставлені таким чином, що їхні труби утворюють шаховий пучок. Бічні стіни конвективної шахти закриті трубами діаметром 83 мм із товщиною стінки 3,5 мм із кроком 128 мм, що служать одночасно стояками ширм. Стояки зміщені відносно один одного на 64 мм, що забезпечує можливість розміщення ширм у плані шахти у вигляді гребінок. Всі труби, що утворюють екранні поверхні котла, уварені безпосередньо в колектори діаметром 273 мм із товщиною стінки 11 мм.

Для видалення повітря із трубної системи при заповненні котла водою на верхніх колекторах встановлені воздушники. Підливні запобіжні клапани встановлені на стелі топкової камери.

Для очищення конвективних поверхонь нагрівання від відкладень при роботі на мазуті передбачена дробоочисна установка.

Котли виконуються безкаркасними. Нижні колектори фронтового, проміжного й заднього екранів, а також бічних стін конвективної шахти опираються на портал. Опора, розташована в середині нижнього колектора проміжного екрана, є нерухомою. Помости казана кріпляться до стійок, що опирається на кронштейни порталу.

Обмуровування казана полегшене, надтрубна (товщиною близько 110 мм), складається із трьох шарів: шамотобетона, совелитових плит і мінераловатних матраців і магнезіальної обмазки.

На фронтівій стінці казанів розташовані три газомазутні пальники з ротаційними форсунками. Причому третій пальник розміщується зверху в другому ряді.

Технічні характеристики казана КВГМ-100 наведені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5. Технічні характеристики котлоагрегата КВГМ – 100

Найменування	Розм.	Величина
Теплопродуктивність	Гкал/год	100
Робочий тиск	кгс/ м ²	10-25
Витрата палива: газ	м ³ /год	12520
мазут	кг/год	11500
Об'єм топочної камери	м ³	388
Променевосприймальна поверхня	м ²	325
Теплонапруження топочного об'єму	ккал/(м ³ .год)	280000
Теплове навантаження	ккал/(м ² .год)	
променевосприймальної поверхні: газ		116000
мазут		137000
Поверхня нагріву конвективних пучків,	м ²	2385
Температура вихідних газів: газ	°С	140
мазут		180
ККД котла,: газ	%	92.5
мазут		91.3
Витрата води: основний режим	т/ГОД	1235
піковий режим		2460
Гідравлічний опір:	кгс/см ²	
основний режим		1.65
піковий режим		0.79
Опір газового тракта котла	мм.вод.ст.	120
Опір повітряного короба з пальниками	мм.вод.ст.	310
Глибина топки	мм	6240
Глибина конвективної шахти	мм	3168
Довжина котла	мм	9558
Довжина котла (включаючи площадки)	мм	14160

2.3 Вибір допоміжного устаткування

Деаерація додаткової води (виробничий конденсат і знесолена вода) , що компенсує втрати у циклі, здійснюється у вакуумному деаeratorі, що живиться паром з теплофікаційних відборів турбін. Застосування вакуумного деаератора забезпечує найбільш повне використання теплофікаційних відборів турбін, тому що робочим тілом таких деаeratorів є пара, що має низький тиск , що відповідає температурному режиму тепломережі. Застосування деаeratorів атмосферного типу веде до недовиробітку електроенергії, тому що вони обмежують зниження тиску в теплофікаційному доборі турбін до 0,12 МПа.

Другою, також істотною, перевагою вакуумного деаератора є можливість роботи без перегріву хімічно очищеної (знесоленої) води. У розглянутій схемі ТЕЦ вакуумний деаератор працює з тиском 0,04 МПа, при якому процес деаерації протікає при температурі близько 75 °С. При цьому попередній підігрів знесоленої води, подаваної в деаератор з температурою близько 38 °С, не потрібен.

Підживлення тепломережі здійснюється водою, деаерованою у вакуумному деаeratorі, що працює з тиском 0,0075 МПа, якому відповідає температура деаерованої води 40 °С. В опалювальний період підживлювальна вода має температуру 40 °С, а влітку, перед подачею в тепломережу, вона підігрівається до 65 °С. Сира вода (питної якості) перед надходженням на ХВО підживлювальної води підігрівається до 40 °С. Підігрів вихідної сирої води до 25 °С як для підживлення тепломережі, так і для підживлення парогенераторів здійснюється у відповідних ПВП .

Вакуум у конденсаторах підтримується за допомогою триступінчатих пароструменевих ежекторів. Для використання продувочної води парогенераторів застосовується одноступінчата сепарація продувочної води з наступним охолодженням концентрату продувки в теплообміннику.

2.3.1 Турбінне відділення

Живильні насоси. Їх розраховують на подачу живильної води при максимальній потужності ТЕЦ із запасом не менш 5 % .

На ТЕЦ неблочної структури, що входять в енергосистему, загальну подачу води живильними насосами приймають так, щоб при виході з ладу найбільш великого насоса інші забезпечували подачу води на усі встановлені парові котли при номінальній їх паропроductивності.

При відключенні одного з насосів на ТЕЦ, що працює в енергосистемі, інші повинні забезпечити таку подачу води, при якій ТЕЦ відпускала б повну кількість виробничої пари, тепло в кількості, обумовленій середньою температурою найбільш холодного місяця, із допустимим зниженням електричного навантаження на потужність одного турбоагрегату.

Тиск живильного насосу:

$$P_{пн} = (1.25...1.35) \cdot P_0 = 1.3 \cdot 14 = 18.2 \text{ МПа} ,$$

де $P_0 = 14 \text{ МПа}$ - тиск на виході пароперегрівача.

До установки приймається живильний електронасос типу ПЕ-500-185/200.

Конденсатні насоси вибирають у мінімальній кількості - один на 100% чи два робочі по 50% спільної подачі і один резервний (на 100% чи 50% повної подачі). Спільну подачу визначають по найбільшому пропуску пари в конденсатор з урахуванням регенеративних відборів. Конденсатні насоси теплофікаційних турбін вибирають по конденсаційному режиму роботи, з виключеними теплофікаційними відборами для зовнішнього споживача.

Насоси охолодженої води конденсаторів турбін (циркуляційні насоси) вибирають по одному на турбіну. У машинному залі насоси встановлюють індивідуально, по два насоса на турбіну, для можливості відключення одного з них при зменшенні витрати води (у зимовий час). У центральних (берегових) насосних доцільно укрупнювати насоси охолодженої води, приймаючи по одному на турбіну. Для циркуляційних насосів резерв не

встановлюють. Їхню продуктивність вибирають по літньому режиму, коли температура охолодженої води висока і потрібна найбільша її кількість. У зимовий час, при низькій температурі води витрата її істотно знижується (приблизно вдвічі), і частина насосів фактично є резервними.

Насоси для живлення водою допоміжних теплообмінників (випарники, пароперетворювачі, мережні підігрівачи) вибирають переважно централізовано на всю ТЕЦ у можливо найменшому числі (1-2 робочих насоса) з одним резервним, що має подачу робочого насоса (при 4-ох мережних насосах резервний не встановлюють).

Підживлювальних насосів теплової мережі при закритій системі ГВС встановлюють два, при відкритій системі - три, включаючи в обох випадках резервний насос.

Дренажні (зливні) насоси конденсату з регенеративних підігрівачів встановлюють без резерву, при цьому виконують резервну лінію каскадного зливу дренажу в сусідній регенеративний підігрівач більш низького тиску.

Конденсатні насоси мережних підігрівачів (і пароперетворювачів) вибирають індивідуально, один робочий на турбіну, з резервним у мережного підігрівача нижньої ступіні, що має подачу робочого насоса (конденсат з цих теплообмінників складає основну частину всього потоку живильної води парового котла).

Регенеративні підігрівники ТЕЦ встановлюють індивідуально до кожної турбіни, без резерву. Нормально приймають по одному в кожній ступіні підігріву, тобто застосовують “однониткову” схему підігрівальної установки.

Основні параметри ПНТ і ПВТ наведені в таблиці 2.5 [7].

Мережні підігрівники ТЕЦ встановлюють індивідуально до турбін, без резерву, оскільки вони працюють тільки під час опалювального сезону і лише частина з них працює в літню пору, покриваючи побутове навантаження ГВС. Мережні підігрівники застосовують із пропускною здатністю кожен 80% максимального теплового навантаження.

Деаератор живильної води приймають можливо більшою пропускною здатністю, на енергоблок чи секцію, що включає турбоагрегат з обслуговуючими його паровими котлами, установлюють по одному деаератору. На ТЕЦ неблочної структури передбачається можливість ремонту одного деаератора при роботі інших. Обсяг баків деаерованої води розраховують на десятихвилинний запас води для ТЕЦ неблочної структури при роботі з максимальним навантаженням.

Деаератори додаткової води парогенераторів і підживлювальної води теплової мережі вибирають централізовано для всієї ТЕЦ.

Теплообмінне устаткування, що комплектує паротурбінні установки, наведено в таблиці 2.4, [7].

2.3.2 Котельне відділення

До тягодуттєвих машин відносяться димососи і дуттєві вентилятори. Подача димових газів працюючими димососами і повітрядуттєвими вентиляторами повинна забезпечувати повну продуктивність парогенератора з запасом 10% [1].

Присоси повітря в газовому тракті парогенератора від пароперегрівача до димососа відповідно до ПТЕС не повинні перевищувати 20% при трубчатому повітряпідігрівнику, в електрофільтрі 10% теоретично необхідної кількості повітря.

Напор димососів і дуттєвих вентиляторів вибирають із запасом 15%. Потужність споживача тягодуттєвою машиною визначається як:

$$W=(VH)/(3600\eta) \quad (2.1)$$

де V - об'ємна витрата середовища, м³/год,

H -напор, створюваний машиною, кПа,

η - ККД машини.

Димососи і вентилятори мають привід від електродвигуна. Потужність двигуна вибирають з урахуванням інерції (махового моменту) ротора тягодуттєвої машини при пуску її. До витрати енергії на приводний двигун входять втрати в ньому, що враховуються його ККД. Димососи і дуттєві вентилятори при номінальному навантаженні парогенератора повинні мати ККД не нижче 90% максимального його значення.

Робота центробіжних димососів і дуттєвих вентиляторів регулюється апаратами, що регулюють напрямок з поворотними лопатками, а також подвійними швидкісними електродвигунами в парогенераторах енергоблоків. Дросельне регулювання димососів і дуттєвих вентиляторів не допускається.

Загальна потужність для приводу дуттєвих вентиляторів і димососів складає до 15% потужності енергоблоку.

2.3.3 Теплофікаційна установка ТЕЦ

При двоступеневому основному підігріві пара з регульованого опалювального відбору підводиться до верхнього підігрівника, у нижній підігрівник підводиться пара з відбору з меншим тиском. У термодинамічному відношенні це завжди вигідно, а деяке ускладнення схеми завжди окупиться.

В теплофікаційних установках турбін підігрів мережної води у верхньому і нижньому підігрівниках у розрахунковому режимі приймається приблизно однаковим, у реальних умовах співвідношення між значеннями нагрівання в обох підігрівниках змінюється в залежності від режиму і температури зворотної мережної води. Допускається робота з відключеним верхнім підігрівником, у цьому випадку регулюється тиск пари, що йде в нижній підігрівник. Робота з одним верхнім підігрівником не допускається. Підігрівники горизонтального типу розташовуються під турбіною в прорізах між колонами фундаменту аналогічно конденсатору. З метою спрощення конструкції водяних камер і трубних дощок надлишковий тиск води в підігрівниках обмежено 0,78 МПа, у той час як тиск у мережі складає 1,8-2,2

МПа. У зв'язку з цим передбачається двоступеневе перекачування мережної води. Напор насосів першої ступені вибирається таким, щоб тиск у його напорному патрубку не перевищував дозволеного для підігрівників, але не менше необхідного за умови відсутності скипання на всасі (при всмоктуванні) насосів другої ступені. Знижений тиск мережної води в підігрівниках при двоступеневому перекачуванні зменшує її перетікання в паровий простір, що важливо для підтримки водяного режиму котлів ТЕЦ.

Корпус підігрівників ПМВ суцільнозвареної конструкції. Теплообмінна поверхня утворюється прямими трубками, кінці яких розвальцовані в трубні дошки. По довжині підігрівника в його паровому просторі встановлені перегородки, що є додатковими опорами для труб. У першому ряді трубного пучка з боку входу пари встановлені сталеві трубки (відстійники), відстійники поряд з іншими заходами захищають теплообмінну поверхню від ерозії. Для компенсації температурних розширень на корпусі підігрівника з боку поворотної камери встановлений подвійний тензовий компенсатор.

Конденсатор має вбудований теплофікаційний пучок. Він може використовуватися для підігріву мережної чи підживлювальної води, а також для конденсації пари вихлопу технічною водою. Припустимі режими роботи пучка визначаються технічними умовами на турбіні.

У теплопідготовчих системах ТЕЦ установлюються пікові водонагрівальні котли. Заміна частини енергетичних котлів на більш прості водонагрівальні помітно знижує капіталовкладення в ТЕЦ. Наявність водонагрівальних котлів збільшує номенклатуру експлуатованого устаткування, але для великих електростанцій це не істотно, тому що на таких ТЕЦ мається достатня ремонтна база і можлива спеціалізація персоналу.

Вибір допоміжного устаткування зроблений на підставі [1].

Таблиця 2.6 - Типове теплообмінне обладнання паротурбінних установок

Обладнання	<u>P-100/105-130/15</u>		<u>T-175/210-130</u>	
	Типорозмір	Завод-виготовлювач	Типорозмір	Завод-виготовлювач
Конденсатор	-	-	180КЦС-1	ПОТ ЛМЗ

Основний ежектор конденсаційного пристрою	-	-	ЭП-3-700-1 (2 шт.)	ПОТ ЛМЗ
Охолоджувач пари з кінцевих камер ущільнень (з ежектором)	ХЕ-65-350	ПО ТМЗ	ПС-50-1	ПОТ ЛМЗ
Охолоджувач пари з проміжних камер ущільнень	ПС-100-3	ПО ТМЗ	ПСВ-90-7-15	СЗЭМ
Підігрівники низького тиску: ПНТ1 ПНТ2 ПНТ3 ПНТ4	- - - -	- - - -	ПН-350-16-7-III ПН-350-16-7-III ПН-350-16-7-III ПН-350-16-7-I	СЗЭМ СЗЭМ СЗЭМ СЗЭМ
Охолоджувачи конденсату	-	-	-	-
Підігрівники, конденсат яких закінчується зливними насосами	-	-	ПНД-2, ПНД-3, ПСГ-1, ПСГ-2	-
Деаератор	ДП-1000	БКЗ	ДП-1000	БКЗ
Підігрівники високого тиску: ПВТ-5 ПВТ-6 ПВТ-7	ПВ-800-230-14 ПВ-800-230-21 ПВ-800-230-32	ПО ТКЗ ПО ТКЗ ПО ТКЗ	ПВ-700-265-13 ПВ-700-265-31 ПВ-700-265-45	ПО ТКЗ ПО ТКЗ ПО ТКЗ
Підігрівники мережної води: основний (нижній) піковий (верхній)	- -	- -	ПСГ-5000-3,5-8-1 ПСГ-5000-3,5-8-1	ПОТ ЛМЗ ПОТ ЛМЗ
Конденсатні насоси	-	-	КСВ-300-100	Насоэнерго-маш
Живильні насоси	ПЭ-580-185/200	Насоэнерго-маш	ПЭ-580-185/200	Насоэнерго-маш
Дренажні насоси (ПНТ-3)	-	-	КС-80-150	Насоэнерго-маш
Конденсатні насоси мережних підігрівників	-	-	КС-80-150	Насоэнерго-маш
Маслоохолоджувачи	МБ-63-90 (вбудовані в маслбак)	«Красный гидропресс»	МБ-63-90 (3 шт.)	«Красный гидропресс»

2.4 Розрахунок теплової схеми ТЕЦ

Розрахунок теплової схеми виконується для чотирьох характерних режимів роботи теплоелектроцентралі [3]:

I режим – максимальний - зимовий, відповідає розрахунковій температурі зовнішнього повітря для опалення. Цей режим визначає максимальний виробіток пари на ТЕЦ і, отже, сумарну потужність установлюваних котлоагрегатів (основних і пікових). Опалювально-вентиляційні навантаження і навантаження по технологічній парі в цьому режимі приймаються максимально-добовими, навантаження гарячого водопостачання – середньогодинні за тиждень.

II режим – розрахунково-контрольний. Цей режим відповідає середній за найбільш холодний місяць температурі зовнішнього повітря і прораховується за умови аварійної зупинки одного найбільш потужного котлоагрегату ТЕЦ. При цьому відносно до норм технологічного проектування електростанції повинні забезпечувати:

- максимально тривалу видачу пари на виробництво;
- середню за найбільш холодний місяць видачу тепла на опалення;
- середньодобову витрату тепла на сантехнічні потреби (для гвс – середньотижневу).

Другий режим визначає число й одиничну потужність установлюваних на ТЕЦ парових і водонагрівальних котлів.

III режим – середньоопалювальний. Цей режим розраховується при середній за опалювальний період температурі зовнішнього повітря і відповідних опалювальних навантаженнях.

IV режим – літній, що характеризує роботу ТЕЦ при відсутності опалювальних навантажень. Навантаження по технологічній парі в IV режимі приймаються літньо максимально-добові, а по гвс – середні за тиждень.

Температури, характерні для кожного режиму, узяті з [9] і вже приведені вище (див. розд. 2.1).

Розрахунок теплової схеми ТЕЦ наведений у *таблиці 2.7*, а пароводяний баланс ТЕЦ – у *таблиці 2.8*. Розрахункові формули або пояснення також зведені в таблиці.

2.4.1 Відпуск технологічного пара промислового споживачеві

Витрата пари $P = 1.4$ МПа зовнішньому споживачу:

$D_n = 1250$ т/год (за завданням).

Частка виробничого конденсату, що втрачається на виробництві:

$\gamma_{o.k.} = 20\%$ (приймається).

Витрата виробничого конденсату, що втрачається на виробництві:

$$\Delta G_{o.k.} = \frac{\gamma_{o.k.} \cdot D_n}{100} \quad (2.2)$$

$$\Delta G_{o.k.} = \frac{20 \cdot 1250}{100} = 250 \text{ т/год}$$

Витрата зворотного конденсату, який повертається на ТЕЦ:

$$G_{o.k.} = D_n - \Delta G_{o.k.} \quad (2.3)$$

$$G_{o.k.} = 1250 - 250 = 1000 \text{ т/год}$$

Температура зворотного конденсату:

$$t_{o.k.} = 100 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ (приймається).}$$

Температура додаткової води після ХВО:

$$t_{XBO} = 30 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ (вода на хімводоочищення береться із зворотного}$$

циркуловоду після конденсаторів турбін).

Максимально можлива продуктивність енергетичних котлів:

$$\sum D_{ЭК}^{ном} = n_{ЭК} \cdot D_{ЭК}^{ном}, \quad (2.4)$$

де $n_{ЭК}$ – кількість енергетичних котлів.

$$\sum D_{ЭК}^{ном} = 8 \cdot 420 = 3360 \text{ т/год}$$

Безперервна продувка енергетичних котлів (для барабанних котлів):

$$D_{прод} = 0.01 \cdot \sum D_{ЭК} \quad (2.5)$$

$$D_{\text{прод}} = 0.01 \cdot 3360 = 33.6 \text{ т/год}$$

Витрата пари 0.6 МПа після розширювача безперервної продувки в деаератор – 0.6 МПа:

$$D'_{\text{прод}} = \kappa_{\text{сеп}} \cdot D_{\text{прод}}, \quad (2.6)$$

де $\kappa_{\text{сеп}}$ – коефіцієнт сепарації розширювача безперервної продувки ($\kappa_{\text{сеп}}=0.45$).

$$D'_{\text{прод}} = 0.45 \cdot 33.6 = 15.1 \text{ т/год}$$

Витрата концентрату безперервної продувки:

$$G_{\text{к.п.}} = D_{\text{прод}} - D'_{\text{прод}} \quad (2.7)$$

$$G_{\text{к.п.}} = 33.6 - 15.1 = 18.5 \text{ т/год}$$

Частка внутрішньоциклових станційних витоків пари та конденсату:

$\gamma_{\text{ут}}=1.3 \%$ (для промислово-опалювальних ТЕЦ).

Внутрішньоциклові станційні витоки пари та конденсату:

$$G_{\text{ут}} = \frac{\gamma_{\text{ут}} \cdot \sum D_{\text{ЭК}}^{\text{ном}}}{100} \quad (2.8)$$

$$G_{\text{ут}} = \frac{1.3 \cdot 3360}{100} = 43.7 \text{ т/год}$$

Витрата додаткової хімічно-несоленої води в Д – 0.12:

$$G_{\text{д.в.}} = \Delta G_{\text{о.к.}} + G_{\text{ут}} + G_{\text{к.п.}} \quad (2.9)$$

$$G_{\text{д.в.}} = 250 + 43.7 + 18.5 = 312.2 \text{ т/год}$$

Температура концентрата продувки перед охолоджувачем безперервної продувки(ОКП):

$$t_{\text{к.п.}} = 158^{\circ}\text{C}$$

Температура концентрата продувки після ОКП:

$$t_{\text{к.п.}}^{\text{ОКП}} = 40^{\circ}\text{C}$$

Температура додаткової води після ОКП:

$$t_{\text{с}}^{\text{ОКП}} = t_{\text{ХВО}} + \frac{(t_{\text{к.п.}} - t_{\text{к.п.}}^{\text{ОКП}}) \cdot G_{\text{к.п.}}}{G_{\text{д.в.}}} \quad (2.10)$$

$$t_{\text{с}}^{\text{ОКП}} = 30 + \frac{158 - 40 \cdot 18.5}{312.2} = 37^{\circ}\text{C}$$

Температура додаткової хімічно-несоленої води після ПВП – 0.12:

$t_{\text{д.с.}} = 90^{\circ}\text{C}$ (підігрів здійснюється в спеціальних пароводяних підігрівачах (ПВП) парою із колектора власних потреб).

Витрата пари 0.12 МПа хімічно-несоленої води після ПВП - 0.12:

$$D^{\text{ПВП}-0.12} = \frac{1.01 \cdot G_{\text{д.с.}} \cdot C_p \cdot (t_{\text{д.с.}} - t_{\text{с}}^{\text{ОКП}})}{h^{0.12} - h_{\text{др}}^{0.12}}, \quad (2.11)$$

де $C_p = 4.19$ кДж/кг;

$h^{0.12}$ – ентальпія гріючої пари ($h^{0.12} = 2610$ кДж/кг);

$h_{\text{др}}^{0.12}$ – ентальпія дренажу ($h_{\text{др}}^{0.12} = 440$ кДж/кг);

1.01 – коефіцієнт, що враховує теплообмін підігрівача з навколишнім середовищем.

$$D^{\text{ПВП}-0.12} = \frac{1.01 \cdot 312.2 \cdot 4.19 \cdot (90 - 37)}{2610 - 440} = 32.3 \text{ т/год}$$

Температура додаткової води і зворотного конденсату після Д - 0.12:

$$t_{\text{с}}^{\text{Д}-0.12} = 104^{\circ}\text{C}$$

Сумарна витрата додаткової води і зворотного конденсату після Д - 0.12:

$$G_{\text{с}}^{\text{Д}-0.12} = \eta_n \cdot \frac{G_{\text{о.к.}} \cdot C_p \cdot t_{\text{о.к.}} + G_{\text{д.с.}} \cdot C_p \cdot t_{\text{д.с.}} + D^{\text{Д}-0.12} \cdot h^{0.12} + D^{\text{ПВП}-0.12} \cdot h_{\text{др}}^{0.12}}{C_p \cdot t_{\text{с}}^{\text{Д}-0.12} - \eta_n \cdot h^{0.12}}, \quad (2.12)$$

де витрата пари 0.12 МПа на атмосферний деаератор додаткової води і зворотного конденсату:

$$D^{\text{Д}-0.12} = G_{\text{с}}^{\text{Д}-0.12} - G_{\text{о.к.}} - G_{\text{д.с.}} - D^{\text{ПВП}-0.12} \quad (2.13)$$

$$G_{\text{с}}^{\text{Д}-0.12} = 0.99 \cdot \frac{1000 \cdot 4.19 \cdot 100 + 312.2 \cdot 4.19 \cdot 90 + 18.8 \cdot 2610 + 32.3 \cdot 440}{104 \cdot 4.19} = 1363.3 \text{ т/год}$$

$$D^{\text{Д}-0.12} = 1363.3 - 1000 - 312.2 - 32.3 = 18.8 \text{ т/год}$$

Температура додаткової води і зворотного конденсату після ПВП - 0.6:

$$t_{\text{с}}^{\text{ПВП}-0.6} = 140^{\circ}\text{C} \text{ (підігрів здійснюється в спеціальних ПВП парою із}$$

колектора власних потреб 0.6 МПа).

Витрата пари 0.6 МПа на ПВП - 0.6:

$$D^{\text{ПВП}-0.6} = \frac{1.01 \cdot G_{\text{с}}^{\text{Д}-0.12} \cdot C_p \cdot (t_{\text{с}}^{\text{ПВП}-0.6} - t_{\text{с}}^{\text{Д}-0.12})}{h^{0.6} - h_{\text{др}}^{0.12}} \quad (2.14)$$

де $h^{0.6}, h_{др}^{0.12}$ – відповідно, ентальпія граючої пари та дренажу ($h^{0.6}=2840 \text{ кДж/кг}$, $h_{др}^{0.12}=660 \text{ кДж/кг}$).

$$D^{ПВП-0.6} = \frac{1.01 \cdot 1336.3 \cdot 4.19 \cdot 140 - 104}{2840 - 660} = 95.3 \text{ т/год}$$

Витрата пари 1.4 МПа на мазутогосподарство:

$$D_{мх}^{1.4} = \kappa_{мх} \cdot \sum D_{ЭЖ}^{ном}, \quad (2.15),$$

де $\kappa_{мх}=0.010$ (для I-го режиму).

$$D_{мх}^{1.4} = 0.010 \cdot 3360 = 33.6 \text{ т/год}$$

Сумарна витрата пари на власні потреби ТЕЦ (ПВП, Д-0.12, мазутогосподарство):

$$D_{с.н.} = D^{ПВП-0.12} + D^{Д-0.12} + D_{мх}^{1.4} \quad (2.16)$$

$$D_{с.н.} = 32.3 + 18.8 + 95.3 + 33.6 = 180 \text{ т/год}$$

2.4.2 Навантаження зовнішніх споживачів по гарячій воді

Гаряче водопостачання:

$$Q_{звс}^{зим} = \gamma_{звс} \cdot Q_{max} \quad (2.17)$$

$$Q_{звс}^{лет} = 0.7 \cdot Q_{звс}^{зим} \quad (2.18)$$

$$Q_{звс}^{зим} = 0.21 \cdot 1000 = 210 \text{ МВт},$$

$$Q_{звс}^{лет} = 0.7 \cdot 210 = 147 \text{ МВт}$$

Опалення і вентиляція:

$$Q_{о.в} = Q_{тс} - Q_{звс}, \quad (2.19)$$

де $Q_{тс} = Q_{max} = 1000 \text{ МВт}$ (для I-го режиму).

2.4.3 Температура води у тепломережі

Прийнятий якісний спосіб регулювання навантаження у тепломережі. При цьому витрата мережової води практично не змінюється, а регулювання здійснюється зміною температури води в тепломережі.

Температура води визначається температурним графіком (див. рис. 2.3).

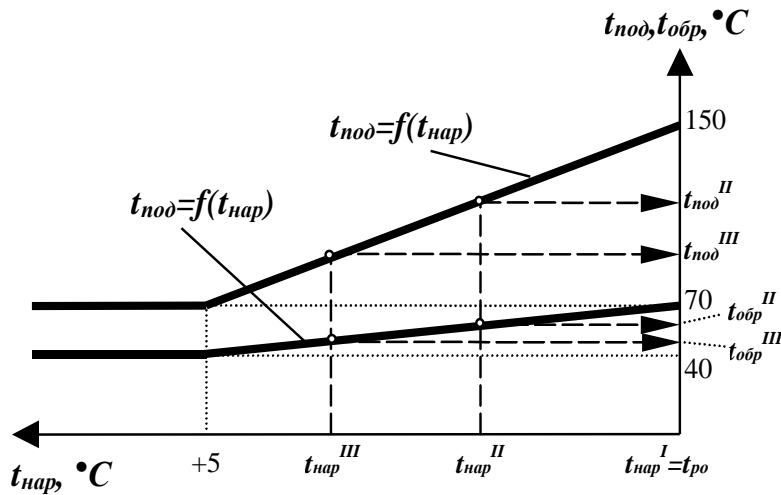


Рис. 2.3 Графік змінення температури води в тепломережі.

Подаюча лінія:

$$t_{nod} = 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Зворотна лінія:

$$t_{obr} = 70 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Середня температура води в тепломережі:

$$t_{mc}^{cp} = 0.6 \cdot t_{nod} + 0.4 \cdot t_{obr} \quad (2.20)$$

$$t_{mc}^{cp} = 0.6 \cdot 150 + 0.4 \cdot 70 = 118 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Температура початкової (сирої) води приймається:

$$t_{ucx} = 5 \text{ }^{\circ}\text{C} \text{ (зимою)}, t_{ucx} = 15 \text{ }^{\circ}\text{C} \text{ (влітку)}.$$

Витоки води з тепломережі:

$$G_{ym}^{TC} = 0.15 \cdot Q_{max} \quad (2.21)$$

$$G_{ym}^{TC} = 0.15 \cdot 1000 = 150 \text{ т/год}$$

Сумарна витрата підживлюючої води:

$$G_{подп}^{TC} = G_{ym}^{TC} \quad (2.22)$$

$$G_{подп}^{TC} = 150 \text{ т/год}$$

Теплова втрата з витоком з теплової мережі:

$$Q_{ym}^{TC} = \frac{G_{ym}^{TC} \cdot C_p \cdot (t_{mc}^{cp} - t_{ucx})}{3600} \quad (2.23)$$

$$Q_{ym}^{TC} = \frac{150 \cdot 4.19 \cdot 118 - 5}{3600} = 19.73 \text{ МВт}$$

Тепло яке вноситься з підживлюючою водою:

$$Q_{подн}^{TC} = \frac{G_{подн}^{TC} \cdot C_p \cdot (t_{XBO} - t_{исх})}{3600} \quad (2.24)$$

$$Q_{подн}^{TC} = \frac{150 \cdot 4.19 \cdot 30 - 5}{3600} = 4.36 \text{ МВт}$$

Сумарне теплофікаційне навантаження ТЕЦ (мережні підігрівачі та ПВК):

$$Q_{ТЭЦ} = Q_{TC} + Q_{ym}^{TC} - Q_{подн}^{TC} \quad (2.25)$$

$$Q_{ТЭЦ} = 1000 + 19.73 - 4.36 = 1015.36 \text{ МВт}$$

Витрата мережної води:

$$G_{с.в.} = \frac{3600 \cdot Q_{ТЭЦ}}{C_p \cdot (t_{под} - t_{обр})} \quad (2.26)$$

$$G_{с.в.} = \frac{3600 \cdot 1015.36}{4.19 \cdot 150 - 70} = 10904.9 \text{ т/год}$$

2.4.4 Розрахунок турбоустановок

Середня витрата пари 1.4 МПа від турбіни типу Р:

$$D_n^P = 640 \text{ т/год}$$

Сумарна витрата пари 1.4 МПа від турбіни типу Р:

$$\sum D_n^P = n_p \cdot D_n^P, \quad (2.27)$$

де n_p - кількість турбін типу Р.

$$\sum D_n^P = 2 \cdot 640 = 1280 \text{ т/год}$$

Середня витрата гострої пари на турбіну типу Р:

$$D_0^P = 710 \text{ т/год (визначається за витратною характеристикою турбіни).}$$

Сумарна витрата гострої пари на турбіну типу Р:

$$\sum D_0^P = n_p \cdot D_0^P \quad (2.28)$$

$$\sum D_n^P = 2 \cdot 710 = 1420 \text{ т/год}$$

Середня електрична потужність турбіни типу Р:

$N_9^P = 100$ МВт (за діаграмою режимів).

Сумарна електрична потужність турбін типу Р:

$$\sum N_9^P = n_p \cdot N_9^P \quad (2.29)$$

$$\sum N_9^P = 2 \cdot 100 = 200 \text{ МВт}$$

Середнє теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбіни Т:

$$Q_{cn}^T = 314 \text{ МВт}$$

Сумарне теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбіни Т:

$$\sum Q_{cn}^T = n_T \cdot Q_{cn}^T, \quad (2.30)$$

де n_T – кількість турбін типу Т.

$$\sum Q_{cn}^T = 314 \text{ МВт}$$

Середня витрата гострої пари на турбіну типу Т:

$$D_0^T = 760 \text{ т/год (за діаграмою режимів).}$$

Сумарна витрата гострої пари на турбіну типу Т:

$$\sum D_0^T = n_T \cdot D_0^T \quad (2.31)$$

$$\sum D_0^T = 2 \cdot 760 = 1520 \text{ т/год}$$

Середня електрична потужність турбіни типу Т:

$$N_9^T = 175 \text{ МВт (за діаграмою режимів).}$$

Сумарна електрична потужність турбін типу Т:

$$\sum N_9^T = n_T \cdot N_9^T \quad (2.32)$$

$$\sum N_9^T = 2 \cdot 175 = 350 \text{ МВт}$$

Сумарна витрата пари на турбіни:

$$\sum D_0 = \sum D_0^P + \sum D_0^T \quad (2.33)$$

$$\sum D_0 = 1420 + 1520 = 2940 \text{ т/год}$$

Сумарна електрична потужність турбін:

$$\sum N_{\text{э}} = \sum N_{\text{э}}^P + \sum N_{\text{э}}^T \quad (2.34)$$

$$\sum N_{\text{э}} = 200 + 350 = 550 \text{ МВт}$$

Сумарне теплофікаційне навантаження пікових водонагрівальних котлів:

$$Q_{\text{ПВК}} = Q_{\text{ТЭЦ}} - \sum Q_{\text{сн}}^T \quad (2.35)$$

$$Q_{\text{ПВК}} = 1015.36 - 628 = 387.36 \text{ МВт}$$

Сумарне виробництво пари енергетичними котлами:

$$\sum D_{\text{ЭК}} = \sum D_0 + G_{\text{yt}} + D_{\text{с.н.}} \quad (2.36)$$

$$\sum D_{\text{ЭК}} = 2940 + 43.7 + 180 = 3163.7 \text{ т/год}$$

Повна сумарна витрата живильної води енергетичними котлами:

$$\sum D_{\text{нв}} = \sum D_{\text{ЭК}} + D_{\text{прод}} \quad (2.37)$$

$$\sum D_{\text{нв}} = 3163.7 + 33.6 = 3197.3 \text{ т/год}$$

2.4.5 Енергетичні показники ТЕЦ

Повна сумарна витрата тепла на турбоустановку:

$$\sum Q_{\text{ТУ}} = \frac{\sum D_0 \cdot (h_0 - h_{\text{нв}}) + D_{\text{ПВП}-0.12} \cdot (h_{\text{ПВП}-0.12} - h_{\text{ПВП}-0.6}) + D_{\text{ПВП}-0.6} \cdot h_{\text{ПВП}-0.6} + D_{\text{мх}}^{1.4} \cdot h_{\text{мх}}^{1.4} + G_{\text{кп}} \cdot C_p \cdot (t_{\text{кп}}^{\text{ОКП}} - t_{\text{кп}})}{3600}, \quad (2.38)$$

де h_0 , $h_{\text{пв}}$ – відповідно ентальпії гострої пари і живильної води ($h_0=3520$ кДж/кг, $h_{\text{пв}}=1010$ кДж/кг).

$$\sum Q_{\text{ТУ}} = \frac{2940 \cdot 3520 - 1010 + 32.3 + 18.8 \cdot 2610 + 95.3 \cdot 2840 + 33.6 \cdot 2970 + 18.5 \cdot 4.19 \cdot 158 - 40}{3600} = 2192.30$$

Витрата тепла на виробничих споживачів:

$$\sum Q_{\text{н}} = \frac{D_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} - C_p \cdot G_{\text{о.к.}} \cdot t_{\text{о.к.}} - C_p \cdot \Delta G_{\text{о.к.}} \cdot t_{\text{ХВО}}}{3600}, \quad (2.39)$$

де $h_{\text{п}}=2970$ кДж/кг.

$$\sum Q_{\text{н}} = \frac{1250 \cdot 2970 - 4.19 \cdot 1000 \cdot 100 - 4.19 \cdot 250 \cdot 30}{3600} = 906.13 \text{ МВт}$$

Сумарна витрата тепла на зовнішніх споживачів:

$$\sum Q_{\text{вн}} = \sum Q_n + \sum Q_{\text{сн}} \quad (2.40)$$

$$\sum Q_{\text{вн}} = 906.13 + 628 = 1534.13 \text{ МВт}$$

Витрата тепла на турбоустановки на виробітку електроенергії:

$$\sum Q_{\text{TV}}^{\text{э}} = \sum Q_{\text{TV}} - \sum Q_{\text{вн}} - \frac{G_{\text{ym}} + G_{\text{кп}} \cdot (h_{\text{нв}} - C_p \cdot t_{\text{XBO}})}{3600} \quad (2.41)$$

$$\sum Q_{\text{TV}}^{\text{э}} = 2192.30 - 1534.13 - \frac{43.7 + 18.5 \cdot 1100 - 4.19 \cdot 30}{3600} = 642.90 \text{ МВт}$$

ККД турбоустановок по виробництву електроенергії:

$$\eta_{\text{TV}}^{\text{э}} = \frac{\sum N_{\text{э}}}{\sum Q_{\text{TV}}^{\text{э}}} \quad (2.42)$$

$$\eta_{\text{TV}}^{\text{э}} = \frac{550}{642.90} = 0.856$$

Питома витрата тепла на виробництво електроенергії:

$$q_{\text{TV}}^{\text{э}} = \frac{1}{\eta_{\text{TV}}^{\text{э}}} \quad (2.47)$$

$$q_{\text{TV}}^{\text{э}} = \frac{1}{0.856} = 1.1689,$$

$$q_{\text{TV}}^{\text{э}} = \frac{3600}{\eta_{\text{TV}}^{\text{э}}} \quad (2.43)$$

$$q_{\text{TV}}^{\text{э}} = \frac{3600}{0.856} = 4208.1 \text{ кДж/кВт·год}$$

Теплове навантаження енергетичних котлів:

$$\sum Q_{\text{ЭК}} = \frac{\sum D_{\text{ЭК}} \cdot (h_{\text{нт}} - h_{\text{нв}}) + D_{\text{прод}} \cdot (h_{\text{прод}} - h_{\text{нв}})}{3600}, \quad (2.44)$$

де $h_{\text{прод}} = 1600 \text{ кДж/кг}$;

$$h_{\text{нт}} = h_0 + 5 \text{ кДж/кг}.$$

$$\sum Q_{\text{ЭК}} = \frac{3163.7 \cdot 3525 - 1010 + 33.6 \cdot 1600 - 1010}{3600} = 2215.67 \text{ МВт}$$

ККД трубопроводів:

$$\eta_{\text{мп}} = \frac{\sum Q_{\text{TV}}}{\sum Q_{\text{ЭК}}} \quad (2.45)$$

$$\eta_{mp} = \frac{219230}{2215.67} = 0.989$$

ККД ТЕЦ по виробництву електроенергії:

$$\eta_{ТЭЦ}^{\vartheta} = \eta_{ТУ}^{\vartheta} \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_{ЭК} \quad (2.46)$$

де $\eta_{ЭК}$ - ККД енергетичних котлів (для твердого палива $\eta_{ЭК} = 0.86...0.90$).

$$\eta_{ТЭЦ}^{\vartheta} = 0.856 \cdot 0.989 \cdot 0.9 = 0.762$$

ККД ТЕЦ по виробництву і відпуску тепла на опалення, вентиляцію і ГВС:

$$\eta_{ТЭЦ}^T = \eta_{ТФ} \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_{ЭК} , \quad (2.47)$$

де $\eta_{ТФ}$ - ККД теплофікаційної установки ($\eta_{ТФ} = 0.99...0.995$)

$$\eta_{ТЭЦ}^T = 0.995 \cdot 0.989 \cdot 0.9 = 0.886$$

Питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії:

$$b_y^{\vartheta} = \frac{123}{\eta_{ТЭЦ}^{\vartheta}} \quad (2.48)$$

$$b_y^{\vartheta} = \frac{123}{0.762} = 161.45 \text{ г/кВт}\cdot\text{год}$$

Питома витрата умовного палива на виробництво та відпуск теплової енергії:

$$b_y^T = \frac{34.1}{\eta_{ТЭЦ}^T} \quad (2.49)$$

$$b_y^T = \frac{34.1}{0.886} = 38.49 \text{ кг/ГДж}$$

Розрахунок теплової схеми ТЕЦ приведений у таблиці 2.10, а пароводяний баланс ТЕЦ – у таблиці 2.11. Розрахункові формули або пояснення, також, зведені у таблиці.

Таблиця 2.10 – Розрахунок теплової схеми ТЕЦ.

Найменування розрахункової величини	Позначення	Одиниця виміру	Розрахункова формула або пояснення	I режим	II режим	III режим	IV режим
Відпуск технологічного пара промислового споживачеві							
Витрата пари Р = 1.4 МПа до зовнішнього споживача	D_p	т/год	За завданням	1250	1250	1250	1250
Частка виробничого конденсату, що втрачається на виробництві	$\gamma_{o.k.}$	%	Приймається	20	20	20	20
Витрата виробничого конденсату, що втрачається на виробництві	$\Delta G_{o.k.}$	т/год	$\Delta G_{o.k.} = \frac{\gamma_{o.k.} \cdot D_n}{100}$	250	250	250	250
Витрата зворотного конденсату, який повертається на ТЕЦ	$G_{o.k.}$	т/год	$G_{o.k.} = D_n - \Delta G_{o.k.}$	1000	1000	1000	1000
Температура зворотного конденсату	$t_{o.k.}$	°С	Приймається	100	100	100	100
Температура додаткової води після ХВО	t_{XBO}	°С	Приймається	30	30	30	30
Максимально можлива продуктивність енергетичних котлів	$\sum D_{ЭК}^{ном}$	т/год	$\sum D_{ЭК}^{ном} = n_{ЭК} \cdot D_{ЭК}^{ном}$	3360	22940	3360	3360
Безперервна продувка енергетичних котлів	$D_{прод}$	т/год	$D_{прод} = 0.01 \cdot \sum D_{ЭК}$	33.6	29.4	33.6	33.6
Витрата пари 0.6 МПа після розширювача безперервної продувки в деаератор – 0.6 МПа	$D'_{прод}$	т/год	$D'_{прод} = \kappa_{сеп} \cdot D_{прод}$ $\kappa_{сеп}=0.45$	15.1	13.2	15.1	15.1
Витрата концентрату безперервної продувки	$G_{к.п.}$	т/год	$G_{к.п.} = D_{прод} - D'_{прод}$	18.5	16.2	18.5	18.5
Частка внутрішньоциклових станційних витоків пари та конденсату	$\gamma_{вит}$	%	Приймається	1,3	1,3	1,3	1,3
Внутрішньоциклові станційні витоки пари та конденсату	$G_{ут}$	т/год	$G_{ут} = \frac{\gamma_{ут} \cdot \sum D_{ЭК}^{ном}}{100}$	43.7	38.2	43.7	43.7
Витрата додаткової хімічно-несоленої води в Д – 0.12	$G_{д.в.}$	т/год	$G_{д.в.} = \Delta G_{o.k.} + G_{ут} + G_{к.п.}$	312.2	304.4	312.2	312.2
Температура концентрата продувки перед охолоджувачем безперервної продувки(ОКП)	$t_{к.п.}$	°С	Приймається	158	158	158	158

Продовження таблиці 2.10 – Розрахунок теплової схеми ТЕЦ.

Найменування розрахункової величини	Позначення	Одиниця виміру	Розрахункова формула або пояснення	I режим	II режим	III режим	IV режим
Температура концентрата продувки після ОКП	$t_{к.п.}^{ОКП}$	$^{\circ}\text{C}$	Приймається	40	40	40	40
Температура додаткової води після ОКП	$t_{\text{в}}^{ОКП}$	$^{\circ}\text{C}$	$t_{\text{в}}^{ОКП} = t_{\text{ХВО}} + \frac{(t_{к.п.} - t_{к.п.}^{ОКП}) \cdot G_{к.п.}}{G_{\text{д.в.}}}$	37	36.3	37	37
Температура додаткової хімічно-несолоної води після ПВП – 0.12	$t_{\text{дв}}$	$^{\circ}\text{C}$	Приймається	90	90	90	90
Витрата пари 0.12 МПа хімічно-несолоної води після ПВП - 0.12	$D^{ПВП-0.12}$	т/год	$D^{ПВП-0.12} = \frac{1.01 \cdot G_{\text{д.в.}} \cdot C_p \cdot (t_{\text{дв}} - t_{\text{в}}^{ОКП})}{h^{0.12} - h_{\text{др}}^{0.12}}$ $h^{0.12} = 2610 \text{ кДж/кг}$ $h_{\text{др}}^{0.12} = 440 \text{ кДж/кг}$	32.3	31.9	32.3	16.5
Температура додаткової води і зворотного конденсату після Д - 0.12	$t_{\text{в}}^{Д-0.12}$	$^{\circ}\text{C}$	Приймається	104	104	104	104
Сумарна витрата додаткової води і зворотного конденсату після Д - 0.12	$G_{\text{в}}^{Д-0.12}$	т/год	$G_{\text{в}}^{Д-0.12} = \eta_{\text{в}} \cdot \frac{h_{\text{ок}} \cdot C_p \cdot t_{\text{ок}} + G_{\text{ок}} \cdot C_p \cdot t_{\text{дв}} + D^{Д-0.12} \cdot h^{0.12} + D^{ПВП-0.12} \cdot h_{\text{др}}^{0.12}}{C_p \cdot t_{\text{в}}^{Д-0.12} - \eta_{\text{в}} \cdot h^{0.12}}$	1363.3	1354.9	1363.3	1347.5
Витрата пари 0.12 МПа на атмосферний деаератор додаткової води і зворотного конденсату	$D^{Д-0.12}$	т/год	$D^{Д-0.12} = G_{\text{в}}^{Д-0.12} - G_{\text{ок}} - G_{\text{д.в.}} - D^{ПВП-0.12}$	18.8	18.6	18.8	18.8
Температура додаткової води і зворотного конденсату після ПВП - 0.6	$t_{\text{в}}^{ПВП-0.6}$	$^{\circ}\text{C}$	Приймається	140	140	140	140
Витрата пари 0.6 МПа на ПВП - 0.6	$D^{ПВП-0.6}$	т/год	$D^{ПВП-0.6} = \frac{1.01 \cdot G_{\text{в}}^{Д-0.12} \cdot C_p \cdot (t_{\text{в}}^{ПВП-0.6} - t_{\text{в}}^{Д-0.12})}{h^{0.6} - h_{\text{др}}^{0.12}}$ $h^{0.6} = 2840 \text{ кДж/кг},$ $h_{\text{др}}^{0.12} = 660 \text{ кДж/кг}$	95.3	94.7	95.3	94.2
Витрата пари 1.4 МПа на мазутогосподарство	$D_{\text{мх}}^{1.4}$	т/год	$D_{\text{мх}}^{1.4} = \kappa_{\text{мх}}^1 \cdot \sum D_{\text{ЭК}}^{\text{НОМ}}$ $\kappa_{\text{мх}}^1 = 0.01 \quad \kappa_{\text{мх}}^2 = 0.009 \quad \kappa_{\text{мх}}^3 = 0.008$ $\kappa_{\text{мх}}^4 = 0.004$	33,6	26.4 6	26,8 8	13,4 4
Сумарна витрата пари на власні потреби ТЕЦ (ПВП, Д-0.12, мазутогосподарство)	$D_{\text{с.п.}}$	т/год	$D_{\text{с.п.}} = D^{ПВП-0.12} + D^{Д-0.12} + D_{\text{мх}}^{1.4} + D^{ПВП-0.6}$	180	171.6	173.3	142.9

Продовження таблиці 2.10 – Розрахунок теплової схеми ТЕЦ.

Найменування розрахункової величини	Позначення	Одиниця виміру	Розрахункова формула або пояснення	I режим	II режим	III режим	IV режим
Навантаження зовнішніх споживачів по гарячій воді							
Гаряче водопостачання	$Q_{\text{звс}}$	МВт	$Q_{\text{звс}}^{\text{зим}} = \gamma_{\text{звс}} \cdot Q_{\text{max}}$ $Q_{\text{звс}}^{\text{лет}} = 0.7 \cdot Q_{\text{звс}}^{\text{зим}}$	210	210	210	210
Опалення і вентиляція	$Q_{\text{ов}}$	МВт	$Q_{\text{о.в.}} = Q_{\text{тс}} - Q_{\text{звс}}$	790	495.8	433.2	0
Сумарне теплове навантаження споживачів по гарячій воді	$Q_{\text{тс}}$	МВт	За графіком Россандера	1100,0	705.8	643.2	147
Температура води в тепломережі:							
Подаюча лінія	$t_{\text{под}}$	°C	За температурним графіком	150	96.9	88.2	70
Зворотна лінія	$t_{\text{обр}}$	°C	За температурним графіком	70	50,1	46,8	40
Середня температура води в тепломережі	$t_{\text{тс}}^{\text{ср}}$	°C	$t_{\text{тс}}^{\text{ср}} = 0.6 \cdot t_{\text{под}} + 0.4 \cdot t_{\text{обр}}$	118	78,2	71,7	58
Температура початкової (сирої) води	$t_{\text{исх}}$	°C	Приймається	5	5	5	15
Витоки води з тепломережі	$G_{\text{ут}}^{\text{ТС}}$	т/год	$G_{\text{ут}}^{\text{ТС}} = 0.15 \cdot Q_{\text{max}}$ $G_{\text{ут}}^{\text{ТС-лет}} = 0.05 \cdot Q_{\text{max}}$	150	150	150	50
Теплова втрата з витоком з теплової мережі	$Q_{\text{ут}}^{\text{ТС}}$	МВт	$Q_{\text{ут}}^{\text{ТС}} = \frac{G_{\text{ут}}^{\text{ТС}} \cdot C_p \cdot (t_{\text{тс}}^{\text{ср}} - t_{\text{исх}})}{3600}$	19.73	12,77	11,64	2,5
Сумарна витрата підживлюючої води	$G_{\text{подн}}^{\text{ТС}}$	т/год	$G_{\text{подн}}^{\text{ТС}} = G_{\text{ут}}^{\text{ТС}}$	150	150	150	50
Тепло яке вноситься з підживлюючою водою	$Q_{\text{подн}}^{\text{ТС}}$	МВт	$Q_{\text{подн}}^{\text{ТС}} = \frac{G_{\text{подн}}^{\text{ТС}} \cdot C_p \cdot (t_{\text{ХВО}} - t_{\text{исх}})}{3600}$	4,36	4,36	4,36	0,87
Сумарне теплофікаційне навантаження ТЕЦ (мережні підігрівачі та ПВК)	$Q_{\text{ТЭЦ}}$	МВт	$Q_{\text{ТЭЦ}} = Q_{\text{ТС}} + Q_{\text{ут}}^{\text{ТС}} - Q_{\text{подн}}^{\text{ТС}}$	1015,36	714,19	650,51	148,63
Витрата мережної води	$G_{\text{св}}$	т/год	$G_{\text{с.в.}} = \frac{3600 \cdot Q_{\text{ТЭЦ}}}{C_p \cdot (t_{\text{под}} - t_{\text{обр}})}$	10904,9	13111,7	13500,3	4256,7
Розрахунок турбоустановок							
Середня витрата пари 1.4 МПа від турбіни типу Р	$D_n^{\text{Р}}$	т/год		640	640	640	640

Продовження таблиці 2.10 – Розрахунок теплової схеми ТЕЦ.

Найменування розрахункової величини	Позначення	Одиниця виміру	Розрахункова формула або пояснення	I режим	II режим	III режим	IV режим
Сумарна витрата пари 1.4 МПа від турбіни типу Р	$\sum D_n^P$	т/год	$\sum D_n^P = n_p \cdot D_n^P$	1280	1280	1280	1280
Середня витрата гострої пари на турбіну типу Р	D_0^P	т/год	За витратною характеристикою турбіни	710	710	710	710
Сумарна витрата гострої пари на турбіну типу Р	$\sum D_0^P$	т/год	$\sum D_0^P = n_p \cdot D_0^P$	1420	1420	1420	1420
Середня електрична потужність турбіни типу Р	$N_{\text{э}}^P$	МВт	За діаграмою режимів	100	96	100	100
Сумарна електрична потужність турбін типу Р	$\sum N_{\text{э}}^P$	МВт	$\sum N_{\text{э}}^P = n_p \cdot N_{\text{э}}^P$	200	192	200	200
Середнє теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбіни Т	Q_{cn}^T	МВт		314	313,2	314	91
Сумарне теплофікаційне навантаження мережних підігрівачів турбіни Т	$\sum Q_{cn}^T$	МВт	$\sum Q_{cn}^T = n_T \cdot Q_{cn}^T$	628	626,40	628	235,23
Середня витрата гострої пари на турбіну типу Т	D_0^T	т/год	За діаграмою режимів	760	750	760	708
Сумарна витрата гострої пари на турбіну типу Т	$\sum D_0^T$	т/год	$\sum D_0^T = n_T \cdot D_0^T$	1520	1500	1520	1955,2
Середня електрична потужність турбіни типу Т	$N_{\text{э}}^T$	МВт	За діаграмою режимів	175	175	175	200
Сумарна електрична потужність турбін типу Т	$\sum N_{\text{э}}^T$	МВт	$\sum N_{\text{э}}^T = n_T \cdot N_{\text{э}}^T$	350	346	350	400
Сумарна витрата пари на турбіни	$\sum D_0^T$	т/год	$\sum D_0 = \sum D_0^P + \sum D_0^T$	2940	2920	2940	3375,2
Сумарна електрична потужність турбін	$\sum N_{\text{э}}$	МВт	$\sum N_{\text{э}} = \sum N_{\text{э}}^P + \sum N_{\text{э}}^T$	550	538	550	600

Продовження таблиці 2.10 – Розрахунок теплової схеми ТЕЦ.

Найменування розрахункової величини	Позначення	Одиниця виміру	Розрахункова формула або пояснення	I режим	II режим	III режим	IV режим
Сумарне теплофікаційне навантаження пікових водонагрівальних котлів	$Q_{ПВК}$	МВт	$Q_{ПВК} = Q_{ТЭЦ} - \sum Q_{сн}^T$	387,36	87,79	22,51	0
Сумарне виробництво пари енергетичними котлами	$\sum D_{ЭК}$	т/год	$\sum D_{ЭК} = \sum D_0 + G_{ум} + D_{с.н.}$	3163,7	3129,9	3156,9	3561,8
Повна сумарна витрата живильної води енергетичними котлами	$\sum D_{пв}$	т/год	$\sum D_{пв} = \sum D_{ЭК} + D_{прод}$	3197,3	3159,3	3190,5	3595,4
Енергетичні показники ТЕЦ							
Повна сумарна витрата тепла на турбоустановку	$\sum Q_{ТУ}$	МВт	$\sum Q_{ТУ} = \frac{\sum D_0 \cdot \epsilon_0 - h_m \cdot \left(\epsilon_{ПВК-0,12} + D^{0,12} \right) h^{0,12} + D^{ПВК-0,6} \cdot h^{0,6} + D_{сн}^{1,4} \cdot h^{1,4} + G_{с.н.} \cdot C_p \cdot (\epsilon_{сн} - t_{с.н.})}{3600}$	2192,3	2171,25	2186,75	2466,79
Витрата тепла на виробничих споживачів	$\sum Q_n$	МВт	$\sum Q_n = \frac{D_n \cdot h_n - C_p \cdot G_{о.к.} \cdot t_{о.к.} - C_p \cdot \Delta G_{о.к.} \cdot t_{ХВО}}{3600}$	906,13	906,13	906,13	906,13
Сумарна витрата тепла на зовнішніх споживачів	$\sum Q_{вн}$	МВт	$\sum Q_{вн} = \sum Q_n + \sum Q_{сн}$	1534,13	1532,53	1534,13	1141,36
Витрата тепла на турбоустановку і на виробітку електроенергії	$\sum Q_{ТУ}^э$	МВт	$\sum Q_{ТУ}^э = \sum Q_{ТУ} - \sum Q_{вн} - \frac{G_{ум} + G_{сн} \cdot (\epsilon_{пв} - C_p \cdot t_{ХВО})}{3600}$	642,9	625,35	637,35	1310,16
ККД турбоустановки по виробництву електроенергії	$\eta_{ТУ}^э$		$\eta_{ТУ}^э = \frac{\sum N_{э}}{\sum Q_{ТУ}^э}$	0,856	0,860	0,863	0,458
Питома витрата тепла на виробництво електроенергії	$\sum Q_{ЭК}$	МВт	$\sum Q_{ЭК} = \frac{\sum D_{ЭК} \cdot \epsilon_{тп} - h_{пв} \cdot D_{прод} \cdot (\epsilon_{прод} - h_{пв})}{3600}$	2215,67	2191,38	2210,97	2493,83

Продовження таблиці 2.10 – Розрахунок теплової схеми ТЕЦ.

Найменування розрахункової величини	Позначення	Одиниця виміру	Розрахункова формула або пояснення	I режим	II режим	III режим	IV режим
ККД трубопроводів	η_{mp}		$\eta_{mp} = \frac{\sum Q_{TY}}{\sum Q_{ЭК}}$	0,989	0,991	0,989	0,989
ККД ТЕЦ по виробництву електроенергії	$\eta_{ТЭЦ}^{\varnothing}$		$\eta_{ТЭЦ}^{\varnothing} = \eta_{TY}^{\varnothing} \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_{ЭК}$	0,762	0,767	0,768	0,408
ККД ТЕЦ по виробництву і відпуску тепла на опалення, вентиляцію і ГВС	$\eta_{ТЭЦ}^T$		$\eta_{ТЭЦ}^T = \eta_{TF} \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_{ЭК}$	0,886	0,863	0,862	0,862
Питома витрата тепла на виробництво електроенергії	q_{TY}^{\varnothing}	кДж/кВт · год	$q_{TY}^{\varnothing} = 1/\eta_{TY}^{\varnothing}$	1,1689	1,1624	1,1588	2,1836
			$q_{TY}^{\varnothing} = 3600/\eta_{TY}^{\varnothing}$	4208,1	4184,5	4171,8	7860,9
Питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії	b_y^{\varnothing} b_y^{\varnothing}	г/кВт · год	$b_y^{\varnothing} = \frac{123}{\eta_{ТЭЦ}^{\varnothing}}$	161,45	160,33	160,13	301,70
Питома витрата умовного палива на виробництво та відпуск теплової енергії	b_y^T	кг/ГДж	$b_y^T = \frac{34.1}{\eta_{ТЭЦ}^T}$	38,49	39,50	39,57	39,57

Таблиця 2.11 Пароводяної баланс ТЕЦ

Пароводяний баланс ТЕЦ											
Джерел о	Одиниця вимірюв ання	Режим				Споживач	Одиниця вимірюв ання	Режим			
		I реж им	II реж им	III реж им	IV реж им			I реж им	II реж им	III реж им	IV реж им
1. Пароводяний баланс енергетичних котлів											
Сумарна витрата живильн ої води енергети чних котлів	т/год	3197 ,3	3159 ,3	3190 ,5	3595 ,4	сумарні витрати острої пари на турбіну	т/год	2940	2920	2940	337 5,2
						внутрішньост анційні витрати пари та конденсату ТЕЦ	т/год	43,7	38,2	43,7	43,7
						витрата острої пари на власні потреби	т/год	180	171, 6	173, 3	142, 9
						Безперервне продування енергетичних котлів	т/год	33,6	29,4	33,6	33,6
Разом	т/год	3197 ,3	3190 ,5	3190 ,5	3595 ,4	Разом	т/год	3197 ,3	3190 ,5	3190 ,5	359 5,4
Джерел о	Одиниця вимірюв ання	Режим				Споживач	Одиниця вимірюв ання	Режим			
		I реж им	II реж им	III реж им	IV реж им			I реж им	II реж им	III реж им	IV реж им
2. Пароводяний баланс зовнішнього споживача технологічної пари											
Витрата пари 1,4 МПа зовнішнь ому спожива чу від турбін Р	т/год	1280	1280	1280	1280	витрати зворотнього конденсату повертаємого на ТЕЦ	т/год	1000	1000	1000	100 0
						Втрата конденсату на виробництві	т/год	250	250	250	250
Разом	т/год	1280	1280	1280	1280	Разом	т/год	1250	1250	1250	125 0
Джерел о	Одиниця вимірюв ання	Режим				Споживач	Одиниця вимірюв ання	Режим			
		I реж им	II реж им	III реж им	IV реж им			I реж им	II реж им	III реж им	IV реж им
3. Пароводяний баланс власних потреб											
Колектор пари 0,12 МПа	т/год	51,1	50,5	51,1	35,3	витрата пари 0,12 МПа на ПВП додаткової води і атмосферний деаератор додаткової води і зворотнього коденсату	т/год	51,5	50,5	51,5	35,3

Продовження таблиці 2.11 Пароводяний баланс ТЕЦ

Колект ор пари 0,6 МПа	т/год	95,3	94,7	95,3	94,2	Витрата пари 0,6 МПа на ПВП додаткової води і зворотнього конденсату	т/год	95,3	94,7	95,3	94,2
Колект ор пари 1,4 МПа	т/год	33,6	26,46	26,88	13,44	Втрата пари 1.4 МПа на мазутогосп одарство	т/год	33,6	26,46	26,88	13,44
Разом	т/год	180	171,6	173,3	142,9	Разом	т/год	180	171,6	173,3	142,9

2.5 Компонування головного корпусу

Головним корпусом теплової електростанції називають головний її будинок, усередині якого розміщується основне і зв'язане з ним допоміжне енергетичне устаткування, що здійснює головний технологічний процес перетворення теплоти згоряння палива в електричну енергію. Устаткування, розміщене в головному корпусі, з'єднано поруч технологічних ліній з іншими виробничими пристроями електростанції (паливне господарство, технічне водопостачання, очищення і видалення димових газів і ін.).

Під компонуванням головного корпусу електростанції розуміють взаємне розташування його приміщень, устаткування і будівельних конструкцій. В даний час застосовується головним чином закриті компонування з розміщенням устаткування в котельному, деаераторному і машинному відділеннях, що розташовані паралельно, зімкнуто й утворюють єдиний головний корпус.

Компонування головного корпусу повинно задовольняти наступним технічним і економічним вимогам.

1. Необхідно забезпечити надійне здійснення технологічного процесу ТЕЦ. Повинні виконуватися вимоги протипожежної безпеки й охорони праці. Пристрої окремих елементів головного корпусу ТЕЦ, а також їхнє взаємне розміщення, повинні забезпечити надійне здійснення технологічного процесу. Так, деаератори з їхніми баками розміщують на необхідній висоті (звичайно приблизно 25 м) над живильними насосами щоб уникнути вскипання води і явища кавітації на вході води в них.

2. Компонування головного корпусу повинно забезпечувати індустриальні методи його будівництва і монтажу, ремонту устаткування. Передбачають установку вантажопідйомних механізмів (електричних бруківок кранів ін.) для обслуговування основного і допоміжного устаткування.

3. Компонування головного корпусу повинно передбачати зручні умови експлуатації, зокрема наявність достатніх проходів між устаткуванням, монтажних і ремонтних площадок, вільного місця для виїмки елементів устаткування. Повинні враховуватися сучасні методи керування роботою устаткування – автоматичного і дистанційного – із пристроєм блокових щитів керування, з використанням електронних обчислювальних машин і т.д.

4. Забезпечення санітарно-гігієнічних вимог, що включають забезпечення нормальних умов праці персоналу електростанції, нормальних умов життя населення, захист навколишнього середовища в районі електростанції.

5. Економічність спорудження й експлуатації електростанції.

Тип компонування головного корпусу залежить від багатьох факторів, з яких потрібно виділити наступні:

1. Вид палива, спосіб його подачі і підготовки.

2. Енергетичний тип електростанції, тип і число турбоагрегатів і котлоагрегатів, технологічна структура електростанції - блокова чи неблокова.

3. Вимоги економічності спорудження, зручності експлуатації і санітарно-гігієнічні.

4. Кліматичні і метеорологічні умови в районі електростанції.

Відповідно до установки в головному корпусі основних енергетичних агрегатів - котлоагрегатів і турбоагрегатів - до складу головного корпусу входять два основних приміщення (відділення): котельне і турбінне (машинний зал). Крім того, між котельним і турбінним приміщеннями знаходиться так зване, проміжне приміщення для різного допоміжного устаткування турбоагрегатів і котлоагрегатів.

Для даного типу проекрованої ТЕЦ приймаємо компонування зімкнутого типу з центральним розташуванням бункерно-деаераторного відділення, при якому основні і допоміжні приміщення впритул примикають друг до друга без будівельних розривів.

2.5.1 Компонування котельного відділення

Усі сучасні котли виконуються з нижнім випуском димових газів. Тому їх вигідно розміщувати фронтом до турбінного залу, а димососи, вентилятори і димарі встановлювати на нульовій відмітці. Димососи і вентилятори встановлюються на відкритому повітрі. Димарі споруджують поблизу головного корпусу на відстані 20-40 м від зовнішньої стіни котельного приміщення. Враховуючи високу вартість труб, приймають одну трубу на всі парові котли.

На висоті 9-11 м передбачається площадка обслуговування котлів. На площадці розміщаються індивідуальні і групові щити керування, а з устаткування – живильники палива.

У зв'язку з великою висотою приміщення і з метою створення зручностей для обслуговуючого персоналу в котельному відділенні передбачаються один грузопасажирський ліфт на чотири котли.

2.5.2 Компонування турбінного відділення

Компонування турбінного відділення визначається обраним способом розташування турбін. У турбінному відділенні проектованої ТЕЦ турбоагрегати типу Р-100/105-130/15 розташовуються поперечно, а типу Т-175/210-130 розташовуються продольно. Розмір прольоту визначається довжиною турбіни разом з генератором і збудником і деяким запасом для виїмки ротора генератора.

Устаткування в турбінному відділенні розміщується по “острівному” принципу. Уздовж залу з визначеним кроком встановлюються турбоагрегати, а біля кожного з них – допоміжне устаткування. Відстань між турбінами

вибирається такою, щоб загальна довжина турбінного і котельного відділень були однаковими.

По висоті залу передбачаються дві площадки обслуговування: на відмітці 0,0 м і на відмітці 8 – 11 м.

На нульовій відмітці (підлозі) турбінного приміщення розміщується допоміжне устаткування (живильні і конденсатні насоси, регенеративні підігрівники, масло і газоохолоджувачі й ін.).

На відмітці 8-9 м розташовується площадка обслуговування турбінної установки. На площадці встановлені органи керування основними засувками і вентилями. Тут же розташовується приладовий щит турбін.

У постійного і тимчасового торців турбінного залу передбачаються площадки, не зайняті устаткуванням, що призначаються для розкладки деталей при ремонтних і монтажних роботах.

Частина устаткування турбінного залу розташовується в деаераторному приміщенні, що має кілька поверхів. На нульовій відмітці розміщуються розподільчі пристрої власних потреб і кабельні коридори. На другому поверсі, що має однакову відмітку з площадкою обслуговування турбін, розташовуються блокові щити керування, кабінет начальника зміни блоку і приміщення для збору чергового персоналу, а також трубопроводами пари і води.

Деаератори завжди встановлюються на верхніх поверхах. Це створює додатковий підпір води на всасі живильних насосів, що підвищує надійність їхньої роботи.

У турбінному відділенні встановлюються один чи два мостових крана, вантажопідйомність яких вибирається з розрахунку підйому найбільш важкої деталі устаткування (статор генератора). Відмітка розташування крана над площадкою обслуговування вибирається така, щоб можна було знімати циліндри турбін і трубчатку підігрівників і переносити їх над працюючими турбінами на ремонтні площадки.

Вентиляція турбінного відділення здійснюється за рахунок природної конвекції через аераційний ліхтар.

Вибір компонування головного корпусу здійснений по [4,5].

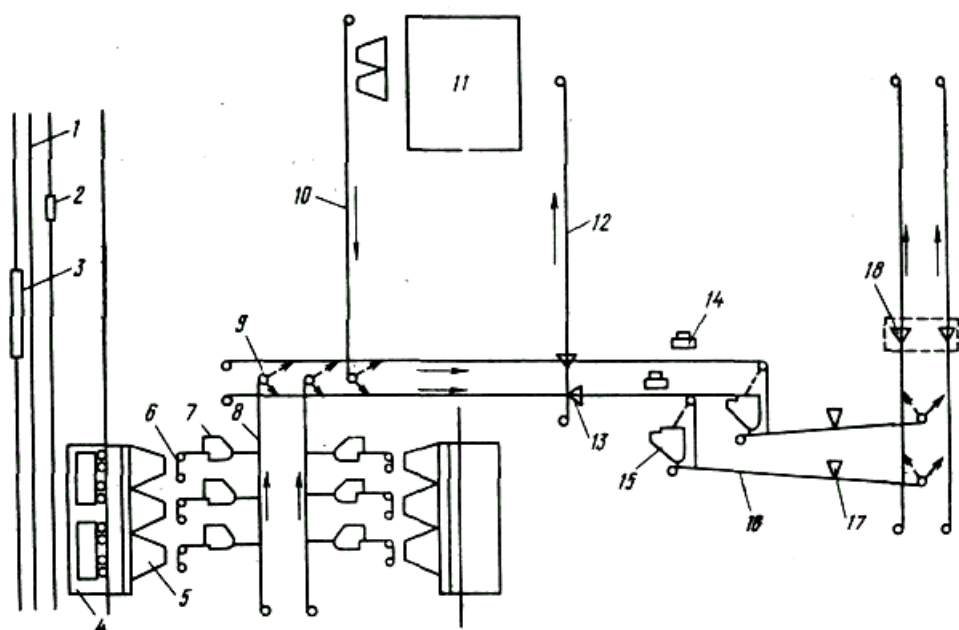
2.6 Допоміжні господарства ТЕЦ

2.6.1 Паливне господарство ТЕЦ

2.6.1.1 Вугільне господарство

Паливне господарство ТЕЦ забезпечує приймання, зберігання, підготовку та транспортування на електростанції палива.

Принципова схема паливного господарства ТЕС на твердому паливі показана на рис. 2.6.1. Доставка твердого палива здійснюється головним чином залізничним транспортом в вагонах вантажопідйомністю 60 та 125 т. Після автоматичного зважування вагони потрапляють в приймально-розвантажувальний пристрій. Приймально-розвантажувальні пристрої виконуються закритого типу і включають в себе пристосування для розвантажування вагонів, приймальні бункера та засоби для пересування палива в тракт паливоподачі або на склад. В зимовий час вагони з змерзшимся паливом розігріваються перед розвантаженням в розморожуючих пристроях.



1 – залізничні колії; 2, 17 – ваги; 3 – розморожуючий пристрій; 4 – розвантажувальний пристрій; 5 – бункера; 6 – стрічкові живильники з барабаними магнітними сепараторами; 7 – дробарки попереднього подрібнення; 8 – стрічкові конвейєри; 9 – вузол перевантаження; 10, 11, 16 – конвейєри подачі палива відповідно зі складу, на склад та в котельне відділення; 12 – склад; 13 – плужковий скидальник; 14 – підвісний магнітний сепаратор; 15 – дробарка; 18 – плужковий скидальник палива в бункера котлів.

Рис. 2.6.1. Принципова схема паливного господарства ТЕС на твердому паливі.

Для розвантаження вагонів з паливом на електростанції застосовуються стаціонарні вагоноопрокидувачі. Кількість вагоноопрокидувачів на електростанції визначається з розрахунку розвантаження 12 вагонів за годину при наявності одного резервного вагоноопрокидувача. Добова витрата палива визначається виходячи з 24-годинної роботи всіх енергетичних парових котлів при їх номінальному навантаженні. Витрата палива водонагрівальними котлами визначається з умови 24-годинної їх роботи при покритті теплових навантажень при середній температурі самого прохолодного місяця.

Вагоноопрокидувачі розвантажують паливо в приймальні бункера, звідки воно потрапляє в дробарки попереднього подрібнення. Для зберігання дробарок від поломок металевими домішками перед ними встановлюються шківні електромагнітні сепаратори, які одночасно є приводними барабанами стрічкових транспортерів. Після дробарок паливо з допомогою стрічкових конвейерів подається у вузол перевантаження.

Подача палива від кожного вагоноопрокидувача здійснюється одним стрічковим конвейером з продуктивністю, рівною продуктивності вагоноопрокидувача.

З першого вузла перевантаження паливо з допомогою двох нахилених стрічкових конвейерів подається до молоткових дробарок, де здійснюється подрібнення палива до кусків розміром не більше 25 мм. Перед дробарками встановлюються шківний та підвісний електромагнітні залізівідокремлювачі. Продуктивність всіх встановлених дробарок приймається не менше продуктивності всіх конвейерів подачі палива. Для відсіву дрібних фракцій палива, не потребуючих подрібнення, перед дробарками встановлюються грохот або стаціонарні колосникові решітки. Після дробарок паливо з допомогою стрічкових конвейерів потрапляє на другий вузол перевантаження головного корпусу ЕС, де перевантажується на конвейери бункерної галереї, які розподіляють паливо по бункерам котлів. Контроль якості потрапляючого до котлів палива виконується зважуванням його на конвейерах після дробарок.

Подача палива в котельне відділення здійснюється двома стрічковими конвейерами, розрахованими на трьохзмінну роботу, з яких один є резервним, хоч можливість роботи одночасно двох повинна бути забезпечена.

Створення резерву палива та усунення можливої невідповідності між поставкою та витратою забезпечуються складами палива. Ємність складів приймається, як правило, рівною 30-добовій витраті палива (для електростанцій, розташованих в районі вугільних розрізів або шахт на відстані до 40 км, ємність складу приймається рівною 7-добовій витраті, а на відстані до

100 км - 15- добовій витраті).

Подача палива на склад виконується однопитковим стрічковим конвейером від першого вузла перевантаження. Зі складу паливо також подається однопитковим конвейером. При цьому продуктивність всіх механізмів подавання палива зі складу приймається не менше продуктивності конвейєра.

Термін зберігання палива на складі з запасом більше 100000 т встановлюється для кам'яного вугілля 2-6 років в залежності від стійкості до самозаймання.

В системах паливоподачі широко використовуються стрічкові конвейєри з тканевою прогумованою смугою шириною 1600—2000 мм та швидкістю руху 1,6; 2 або 2,5 м/с. Такі транспортери мають продуктивність від 1600 до 4000 м³/год палива. Кут підйому стаціонарного конвейєра може досягати 15°, а довжина — до декількох сотень метрів. Для скидання палива з стрічкового конвейєра застосовуються плужкові скидальники, які встановлюються над стрічкою і обладнані пристроєм підйому та опускання.

Попереднє подрібнення палива виконується в дискозубчатих дробарках. При цьому подрібнення палива здійснюється до кусків розміром 50—150 мм. Для відбору з потоку подрібненого палива випадково знаходящоїся в ньому деревини, ганчір'я та паперу, які можуть стати причиною аварій механізмів пилоприготування та пальників котла, служать щепоуловлювачі. Щепоуловлювач являє собою гребенчатий ротор діаметром близько 1 м з декількома рядами гребінок по колу. Їх встановлюють в потоці подрібненого палива, падаючого з барабану стрічкового конвейєра. При обертанні ротора гребінки прочісують потік падаючого вугілля, вихоплюючи домішки, і видаляють їх.

До недоліків ШБМ відносяться громіздкість та складність обладнання; значана питома витрата е/е на пилеприготування. Для зниження питомої витрати е/е слід використовувати на режимі максимальної можливої продуктивності.

Значним недоліком є сильний знос металевих шарів (при приготуванні 1 тонни пилу зноситься 400 г металу, що згодом потрапляє в топку та знижує коефіцієнт згорання).

Для поліпшення санітарних умов праці обслуговуючого персоналу, а також попередження займань та вибухів відкладень пилу в системі паливоподачі застосовують ефективне обезпилення. При цьому використовується аспірація, паро-, гідро- та пінообезпилення.

Найбільший ефект досягається при застосуванні пінообезпилення протипильним 30%-вим концентратом. Розпилений повітрям пінорозчин, що містить поверхнево-активні речовини, закриває паливо піною товщиною до 20 мм, що перешкоджає виходу пилу та вибиванню її при перевантаженні та розвантаженні палива. Серійно випускаємі піноутворювачі продуктивністю 2—3 м²/хв встановлюються в місцях розвантаження та перевантаження палива.

Для видалення вугільного пилу в приміщеннях паливоподачі застосовують туманоутворювачі.

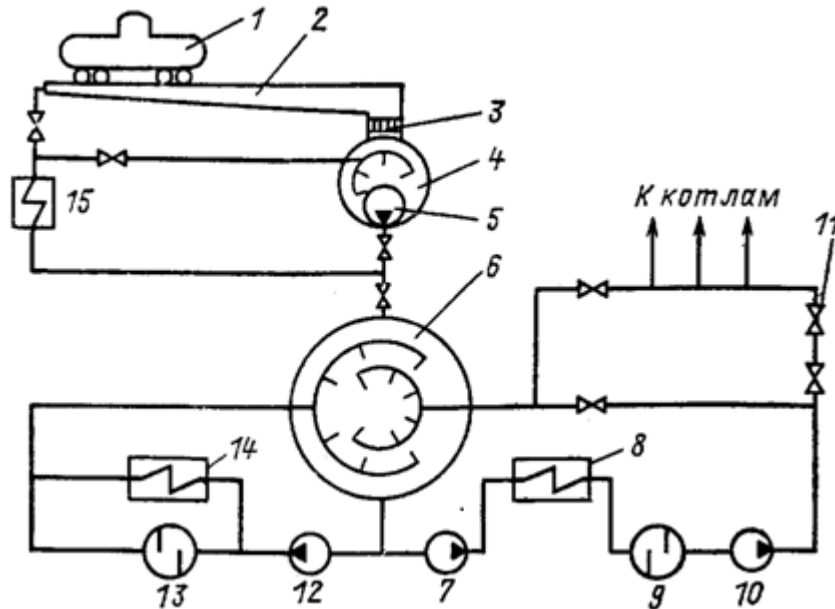
Зберігання та транспортування палива зв'язані з його втратами. Значення втрат палива при переробці та зберіганні нормуються та складають в залежності від виду палива: при розвантаженні 0,05—0,1%; при пересиланні по тракту паливоподачі, подаванні на склад та видачі з нього 0,15—0,25% та при зберіганні на складі протягом року 0,2—0,3%.

Зберігання палива на складі потребує постійного спостереження та обслуговування. Для запобігання самозаймання палива на складі штабелі та їх відкоси ущільнюють укаткою бульдозерами та катками. Систематично контролюють температуру всередині штабеля: при безперервному рості температури вище 60°C паливо зі складу відправляють в тракт паливоподачі до котлів.

Окрім бульдозерів склади механізовані екранами-перевантажувачами безперервної дії з ковшовими транспортерами продуктивністю 1800 т/год та прольотом моста 90м або роторними завантажувальними машинами

продуктивністю 1500—2000 т/год.

2.6.1.2 Мазутне господарство



1-цистерна; 2-лоток приймально-зливного пристрою; 3 - фільтр сітка, 4 - приймальний резервуар; 5-перекачує насос; 6-основний резервуар; 7 - насос I-підйому; 8-основний підігрівач мазуту; 9-фільтр тонкого очищення ; 10-насос II-підйому; 11-резервуар подачі мазуту до котла; 12-насос рециркуляції; 13-фільтр очищення резервуара; 14-підігрівач мазуту на рециркуляцію; 15-підігрівач мазуту на рециркуляцію приймального резервуара.

рис.2.6.2 Принципіальна схема мазутного господарства ТЕС:

Мазутним господарством іменується комплекс пристроїв і споруджень, призначених для приймання, збереження, підготовки і подачі мазуту до котлів. Для проектованої ТЕС мазутне господарство є резервним, тому що основним паливом є кам'яне вугілля.

Основними об'єктами мазутного господарства ТЕС є: приймально-розвантажувальний пристрій, мазутосховище (мазутосклад), насосна станція, мазутопроводи. Мазут на ТЕС доставляється залізничним транспортом. У

лотках перед резервуарами встановлюються сітки з отворами 10x10 мм, для затримки сторонніх предметів.

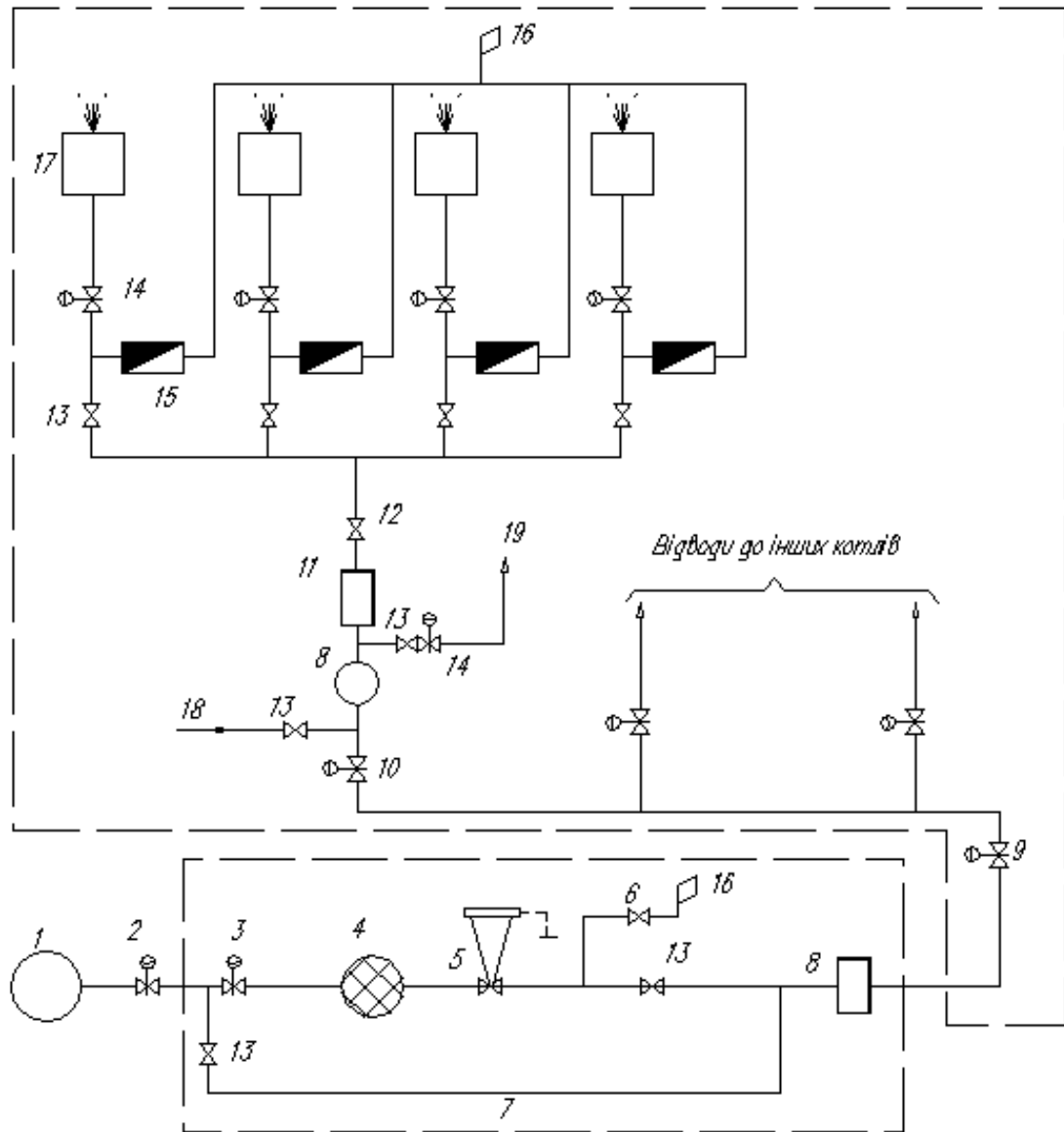
Приймально-зливний пристрій призначається для прийому мазуту з залізничних цистерн, розігріву, зливу і перекачування мазуту в резервуарисховища. Споруди приймально-зливного пристрою розраховують на прийом цистерн вантажопідйомністю 50,60 і 120 т. Для зливу мазуту потрібно попередній розігрів його в цистернах до температури 60-70⁰ С.

Для збереження необхідної кількості мазуту на ТЕЦ передбачається мазутосховище з металевими чи залізобетонними резервуарами. Мазут доставляється залізничним транспортом. Ємність баків мазутного господарства для пікових водонагрівальних котлів розраховується на 10-добову витрату. Резервуари можуть бути наземними і підземними. Резервуари розпалювальних мазутохозяйств виконують наземними з обвалуванням. Кожен резервуар обладнується пристроями для прийому, підігріву і видачі мазуту, приладами для виміру рівня, добору проби мазуту й ін.

З резервуарів-сховищ мазут самопливом чи за допомогою насосів подається в будинок насосної станції, де встановлюються насоси, теплообмінники і фільтри тонкого очищення. Тут мазут підігрівається, очищається і під заданим тиском подається в котельне приміщення.

Для забезпечення надійності транспорту мазуту його підігрівають протягом всього тракту руху. Первинний підігрів до температури 34 – 45°C (здійснюється в приймально-розвантажувальному пристрої при зливі з цистерн і русі по самопливних лотках). У резервуарах мазут підігрівається до 90°C. Остаточний підігрів до температури 120–150°C, обраний за умовами розпилювання, здійснюється в підігрівниках, встановлених у насосній станції (4,5,10)

2.6.1.3 Газове господарство



1-газова магістраль; 2,3,9,10-засувки з електроприводом; 4-фільтр; 5-регулятор тиску; 6-запобіжний клапан; 7-байпасна лінія; 8-витратомір; 11-швидкодіючий клапан; 12-регулюючий клапан; 13,14-запірні засувки на лінії до пальників; 15-корковий кран; 16-свічка; 17-пальники котла; 18-подача свіжого повітря для продувки газопровода; 19-запальник.

Рис.2.6.3 – Технологічна схема газового господарства.

Газоподібне паливо є найбільш зручним і високо економічним із усіх видів палива, які застосовуються для промислових енергоустановок [1].

Газове господарство ТЕЦ нескладне, відносно дешеве по капітальних витратах і найбільш надійне в експлуатації. Для ТЕЦ застосовуються природні і штучні горючі гази.

Паливне господарство ТЕЦ на газовому паливі складається з газорозподільного пункту і системи газопроводів. Газ до ГРП подається з розподільної станції яка розташовується за межами ТЕЦ і з'єднаної з магістральним газопроводом. Тиск газу перед ГРП складає 1-1.2 МПа. Для його зниження у форсунок парового котла до 0.13-0.2 МПа передбачається дроселювання газу в ГРП. Дроселювання можливе в одну чи дві ступені у залежності від загального перепаду тиску газу. Через різкий шум при дроселюванні газу ГРП розміщують в окремому будинку на території ТЕЦ. Продуктивність ГРП на ТЕЦ, що працюють на газовому паливі в якості основного, розраховується на максимальну витрату газу всіма робочими паровими котлами.

Прокладка всіх газопроводів на території ТЕЦ виконується наземно на залізобетонних чи металевих естакадах. Газ від ГРП до магістралі котельні і від магістралі котельні до котлів підводиться по одному газопроводу. На відводах до котлів встановлюється запірна і регулююча арматура з дистанційним керуванням, а також прилад для виміру витрати газу. На всіх кінцевих точках газопроводів робляться продувні лінії з щільною арматурою, що служать для видалення газу з трубопроводів при ремонтах. Арматуру на основних газопроводах встановлюють тільки сталеву.

Підготовка газу до спалювання полягає в очищенні його від пилу і забезпеченні необхідного тиску перед пальниками. У схемі ГРП передбачається установка волокнистого фільтра для знепилювання газу, автоматичного регулятора тиску газу „ після себе “, приладів для виміру тиску і витрати газу, запірної арматури. У схемі ГРП передбачається оборотна лінія для подачі газу в котельню при ремонтах на ГРП.

На газопроводах перед і після ГРП застосовують засувки з електроприводом. Для запобігання підвищення тиску за регульовальними клапанами вище припустимого встановлюють запобіжний клапан.

На газопроводі до кожного парового котла маються: запірна засувка, шайба витратоміра, регулятор витрати газу, імпульсний швидкодіючий клапан, що працює автоматично в залежності від падіння тиску повітря в пальниках до заданого значення. Регулятор витрати газу керується виконавчим механізмом системи автоматики горіння по двох імпульсах: тиску пари в паровому котлі і перепаду тиску на діафрагмі пароміра.

Для газопроводів використовуються сталеві безшовні труби, діаметр яких вибирається по витраті газу і прийнятій швидкості його руху. Швидкості, що рекомендуються, складають 60-80 м/с для магістральних газопроводів і 40-60 м/с для відводів до котлів.

Зовнішній газопровід від ГРП до котельного відділення прокладається на естакаді. Температурні подовження сприймаються компенсаторами. Газопровід покривається тепловою ізоляцією.

Витрата газу, що надходить на ТЕЦ, вимірюється в $\text{м}^3/\text{год}$ при нормальних умовах дросельними самописними газомірами, встановлюваними на загальній магістралі котельного відділення, а також на газопроводі до кожного парового котла.

2.6.2 Система технічного водопостачання

2.6.2.1 Споживання технічної води на ТЕЦ

Для нормальної роботи ТЕЦ потрібно надійне і безперебійне постачання водою. Споживачами технічної води на ТЕЦ є конденсатори турбін і технологічні конденсатори, системи охолодження підшипників різних механізмів, системи заповнення втрат води в циклі станції і численні допоміжні

теплообмінники і системи. Загальна витрата води складається з витрат окремих споживачів і повина відповідати дебіту обраного джерела водопостачання.

Конденсатори турбін є основними споживачами води. На ТЕЦ застосовуються одноходові і багатоходові (до чотирьох ходів) конденсатори. Незважаючи на трохи більший гідравлічний опір, частіше застосовуються багатоходові конденсатори в основному через те, що питома витрата води на конденсацію пари в них менше, ніж в одноходових.

Характеристикою конденсатора є кратність охолодження:

$$m = G_k / D_k \quad (2.50)$$

де G_k - витрата води, кг/з;

D_k - витрата пари в конденсатор, кг/з;

Для багатоходових конденсаторів $m = 50 - 70$, для одноходових

$m = 100 - 110$.

Витрата води для конденсації пари і підтримки необхідного вакууму в конденсаторі визначається з рівняння балансу тепла :

$$D_k \cdot (h_k^H - h_k) = G_k \cdot (h_{B,2} - h_{B,1}) \quad (2.51)$$

Звідси витрата води (кг/с) буде дорівнювати:

$$G_k = D_k \cdot ((h_k^H - h_k) / (h_{B,2} - h_{B,1})) \quad (2.52)$$

де h_k^H, h_k - ентальпія пари і конденсату, кДж/кг;

$h_{B,2}, h_{B,1}$ - ентальпія води на вході в конденсатор і на виході з нього, кДж/кг

Для підтримки вакууму температура вихідної води повинна бути нижче на $5-10^\circ \text{C}$ температури насичення в конденсаторі.

З приведених формул випливає, що витрата води через конденсатор залежить від початкової її температури. При проектуванні систем водопостачання розрахункова витрата приймається по найбільш теплій порі року, коли температура води максимальна.

Газоохолоджувачі генераторів також є важливими споживачами. Витрата води на газоохолоджувачі, залежить від кількості тепла, що

виділяється в обмотках генератора. Відповідне рівняння балансу тепла має вигляд:

$$N_{\text{э}} \cdot (1-\eta) = G_{\text{г}} \cdot C_{\text{г}} \cdot t_{\text{г}} = G_{\text{в}} \cdot C_{\text{в}} \cdot t_{\text{в}} \quad (2.53)$$

звідси витрата води (кг/с) буде дорівнювати:

$$G_{\text{в}} = N_{\text{э}} \cdot (1-\eta) / C_{\text{в}} \cdot t \quad (2.54)$$

де $N_{\text{э}}$ - потужність генератора, кВт;

η - ККД генератора;

$G_{\text{г}}, G_{\text{в}}$ - витрата відповідно газу і води, кг/с;

$C_{\text{г}}, C_{\text{в}}$ - теплоємність відповідно газу і води, кДж/кг;

$t_{\text{г}}, t_{\text{в}}$ - різниця температур відповідно газами води на виході з газоохолоджувача і вході в нього, °С.

З метою надійного охолодження обмоток газоохолоджувача розрахунок ведуть таким чином, щоб нагрів води в них був не вище 5°С.

Наступні споживачі технічної води – маслоохолоджувачі. Маслоохолоджувачі служать для охолодження масла, що циркулює в масляній системі турбін. Витрата води на маслоохолоджувачі визначається по тій же формулі, що і для газоохолоджувачів, з підстановкою замість ККД генератора ККД (механічного) турбіни і відповідних параметрів масла.

Вода на газоохолоджувачі і маслоохолоджувачі подається з напорної лінії конденсаторів турбін.

Системи охолодження допоміжних пристроїв і механізмів. На ТЕЦ мається велике число пристроїв і механізмів, що вимагають безупинного чи періодичного постачання водою, необхідної для охолодження чи підшипників відводу тепла від різних технологічних об'єктів.

На ТЕЦ вода в системи охолодження допоміжного устаткування подається з напорної лінії конденсаторів турбін. Якщо напір недостатній, то встановлюються додаткові насоси з резервом 100%. Забір води з напірної лінії можливий тільки при роботі основних циркуляційних насосів. Для ТЕЦ застосування такої схеми подачі води цілком виправдано, оскільки допоміжні

механізми, що вимагають охолодження, пускаються і зупиняються з невеликою різницею за часом між пуском і зупинкою основних агрегатів.

Подача води на системи водопідготовки, золошлаковидалення, газоочистки проводиться з лінії після конденсаторів турбін допоміжними насосами. При прямоточній системі водопостачання ці витрати не враховуються, а при оборотній системі розглядаються як втрати води в системі.

Загальна витрата води, що повинний забезпечуватися роботою циркуляційних насосів складається з витрат на охолодження конденсаторів (G_k), газоохолоджувачів ($G_{го}$), маслоохолоджувачів ($G_{мо}$) і систем охолодження допоміжного устаткування ($G_{доп}$), тобто

$$G_{заг} = G_k + G_{го} + G_{мо} + G_{доп} \quad (2.55)$$

З загальної витрати води приблизно 85-90 % приходить на частку конденсаторів турбін.

В умовах експлуатації витрата води може зрости внаслідок утворення відкладень у трубках конденсаторів турбін і інших теплообмінників. Найбільше сильно відкладення позначаються на роботі конденсаторів, викликаючи не тільки збільшення витрати води, але і погіршення вакууму, що, у свою чергу, знижує потужність турбін. Для боротьби з відкладеннями застосовується хімічна обробка води і механічне очищення трубок апаратів шомполюванням шарошками.

Для очищення трубок конденсаторів турбін “на ходу”, без останова турбіни, розроблена і застосовується система очищення за допомогою гумових кульок.

Система складається з водяного ежектора, сітки у вихідній камері і трубопроводів для транспортування кульок. Гумові кульки, діаметр яких вибирається рівним діаметру трубок, розвантажуються у вхідну камеру конденсатора. Захоплюються потоком води, вони проходять по трубках і зчищають відкладення. У вихідній камері вони затримуються сіткою і разом з невеликою кількістю води забираються ежектором і знову направляються у

вхідну камеру. Система включається періодично шляхом подачі води в ежектор [10] .

2.6.2.1.1 Вибір градирень.

Витрата циркуляційної води при конденсаційному режимі турбіни Т-175/210-130 складає $24800 \text{ м}^3/\text{год}$, таблиця 3.5 [7].

Густину зрошення g_r приймаємо $6 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{год})$.

Знайдемо площину зрошення:

$$F = G_{\text{о.в.}}/g_r = 24800/6 = 4133 \text{ м}^2.$$

По таблиці 6.26 [7] вибираємо 4 баштові градирні БГЖ-2100-70, які мають наступні основні характеристики:

Площина зрошення 2100 м^2 ;

Гідравлічне навантаження $13,5\text{-}16,0 \text{ тис. м}^3/\text{год}$;

Густина зрошення $6\text{-}8 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{год})$;

Висота підйому води $8,75 \text{ м}$;

Каркас – сталь;

Обшивка – асбоцемент, дерево;

Висота башти $64,8 \text{ м}$;

Внутрішній діаметр :

1. верхньої частини 33 м ;
2. нижньої частини $52,2 \text{ м}$.

2.6.2.2 Оборотне водопостачання з градирнями

Система водопостачання іменується оборотною, коли той самий запас води використовується багаторазово, вимагаючи лише невеликої добавки для заповнення втрат. Ця система застосовується на всіх ТЕЦ, у района в яких природних джерел води недостатньо застосовують прямоточну схему водопостачання на базі градирень.

Оборотна система являє собою замкнутий контур, що складається з охолоджувача води, циркуляційних насосів і водоводів. Як охолоджувач використовується в даному випадку градирня.

Схема з градирнями застосовується для ТЕЦ споруджуються в міській рисі, і для інших видів електростанцій з обмеженими розмірами розташовуваної території. Основна перевага цієї схеми полягає в тому, що для спорудження градирень не потрібно багато місця і їх удається розміщувати в межах огорожі станції. В останні роки все частіше застосовуються системи з градирнями, не дивлячись на те що середньорічна температура охолодженої води після градирень приблизно в 1,5 рази вище, ніж в оборотних системах з водоймищами. Приймається в увагу не тільки економія місця, але і та обставина, що градирні розсіюють тепло не у воді, а в повітрі, не заподіюючи шкоди водяним джерелам.

Основна робоча частина системи – градирні. Це зрошувальний пристрій, у якому вода, що підлягає охолодженню після конденсаторів турбін, розділяється на струмені чи краплі і стікає вниз по щитах у вигляді плівок. Вода охолоджується повітрям при безпосередньому зіткненні з повітрям, що входить у зрошувальний пристрій через вікна. Охолодження води в основному відбувається за рахунок часткового її випару. Нагріте насиченими водяними парами повітря піднімається вгору під дією природної тяги через витяжну вежу. Збиток води за рахунок випару приблизно дорівнює витраті пари в конденсатор. Втрата води з механічним віднесенням складає 0,5-1%.

Найбільше застосування одержали протиточні градирні з природною тягою. У зрошувальний пристрій градирні під тиском циркуляційних насосів поступає підігріта в конденсаторах турбін охолоджувана вода. На трубах установлені сопла, через які вода під напором 15 – 18 кПа розприскується і стікає на дерев'яні чи асбестоцементні щити, а потім у басейн. Проміжки між щитами утворюють коридори для руху повітря.

Повітря надходить через вікна розташовані по периметру вежі.

Витяжну вежу градирень виконують у вигляді багатокутника в плані з металевим зовнішнім каркасом і обшивкою з асбесто-цементу. Великі градирні виконують також із залізобетонною вежею гіперболоїдної форми, відповідно градирні мають у плані форму чи багатогранника кола. Основний розмір градирні - площа зрошувального пристрою (у горизонтальному перетині).

Градирні вибирають по літньому режиму роботи турбін при розрахункових теплофікаційних відборах пари.

Серйозну увагу приділяють зимовому режиму роботи градирень на ТЕЦ, тому що витрата охолоджуваної води зменшується приблизно втричі і виникає небезпека заледініння градирень у вікон для входу повітря. З цією метою температуру охолодженої води підтримують не нижче 10 - 12 °С, по периметру градирні створюють водяну теплову завісу і передбачають перекриття вікон щитами [4,11] .

2.6.3 Хімічна водопідготовка

2.6.3.1 Організація водно-хімічного режиму електростанцій

У циклах ТЕЦ неминучі втрати пари, конденсату і води. Найбільшу величину складають утрати конденсату пари, що відпускається виробничим споживачам. Ці втрати залежать від характеру технологічних процесів, при яких використовується пара, і змінюються в межах від 30 до 100 %. Крім того, маються різного роду витоки в теплових мережах і паропроводах, продувки котлів, а також неорганізовані періодичні втрати. Для забезпечення безперервності технологічного процесу ТЕЦ необхідно поповнювати ці втрати.

Питання водопідготовки й організації воднохімічного режиму електростанцій мають велике значення для забезпечення надійної й економічної експлуатації їхнього устаткування. Задачами водопідготовки й організації водохімічного режиму ТЕЦ у зв'язку з цим є недопущення утворення шумовиння і відкладень на теплопередаючих поверхнях, шламу в устаткуванні і трубопроводах, корозії внутрішніх поверхонь теплоенергетичного устаткування і відкладень у проточній частині турбін.

Для поповнення втрат використовується природна вода. Сира вода з міського водопроводу, артезіанської чи вода річки для цієї мети непридатна, тому що вона містить розчинені солі, що при випарюванні утворюють шумовиння, що осаджується на поверхні нагрівання котлів і, що приводить до розладу процесів теплообміну і порушенню нормальної роботи всієї установки. Тому всі установки з паровими котлами мають спеціальну апаратуру, що змінює хімічний склад сирової води відповідно пропонованим вимогам (для котлоагрегатів високого тиску це - знесолення).

Для створення умов, що забезпечують надійну й економічну роботу ТЕЦ, з урахуванням їх типу, основного устаткування, режиму роботи, початкових параметрів пари й інших умов застосовують наступні воднохімічні

режими: гідразинно-аміачний, окисний, комбінований, комплексонний. Вибір методу обробки води і схеми водоочищення виробляється в залежності від якості вихідної води, вимог, пропонованих до води для живлення котлів і підживлення тепломережі, кількості і якості конденсату, що повертається, з урахуванням специфічних особливостей проекрованої ТЕЦ і техніко-економічних розумінь.

З метою забезпечення раціонального воднохімічного режиму на теплових станціях здійснюється нормування якості пари і води.

Правилами технічної експлуатації електростанцій установлені наступні норми якості живильної води і пари:

- загальна твердість не більш 1 мкг-екв / кг;
- вміст кремнію 40 мкг/кг;
- вміст кисню, мкг/кг, не більш:
 - перед деаератором 30;
 - після деаератора 10;
- вміст вільного сульфіту перед економайзером не більш 2мкг/кг;
- вміст гідразину перед економайзером у межах від 20-60 мкг/кг;
- вільна кислота у воді після деаератора повинна бути відсутня;
- показник рН при температурі 25 ° С живильної води 9,1±0,1;
- вміст аміаку і його з'єднань (у перерахуванні на NH₃) не більш 1000 мкг/кг;
- сумарний зміст нітратів і нітритів не повинний перевищувати 20 мкг/кг;
- зміст з'єднань заліза не більш 30 мкг/кг;
- зміст з'єднань міді не більш 5 мкг/кг;
- зміст масел і нафтопродуктів не більш 0,3 мг/кг;
- зміст з'єднань натрію не більш 15 мкг/кг;
- зміст кремнієвої кислоти не більш 25 мкг/кг,[5].

Для підтримки нормованих показників водно-хімічного режиму ТЕЦ застосовуються:

- передпускова підготовка устаткування;
- постійна продувка контурів циркуляції при сталих режимах і посиленій продувці під час перехідних режимів;
- знесолення потоку турбінного конденсату;
- знесолення й обескремнювання додаткової води;
- деаерація турбінного конденсату і живильної води (крім режимів з дозуванням кислотовміщувальних з'єднань);
- автоматичне дозування добавок, що коректують водяний режим;
- проведення експлуатаційних відмивань (дезактивації) устаткування;
- консервація устаткування під час простоїв;
- антикорозійне покриття устаткування конденсатно-живильного тракту, [5].

2.6.3.2 Методи хімводопідготовки

Продуктивність хімводоочистки визначається на підставі розрахунку теплової схеми ТЕЦ і повинна забезпечувати готування необхідної кількості добавки хімічно очищеної води на власні потреби хімводоочистки. Громіздке устаткування хімводоочистки розташовується на відкритому повітрі. При хімводоочистці повинен бути склад реагентів, що вміщує їхній запас на 30 діб при подачі у вагонах вантажопідйомністю 60 тон. Установки, що використовують при технологічних процесах кислоту, повинні забезпечувати можливість зливу її з цистерни ємністю 50 тон. Технологічні процеси хімводоочистки повинні бути цілком автоматизовані.

Сира вода на хімводоочистку подається з головного корпусу ТЕЦ після підігріву її до 30 - 40⁰С. Підігрів води потрібний по технологічним умовам

водопідготовки і для запобігання конденсації вологи на трубопроводах і апаратурі хімводоочистки. Підігрів здійснюється паром з відборів турбін у підігрівниках, розташованих у головному корпусі. Сира підігріта вода подається на хімводоочистку по однолінійному трубопроводу. Резервування подачі сирової води на хімводоочистку здійснюється другим введенням з господарсько-протипожежного водопроводу на площадці ТЕЦ.

Хімічно очищена вода з ХВО подається в головний корпус ТЕЦ по двом трубопроводам, кожен трубопровід розраховується на 100 % подачі хімічно очищеної води. Трубопроводи між головним корпусом і ХВО прокладаються в каналі чи по наземній естакаді. Крім води, з головного корпусу в приміщення ХВО прокладається трубопровід стиснутого повітря, потреба в якому є на всіх сучасних водоочисних установках.

Крім докотлового очищення води, здійснюваного хімводоочисною установкою, сучасні котли вимагають практично повного видалення з живильної води розчинених газів - кисню і вуглекислоти.

Після ХВО вода містить значні кількості розчинених газів. Тому вся хімічно очищена вода до надходження в котлоагрегати піддається деаерації в деаераторах, деаерації піддається також виробничий конденсат і конденсат мережних підігрівників.

Сучасні котлоагрегати працюють з дуже великими тепловими напругами поверхонь нагрівання. При цьому навіть незначне шумоутворення на екранних трубах може привести до неприпустимого підвищення температури металу, розриву труб і виходу з ладу котла. Для запобігання від цього передбачаються фосфатування котлової води. Присадка фосфату виробляється централізовано в тракт живильної води до живильних чи насосів безпосередньо в барабан кожного котла індивідуальними насосами - дозаторами, встановлюваними в котельні ТЕЦ.

Для котлоагрегатів високого тиску, екранні поверхні яких працюють з особливо великими тепловантаженнями при температурах 300 °С і більше,

небезпечним є присутність у живильній воді значних кількостей окислів заліза, що приводять до залізоокисних відкладень (шумовиння), що небезпечно для роботи цих котлів і з яким необхідно боротися.

Також у конденсаті, що повертається з виробництва, може бути забруднення не тільки окислами заліза, але також маслом, органічними сполуками, солями твердості. Такий конденсат до надходження в деаератори живильної води, повинен бути підданий відповідному очищенню.

На ТЕЦ з барабанними котлами застосовуються хімічні методи підготовки додаткової води і підживлювальної води тепломережі: зм'якшення, знекремнення, знесолення.

Видалення механічних домішок з води здійснюється до надходження її на ТЕЦ. Видалення колоїдних і грубодисперсних домішок відбувається шляхом коагуляції. Як коагулянти використовуються реагенти $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ чи FeSO_4 . Хімічна обробка води заснована на методі іонного обміну.

Зм'якшення води здійснюється в катіонітних установках і засновано на здатності деяких нерозчинних у воді мінеральних і органічних речовин замінити свій обмінний катіон на катіони води в процесі її фільтрування через шар катіоніта.

Як основні методи зм'якшення додаткової води застосовується комбіноване Н-Na-катіонування. Залишкова твердість води при цьому знижується до 10 мкг/кг.

Знесолення проводиться також методами іонного обміну і здійснюється шляхом послідовного фільтрування води через Н-катіонітовий і ОН-аніонітовий фільтри. У результаті цього загальний солевміст води знижується до 50 - 100 мкг/кг.

Воду для випарників підготовляють у предочистці і катіонітових фільтрах знесолюючої установки. Підживлювальна вода закритих теплових мереж очищається за допомогою протиточного Na-катіонування з предочисткою.

На ТЕЦ встановлюють один дренажний бак ємністю 15 м^3 з двома насосами на дві турбіни.

На кожні чотири котлоагрегати встановлюють бак ємністю $40 - 60 \text{ м}^3$ для зливу води з одним насосом.

На ТЕЦ передбачається апаратура, насоси, трубопроводи і т.п. для передпускових і експлуатаційних водно-хімічних промивань, а також пристрою для попередження стояночної корозії котлоагрегатів, турбін і іншого устаткування і трубопроводів [5].

2.7 Охорона навколишнього середовища від викидів електростанцій

Викидаються в атмосферу з димарів ТЕЦ токсичні речовини, які впливають на весь комплекс живої природи. Основне забруднення атмосфери відбувається за рахунок теплових електростанцій. Надходження шкідливих викидів в атмосферу складає близько 27% (більше чим у інших галузях промисловості). У забрудненні атмосфери основу складають процеси спалювання мінерального палива і найбільшою мірою на теплових електростанціях.

За стандарт якості повітря прийняті гранично припустимі концентрації (ГПК) для різних токсичних речовин.

Для захисту населення від шкідливих викидів, за правилами, що наказуються санітарними нормами, при проектуванні електростанцій передбачається відділення їх від житлових районів санітарно-захисними зонами, довжина яких визначається кількістю викидів (оксидів сірки й азоту) і трояндою вітрів так, щоб концентрація шкідливих речовин в атмосферному повітрі не перевищувала припустимої.

Додаткові труднощі в забезпеченні прийнятних концентрацій забруднюючих речовин в атмосферному повітрі виникають при будівництві ТЕЦ у районах з розвитою промисловістю у великих містах, де фонові

концентрації одноіменних забруднюючих речовин уже близькі до гранично припустимих значень.

Одним з основних засобів зменшення забруднення атмосфери шкідливими домішками, що викидаються через димарі ТЕЦ, є поліпшення розсіювання димових газів. Цьому сприяє зменшення числа димарів на ТЕЦ і збільшення їхньої висоти, а також збільшення швидкості газів на виході з устя труби, що перешкоджає відхиленню потоку димових газів униз. При великій висоті труб димові гази, винесені у високі шари атмосфери, продовжують поширюватися в них, унаслідок чого різко знижується концентрація шкідливих домішок у приземному шарі повітря.

Метою даного розрахунку розсіювання шкідливих домішок є визначення приземних концентрацій шкідливих речовин у районі будівництва і визначення висоти і кількості димарів [5].

2.7.1 Розрахунок концентрацій оксидів сірки

Одним з головних токсичних компонентів, що містяться в органічних паливах і роблять істотним вплив на навколишнє середовище в районі розташування станції, є сірка. При спалюванні органічних палив виходить 99 % оксидів сірки SO_2 і порядки 1 % - SO_3 .

Розрахунок викидів оксидів сірки з котлоагрегатів виконується в перерахунку тільки на SO_2 , г/с:

$$M_{\text{SO}} = 0,02 \cdot B \cdot S^{\text{P}} \cdot (1 - \eta'_{\text{so}}) \cdot (1 - \eta''_{\text{so}}) \cdot [1 - \eta''_{\text{so}} \cdot (\tau_{\text{op}} / \tau_{\text{ка}})], \quad (2.56)$$

де B -витрата натурального палива, г/с,

$$B = 72532,28 \text{ г/с},$$

S^{P} - вміст сірки в паливі на робочу масу,

$$S^{\text{P}} = 2,4 \%,$$

η'_{so} - частка оксидів сірки, що зв'язуються золою в котлоагрегаті,

$$\eta'_{\text{so}} = 0,02,$$

η_{so}'' - частка оксидів сірки, що уловлюються мокрим золоуловлювачем,

$\eta_{so}'' = 0$ (тому що немає золоуловлювача),

τ_{op} - час роботи сіроочистки,

$\tau_{op} = 0$ (тому що немає сіроочистки),

τ_{ka} - час роботи котлоагрегату .

$$M_{SO} = 0,02 \cdot 72532,28 \cdot 0,8 \cdot (1-0,02) \cdot (1-0) \cdot (1-0) = 1137,306 \text{ г/с.}$$

Очищення димових газів від SO_2 і SO_3 може здійснюватися декількома методами. Найбільш простими і застосовуваними з них є:

вапняний метод, сульфітний метод, які й використовуються. [5]

2.7.2 Розрахунок концентрацій оксидів азоту

Спалювання органічних палив супроводжується утворенням оксидів азоту: N_2O , NO , N_2O_3 , NO_2 , N_2O_4 , N_2O_5 .

Найбільш стійким з них є NO_2 , тому розрахунок викидів оксидів азоту проводимо в перерахуванні на NO_2 .

Механізм утворення оксидів азоту залежить від складових азоту в паливі і повітрі. У зв'язку з цим оксиди азоту підрозділяються на паливні і повітряні.

Сумарна кількість викидів оксидів азоту в т/рік чи г/с визначаємо за рівнянням:

$$M_{NO_2} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot B \cdot Q_n^p \cdot k \left(1 - \frac{q_4}{100} \right) \left(1 - \varepsilon_1 \cdot r \right) \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2, \quad (2.57)$$

де B – витрата натурального палива,

$B = 42511,46$ г/с для прийнятого в проєкті;

Q_n^p – теплота згорання на робочу масу, кДж/кг;

κ – коефіцієнт який враховує продуктивність котла;

q_4 – втрати тепла з механічним недопалом, $q_4 = 0$ %;

ε_1 – коефіцієнт, який враховує ефективність впливу на зниження утворення оксидів азоту рециркуляції димових газів в топку, $\varepsilon_1 = 0.015$ - при вводиті газів рециркуляції в первинне повітря;

r – ступінь рециркуляції димових газів у топку, $r = 0$ % ;

β_1 – коефіцієнт, що враховує якість палива;

β_2 – коефіцієнт, що враховує конструкцію пальників, $\beta_2 = 1$ - для вихрових пальників;

β_3 – коефіцієнт, що враховує вид шлаковидалення, $\beta_3 = 1$ - для твердого шлаковидалення;

ε_2 – коефіцієнт, що враховує зниження викидів оксидів азоту при багатоступеневому спалюванні, а так як спалювання одноступеневе, то $\varepsilon_2 = 1$.

Коефіцієнт який враховує продуктивність котла:

$$\kappa = \frac{12 \cdot D_0}{200 + D_n}, \quad (2.58)$$

де D_0 – фактична паропроодуктивність котлів;

D_n – номінальна паропроодуктивність котлів.

$$\kappa = \frac{12 \cdot 3163.7}{200 + 3360} = 10.66$$

Коефіцієнт що враховує якість палива:

$$\beta_1 = 0.178 + 0.47 \cdot N^r, \quad (2.59)$$

де N^r – вміст азоту в паливі на горючу масу.

$$\beta_1 = 0.178 + 0.47 \cdot 1.1 = 0.695$$

$$M_{NO_x} = 0.34 \cdot 10^{-7} \cdot 72532,28 \cdot 24786 \cdot 10.66 \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) \cdot (1 - 0.015 \cdot 0) \cdot 0.3938 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 256.69$$

2.7.3 Вибір кількості і розрахунок висоти димарів

Гази, що викидаються, будь-якими промисловими джерелами повинні бути розсіяні в атмосфері, навіть якщо вони не містять токсичних речовин. Так, наприклад, продукти повного згоряння природного газу майже не містять

кисню і тому не придатні для дихання. Усякий інертний газ повинен бути розведений повітрям до такої концентрації, щоб зміст кисню в ньому наближався до звичайної його концентрації в атмосферному повітрі. Положення значно ускладнюється, якщо в газах, що викидаються, містяться токсичні речовини.

Великою перевагою теплових електростанцій є можливість ефективної організації відводу димових газів через димарі, де димові гази перемішуються з верхніми шарами атмосфери.

Через димарі електростанцій в атмосферу надходять:

- при спалюванні природного газу - оксиди азоту;
- при спалюванні мазуту - з'єднання ванадію, солі натрію, кокс і частки сажі, що видаляються з поверхні нагрівання при їхньому обдуванні.

У зв'язку з цим, боротьба за чистоту повітряного басейну і поліпшення санітарно-гігієнічних умов промислових міст і робочих селищ є дуже актуальною народногосподарською задачею. Димова труба працює у важких умовах. Як висотна споруда вона підлягає потужній взаємодії вітрового навантаження та власної ваги. Крім цього, вона являється замикаючим

елементом газоповітряного технологічного тракту ТЕЦ і піддається впливу агресивних нагрітих димових газів, утримуючих вологу, залишкову золу і для більшості палива – оксиди сірки, з яких найбільш небезпечний SO_3 .

Для надійної довготривалої праці сучасні конструкції димових труб складаються із оболонки, сприймаючої вітрові та вагові навантаження та передаючої їх на фундамент, і газовідвідного ствола, сприймаючого вплив агресивного середовища димових газів. Оболонка всіх крупних вітчизняних димових труб виконується однотипною: вона представляє собою монолітний

залізобетонний кільцевий ствол конічної форми із зменшуючого знизу доверху товщиною стінки, яка опирається на фундамент з того ж матеріалу.

Газовідвідний ствол примикає до внутрішньої поверхні оболонки і має також конічну форму. Футеровка виконується ділянками висотою 10 м, вона опирається на кільцеві виступи оболонки (консолі). Для підвищення надійності труби на агресивних газах виконується вентиляційний зазор товщиною 200-400 мм між оболонкою і футеровкою. В нього за допомогою вентилятора подається повітря, нагріте в парових калориферах до 60-80 °С.

Висота димаря визначається за рівнянням:

$$H = \sqrt{A \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \left(\frac{M_{NO_2}}{ГДК_{NO_2}} + \frac{M_{SO_2}}{ГДК_{SO_2}} \right) \cdot \sqrt[3]{\frac{z}{V_T \cdot \Delta T}}}, \quad (2.60)$$

де A - коефіцієнт, що залежить від температурної стратифікації атмосфери даного району, що визначає умови вертикального і горизонтального розсіювання шкідливих речовин, $A = 200$;

F - безрозмірний коефіцієнт, що враховує швидкість осадження шкідливих речовин в атмосфері, $F=1.0$;

m, n - безрозмірні коефіцієнти, що враховують умови виходу із джерела димових газів.

$$m = \frac{1}{0.67 + 0.1 \cdot \sqrt{f} + 0.34 \cdot \sqrt[3]{f}}, \quad (2.61)$$

де f - параметр, що визначаємо по формулі :

$$f = \frac{\omega_0^2 \cdot D_0}{H^2 \cdot \Delta T} \cdot 10^3, \quad (2.62)$$

де ω_0 - швидкість димових газів на зрізі димаря:

$$\omega_0 = 2.6 \cdot \sqrt{\frac{\Delta T \cdot D_0}{100 \cdot \lambda + 8 \cdot i}}, \quad (2.63)$$

де i - звуження труби, $i = 0.01-0.015$, приймаємо $i = 0.014$;

λ - коефіцієнт тертя, $\lambda = 0.05$;

D_0 - внутрішній діаметр гирла димаря, який приймаємо 7,2 м;

H - геометрична висота димаря. Приймаємо в першому наближенні
 $H=240$ м;

Z - число димарів, $Z = 2$;

ΔT - різниця температур димових газів і навколишнього повітря:

$$T = T_{\text{ух.г}} - T_{\text{окр.в.}}, \quad (2.64)$$

де $T_{\text{ух.г.}}$ - температура димових газів, що ідуть, $T_{\text{ух.г.}} = 129^\circ\text{C}$;

$T_{\text{окр.в.}}$ - середня температура опівдні найбільш спекотного місяця,
 $T_{\text{окр.в.}} = 27,4^\circ\text{C}$.

$$\Delta T = 129 - 27,4 = 101,6^\circ\text{C};$$

$V_{\text{г}}$ - об'ємна витрата димових газів:

$$V_{\text{г}} = \frac{\pi \cdot D_0^2}{4} \cdot \omega_0 \quad (2.65)$$

Параметр n визначається в залежності от величини:

$$\nu_M = 0.65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_{\text{г}} \cdot \Delta T}{H}} \quad (2.66)$$

ГДК - гранично припустима концентрація шкідливих викидів:

$$\text{ГДК}_{\text{NO}_2} = 0.085 \text{ мг/м}^3;$$

$$\text{ГДК}_{\text{SO}_2} = 0.5 \text{ мг/м}^3.$$

Отже, у першому наближенні при $H = 240$ м:

- обчислюємо швидкість димових газів на зрізі димаря:

$$\omega_0 = 2.6 \cdot \sqrt{\frac{101.6 \cdot 7.2}{100 \cdot 0.05 + 8 \cdot 0.014}} = 31.10 \text{ м/с}$$

- обчислюємо параметр f :

$$f = \frac{3 \cdot 10^2 \cdot 7.2}{240^2 \cdot 101.6} \cdot 10^3 = 1.19$$

- обчислюємо об'ємну витрату димових газів:

$$V_{\text{г}} = \frac{\pi \cdot 7.2^2}{4} \cdot 31.10 = 1.266 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{с}$$

- обчислюємо параметр ν_M :

$$\nu_M = 0.65 \cdot \sqrt[3]{\frac{1.266 \cdot 10^3 \cdot 101.6}{240}} = 5.279$$

- обчислюємо безрозмірний коефіцієнт m :

$$m = \frac{1}{0.67 + 0.1 \cdot \sqrt{1.19} + 0.34 \cdot \sqrt[3]{1.19}} = 0.878$$

- обчислюємо висоту димаря в першому наближенні:

$$H = \sqrt{200 \cdot 1 \cdot 0.878 \cdot 1 \cdot \left(\frac{947.593}{0.085} + \frac{1145.367}{0.5} \right) \cdot \sqrt[3]{\frac{2}{1.266 \cdot 10^3 \cdot 101.6}}} = 242.66 \text{ м}$$

У першому наближенні одержали висоту димаря $H = 242,66$ м. Далі приймаємо $H = 242,66$ м і аналогічно повторюємо розрахунок. Остаточно одержуємо $H = 243$ м. Приймаємо висоту димаря $H = 240$ м.

У результаті проведеного розрахунку димаря визначена її довжина:

$H = 240$ м .

2.8 Вибір майданчику будівництва та генеральний план ТЕЦ

2.8.1 Вибір будівельного майданчика ТЕЦ

Райони спорудження ТЕЦ визначаються народногосподарськими планами, схемами розвитку енергосистем і теплопостачання. Площадку для теплової електростанції вибирають по можливості ближче до споживачів електричної і теплової енергії, до місця видобутку палива і джерела водопостачання. Крім того, повинні враховуватися: рельєф місцевості, якість ґрунту і рівень ґрунтових вод; наявність залізничних колій, автомобільних доріг і ліній електропередачі; наявність місцевих будівельних матеріалів і т.п.

Площадку для будівництва ТЕЦ вибирають по можливості ближче до теплових споживачів, оскільки подача пари і гарячої води економічно доцільна в межах лише декількох кілометрів. Обґрунтування вибору площадок складається на основі аналізу наступних нижче зазначених факторів:

1. Паливопостачання.

Для ТЕЦ, споруджених у містах і промислових центрах, де істотне значення мають загазованість і запиленість атмосфери, як паливо застосовується газ і малосірністий мазут.

2. Водопостачання.

Для ТЕЦ застосують оборотну систему водопостачання з градирнями з заповненням утрат технічної води з прилеглих водойм, з річок з невеликою витратою води.

3. Рельєф місцевості.

Площадка повинна мати горизонтальну поверхню, що не вимагає великих планувальних робіт, з ухилом не більш 0,005- 0,01, що забезпечує поверхневий водовідвід.

4. Якість ґрунту.

Ґрунт у місці спорудження ТЕЦ повинен витримувати тиск від споруд не менш 0,2-0,25 МПа. На слабких ґрунтах застосовують пальові підстави чи укладають суцільні залізобетонні плити. Площадку ТЕЦ розташовують на землях не утримуючих коштовних копалин, малопридатних для сільського господарства. Площадка ТЕЦ повинна мати достатні розміри для розміщення всіх необхідних їй споруд і пристроїв (у середньому 40 - 80 га).

При виборі площадки і виконанні будівельних робіт враховують наявність особливих умов: вічної мерзлоти ґрунту, можливої сейсмічності району і т.д.

5. Рівень ґрунтових вод.

Площадка не повинна затоплюватися ґрунтовими і паводковими водами, рівень яких повинен бути по можливості нижче глибини закладення підвалів будинків і підземних інженерних комунікацій. Ґрунтові води по хімічному складу не повинні бути агресивні і не повинні викликати корозії підземних частин будинків і споруджень.

6. Додаткові вимоги.

Площадки ТЕЦ вибирають по можливості поблизу від залізничних магістралей, автомобільних доріг, ліній електропередачі і житлових селищ. Це скорочує витрати, спрощує комплектування будівництва, а в наступному й експлуатацію робочими кадрами. Передбачається територія житлового селища з навітряної сторони стосовно основної виробничої площадки, і персонал ТЕЦ забезпечується зручним житлом.

Вибір площадки будівництва зроблений на підставі [4,5,10] .

2.8.2 Генеральний план ТЕЦ

Генеральний план (генплан) електростанції – це план розміщення на основній виробничій площадці електростанції її основних і допоміжних споруджень. Генплан найважливіша складова частина ситуаційного плану електростанції, що включає крім виробничої площадки джерело і систему водопостачання, житлове селище, висновки ліній електропередачі, що примикають, залізничні колії й автомобільні дороги, і т.д.

Для обраної площадки будівництва ТЕЦ складають план розміщення на ній усіх необхідних будинків і споруджень. Цей документ, іменований генеральним планом, містить такі розділи і найменування об'єктів:

А. Будинки і споруди основного виробничого призначення:

1. Головний корпус з пов'язаними з ним будинками і площадками для розміщення димососів і т.д.

2. Димові і вентиляційні труби.

3. Об'єкти паливного господарства (мазутонасосна станція, газорозподільна станція й ін.).

4. Розподільні пристрої відкритого типу.

5. Щит керування.

6. Спорудження технічного водопостачання (градирні, і ін.).

7. Хімводоочистка.

8. Будинку ремонтного цеху і майстерень.

Б. Підсобні виробничі об'єкти:

1. Адміністративний об'єднаний допоміжний корпус.

2. Склади (матеріальний, для олій і ін.).

3. Будинку ацетиленової, кисневої і компресорної станцій.

4. Під'їзні залізничні й автомобільні шляхи.

В. Допоміжні об'єкти:

1. Локомотивне депо, гараж, пожежне депо.

2. Водоочисні споруди (відстійники, біологічні фільтри й ін.).

3. Їдальня.

4. Прохідна.

На перелік і кількість об'єктів генплану впливає тип станції, теплова схема, вид використовуваного палива і тип системи водопостачання.

Складання генплану починається з розміщення головного корпусу, що визначає розміщення і компонування всіх інших об'єктів. При оборотному водопостачанні з градирнями орієнтування головного корпусу визначається зручностями трасування ліній електропередачі, залізничних колій і природних умов площадки, зокрема напрямом пануючих вітрів. Вибір місць розташування градирень виробляється з урахуванням троянди вітрів з підвітряної сторони відкритих розподільних пристроїв і ліній електропередач щоб уникнути осадження вологи на ізоляторах і перекриття їхнім електричним струмом, а також обмерзання й обриву проводів у зимовий час. Градирні звичайно розміщуються з боку постійного торця головного будинку, орієнтування якої повинно бути таким, щоб постійний торець був також з підвітряної сторони.

Відстань між градирнями і головним корпусом, а також відкритим розподільним пристроєм не повинний бути менш 100 м.

Місце для відкритого розподільного пристрою приділяється зі сторони турбінного відділення. На вибір місця впливають два фактори: забезпечення

найкоротшої довжини токопроводов генераторної напруги і зручність трасування висновків повітряних ліній електропередачі.

Основний підхід до головного корпусу електростанції виконують з боку його постійної торцевої стіни. З цієї сторони улаштовують вхід через прохідну і в'їзд на територію ТЕЦ. З боку постійного торця головного корпусу розміщують також об'єднаний допоміжний і службовий корпус, з'єднаний з головним корпусом закритою перехідною галереєю для персоналу на рівні основного обслуговування агрегатів ТЕЦ і теплових щитів керування (8-12м). Зовнішня стіна машинного залу є фасадною стіною головного будинку.

Між будинками, спорудженнями й установками в генплані передбачають необхідні пожежні розриви і проїзди.

Паливоподача і паливне господарство розміщують з боку котельного відділення, не ближче чим 200-250 м від головного корпусу.

Градирні розміщують з боку постійної торцевої стіни головного корпусу. Циркуляційні насоси охолодження води встановлюють здебільшого в машинному залі індивідуально по два насоси на кожний турбоагрегат, іноді в центральній насосній між градирнями і головним корпусом.

Відмінні риси генплану ТЕЦ: наявність відкритого електричного розподільного пристрою генераторної напруги, вивід електроенергії не тільки повітряними лініями електропередачі високої напруги з відкритого розподільного пристрою, але і підземними електричними кабелями генераторної напруги, застосування оборотного водопостачання з градирнями, висновок теплопроводів до споживачів.

Генплан складений на підставі [4,5,10].

Основні характеристики генерального плану.

Коефіцієнт забудови $K_{зab}$:

$$K_{зab} = (F_{бyд} / F_{огр}) \cdot 100 \% \quad (2.67)$$

де $F_{бyд}$ – площа, займана будівлями, m^2

$F_{огр}$ – площа в огорожі, m^2

$$K_{зab} = (3100 / 10850) \cdot 100\% = 28,6 \%$$

$$\mathbf{K_{зab} = 28,6 \%}$$

Коефіцієнт використання території $K_{в.т.}$:

$$K_{в.т.} = (F_{cn} / F_{огр}) \cdot 100 \% \quad (2.68)$$

де F_{cn} – площа, займана всіма спорудами, m^2

$F_{огр}$ – площа в огорожі, m^2

$$K_{в.т.} = (5560 / 10850) \cdot 100 \% = 51,2 \%$$

$$\mathbf{K_{в.т.} = 51,2 \%}$$

Питома площа в огорожі $f_{п.т.}$:

$$f_{п.т.} = F_{огр} / N_E, \quad \text{га} / 100 \text{ MВт} \quad (2.69)$$

де $F_{огр}$ – площа в огорожі, га

N_E – електрична потужність станції, у сотнях MВт

$$f_{п.т.} = 10,85 / 2,75 = 3,95 \text{ га} / 100 \text{ MВт}$$

$$\mathbf{f_{п.т.} = 3,95 \text{ га} / 100 \text{ MВт}}$$