

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ  
ІМ. Ю.М.ПОТЕБНІ**

**КАФЕДРА ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКИ ТА ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ**

**Кваліфікаційна робота**

перший бакалаврський

(рівень вищої освіти)

на тему Проект підвищення продуктивності та енергоефективності ТЕЦ  
промислового підприємства

Виконав: студент 4 курсу, групи 6.1449-с  
спеціальності теплоенергетика

(код і назва спеціальності)

освітньої програми теплоенергетика

(код і назва освітньої програми)

спеціалізації

\_\_\_\_\_ (код і назва спеціалізації)

Діденко Ігор Васильович

(ініціали та прізвище)

Керівник проф., д.т.н. Чейлітко А.О.

(посада, вчене звання, науковий ступінь, підпис,  
ініціали та прізвище)

Рецензент к.т.н., доцент Ільїн С.В.

(посада, вчене звання, науковий ступінь, підпис, ініціали та  
прізвище)

Запоріжжя  
2022

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

Кафедра теплоенергетики та гідроенергетики

Рівень вищої освіти бакалаврський

Спеціальність 144 Теплоенергетика

(код та назва)

Освітня програма Теплоенергетика

(код та назва)

Спеціалізація \_\_\_\_\_

(код та назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри \_\_\_\_\_

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 року

**З А В Д А Н Н Я  
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ**

Діденко Ігор Васильович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи (проекту) Проект підвищення продуктивності та енергоефективності ТЕЦ промислового підприємства

керівник роботи Чейлитко Андрій Олександрович д.т.н., проф.,

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом ЗНУ від «17» січня 2022 року № 90-с

Строк подання студентом роботи: 01 травня 2022 р.

3 Вихідні дані до роботи: Геометричні характеристики турбіни ПТ-12/15-3,5/1,0. Властивості палива. Енергопотреба.

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) ТЕЦ та система тепlopостачання. Розрахунок теплової схеми ТЕЦ. Підрахунок витрат пари на власні потреби ТЕЦ. Розрахунок річного виробітку і відпуску пари та електроенергії споживачам

5 Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Теплова схема ТЕЦ. Поздовжній перетин турбіни ПТ-12/15-3,5/1,0. Головний корпус. Головний корпус. План на відм. 7,0

6 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
<b>1</b>	<b>Чейлитко А.О.</b>		
<b>2</b>	<b>Чейлитко А.О.</b>		
<b>3</b>	<b>Чейлитко А.О.</b>		

7Дата видачі завдання 02 травня 2022 р

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
<b>1</b>	<b>ТЕЦ та система теплопостачання</b>	15.02.2022	
<b>2</b>	<b>Розрахунок теплової схеми ТЕЦ</b>	01.03.2022	
<b>3</b>	<b>Підрахунок витрат пари на власні потреби ТЕЦ</b>	01.04.2022	
<b>4</b>	<b>Розрахунок річного виробітку і відпуску пари та електроенергії споживачам</b>	01.05.2022	
<b>5</b>	<b>Оформлення пояснювальної записки</b>	15.05.2022	
<b>6</b>			

Студент \_\_\_\_\_

Діденко І.В.

Керівник роботи (проекту) \_\_\_\_\_

Чейлитко А.О.

**Нормоконтроль пройдено**

Нормоконтролер \_\_\_\_\_

С.Є. Чижов

## РЕФЕРАТ

Діденко І.В. Проект підвищення продуктивності та енергоефективності ТЕЦ промислового підприємства

Кваліфікаційна випускна робота для здобуття ступеня вищої освіти бакалавра за спеціальністю 144 – Теплоенергетика, науковий керівник докт. тех. наук, проф. Чейлитко А.О. Запорізький національний університет. Кафедра теплоенергетики та гідроенергетики, 2022.

Мета роботи – виконати розрахунок основних характеристик ТЕЦ та обґрунтувати необхідність реконструкції.

В дипломному проекті наведено опис ТЕЦ та її основного обладнання. Пропонується встановлення конденсаційної турбіни ПТ-12/15-3,5/1,0 з двома регульованими відборами пари замість турбіни з протитиском. Вона має такі переваги: забезпечує тепловою енергією зовнішніх споживачів, виробляє електроенергію, яка йде на покриття власних потреб ТЕЦ в електроенергії, а також віддається в мережу.

Необхідність заміни турбіни виникла у зв'язку з тим, що на підприємстві виникли надлишки потужностей котлоагрегатів і було отримано можливість додаткової генерації електричної енергії шляхом заміни протитискової турбіни на конденсаційну.

Також в дипломі розраховано основні параметри пари в ТЕЦ при введених додаткових потужностях. Виконано тепловий розрахунок ТЕЦ для літнього та зимового режимів роботи.

Пояснювальна записка містить 66 сторінок, 8 таблиць, 29 джерел використаної літератури.

Ключові слова: теплоелектроцентральною, пара, температура, ентальпія, парова турбіна, теплофікація, редакційна охолоджуюча установка, коефіцієнт теплофікації, витрати пари, вода, матеріальний баланс

## ЗМІСТ

ВСТУП	7
1. ТЕЦ ТА СИСТЕМА ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	9
1.1 Парові та газові турбіни на ТЕЦ	9
1.2. Класифікація парових турбін	10
1.3. Опис схеми ТЕЦ та її основні характеристики	13
2 РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ ТЕЦ	16
2.1 Розрахунок витрат пари зовнішніми споживачами	17
2.1.1 Визначення витрати тепла на теплофікаційну установку	17
2.1.2 Визначення витрати гарячої води на водопостачання	18
2.1.3 Визначення теплових втрат з витоками води з тепломережі	18
2.1.4 Визначення теплового навантаження на мережеві підігрівачі	19
2.2 Підрахунок витрат пари на власні потреби ТЕЦ	23
2.2.1 Визначення кількості пари, що покривається РОУ	24
2.2.2 Визначення сумарної витрати свіжої пари по ТЕЦ	26
2.2.3 Визначення паропродуктивності парогенераторів в першому наближенні	27
2.2.4 Визначення споживачів пари власних потреб ТЕЦ	27
2.2.5 Визначення суми всіх втрат станції	29
2.2.6 Визначення витрати пари на пароводяні підігрівачі сирої води	32
2.2.7 Визначення витрати пари на пароводяні підігрівачі хімічно очищеної води	33
2.2.8 Визначення витрати пари на деаератори живильної води	36

2.2.9	Результати першого наближення витрат пари на власні потреби ТЕЦ	36
2.3	Розрахунок річного виробітку і відпуску пари та електроенергії споживачам	39
2.3.1	Розрахунок річних витрат для опалювального періоду	41
2.3.2	Розрахунок річних витрат для літнього періоду	45
2.3.3	Сумарне річне вироблення електроенергії та пари по ТЕЦ	47
2.4	Зведені таблиці	49
	ВИСНОВКИ	62
	ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ	63

## ВСТУП

Теплопостачання є великою галуззю народного господарства. Досить сказати, що на потреби теплопостачання щорічно витрачається 25% усього виробленого палива. В умовах обмежених паливних ресурсів раціональне і економне їх витрачання є завданням державної важливості. Значна роль у вирішенні цього завдання відводиться централізованому теплопостачанню та теплофікації, які тісно пов'язані з енергетикою.

Централізоване теплопостачання засноване на використанні великих районних котелень, які характеризуються значно більшими ККД, ніж дрібні опалювальні установки. Централізоване теплопостачання на базі комбінованого вироблення тепла та електроенергії, є вищою формою теплопостачання. Воно дозволяє скоротити витрату палива до 25%. При централізованому теплопостачанні дрібні опалювальні установки, які є джерелами забруднення повітряного басейну, ліквідовуються, замість них використовуються великі джерела тепла, газові викиди яких містять мінімальні концентрації токсичних речовин. Таким чином, централізація теплопостачання сприяє охороні навколишнього середовища. Основним джерелом теплопостачання є теплоелектроцентралі (ТЕЦ).

У нашій країні на теплоелектроцентралях широке застосування знайшли конденсаційні парові турбіни з регульованими відборами пари, а також турбіни з протитиском, призначені для комбінованої виробітки електричної і теплової енергії.

Конденсаційні турбіни з регульованими відборами пари одночасно задовольняють зовнішніх споживачів електричною і тепловою енергією, проте у них вироблення електричної енергії не залежить від теплового навантаження. У цих турбін в досить широких межах можна незалежно регулювати електричне і теплове навантаження, тоді як турбіни з протитиском нормально працюють по тепловому графіку, коли виробіток

електричної енергії залежить від теплового навантаження зовнішніх споживачів.

Котельні систем централізованого теплопостачання діляться на районні, квартальні, групові та котельні підприємств. Перші призначені для постачання теплотою всіх споживачів району житлової забудови або промислового вузла і входять до складу підприємств об'єднаних котелень і теплових мереж, другі і треті - для теплопостачання одного або декількох кварталів, групи житлових будинків або громадських будівель і проектуються при незначній щільності теплових навантажень, входячи до складу підприємств об'єднаних котелень і теплових мереж. Котельні підприємства - це котельні, які є на промислових підприємствах і служать для теплопостачання цих підприємств, їх житлових фондів, а також інших промислових підприємств, передбачених схемою теплопостачання в порядку кооперування.

На виробництво теплової енергії витрачається понад 30% споживаних первинних енергоресурсів. По експертним оцінкам за 2015 рік структура покриття теплових навантажень різними джерелами була наступною: ТЕЦ - 30%, промислові, промислово-опалювальні та комунальні котельні - 55%, індивідуальні джерела - 15%.

Централізоване теплопостачання споживачів, здійснюється з використанням теплоти пари, забезпечує значне економію пального, покращує якість теплопостачання, зменшує забруднення навколишнього середовища.

В зв'язку з цим питання проектування реконструкції централізованих джерел теплопостачання та модернізації діючих ТЕЦ придбають в даний час особливу актуальність.



# 1 ТЕЦ ТА СИСТЕМА ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

## 1.1 Парові та газові турбіни на ТЕЦ

Парова або газова турбіна є силовим двигуном, у якому потенційна енергія пари або газу перетворюється в кінетичну, а кінетична у свою чергу перетвориться в механічну енергію обертання вала. Вал турбіни безпосередньо або за допомогою зубчастої передачі з'єднується з робочою машиною. Залежно від призначення робочої машини парова або газова турбіна може бути застосована у всіляких областях промисловості: в енергетиці, на транспорті, у морському й річковому судноплаванні, в авіації, тощо. Парові й газові турбіни, як силові двигуни, у промисловості та енергетиці можуть бути використані тільки в сполученні з іншим енергетичним устаткуванням.

Паротурбінна установка складається з:

- парогенератора, у якому живильна вода під відповідним тиском перетворюється в суху насичену пару;
- пароперегрівника, у якому здійснюється підвищення температури пари до заданої величини;
- турбіни, у якій потенційна енергія пари перетворюється в кінетичну, а остання - у механічну енергію на валу;
- конденсатора, призначеного для конденсації пари з турбіни;
- конденсатного насоса, що подає конденсат у систему;
- регенеративних підігрівників;
- деаератора, у якому видаляється кисень із живильної води;
- живильного насоса, що подає живильну воду в парогенератор;
- електричного генератора, що виробляє електричну енергію.

Пару, що надходить із котла в турбіну, називають свіжою парою.

Газотурбінна установка складається з:

- повітряного компресора, що стискає атмосферне повітря до необхідного тиску;
- регенератора, у якому повітря з компресора підігрівається за рахунок тепла газів, що відробили, турбіни;
- камери згоряння, де відбувається згоряння палива;
- газової турбіни;
- електричного генератора;
- пускового електродвигуна;
- фільтрів для очищення повітря.

Перетворення потенційної енергії пари або газу в механічну енергію обертання вала турбіни здійснюється різним чином, і, залежно від характеру перетворення потенційної енергії робочого тіла в кінетичну енергію струменя, розрізняють активні й реактивні турбіни.

## 1.2 Класифікація парових турбін

Залежно від конструктивних особливостей, характеру теплового процесу, параметрів свіжого пару і використання в промисловості парові турбіни можна підрозділити на наступні основні типи:

### 1. По числу ступенів:

- а) одноступінчасті з однією або декількома ступенями швидкості.

Ці турбіни(звичайно невеликої потужності) застосовуються головним чином для привода відцентрових насосів, вентиляторів та інших аналогічних механізмів;

- б) багатоступінчасті турбіни активного й реактивного типів малої, середньої й великої потужності.

### 2. По напрямку потоку пари:

- а) осьові турбіни, у яких потік пари рухається уздовж осі турбіни;

б) радіальні турбіни, у яких потік пари рухається в площині, перпендикулярній осі обертання турбіни; іноді одна або кілька останніх ступенів потужних радіальних конденсаційних турбін виконуються осьовими.

3. По числу корпусів (циліндрів):

а) однокорпусні (одноциліндрові);

б) двокорпусні (двоциліндрові);

в) багатокорпусні (багатоциліндрові).

4. За принципом паророзподілу:

а) турбіни із дросельним паророзподілом, у яких свіжа пари надходить через один або більше одночасно клапанів, що відкриваються;

б) турбіни із сопловим паророзподілом, у яких свіжа пари надходить через два або більше регульовальних клапанів, що послідовно відкриваються;

в) турбіни з обвідним паророзподілом, у яких, крім підведення свіжої пари до сопел першого ступеня, є підведення свіжої пари до однієї, двох або навіть трьох проміжних ступенів (застарілі турбіни).

5. За принципом дії пари:

а) активні турбіни;

б) реактивні турбіни.

6. По характері теплового процесу:

а) конденсаційні турбіни з регенерацією; у цих турбінах основний потік пари при тиску нижче атмосферного направляється в конденсатор. Через те, що прихована теплота паротворення, що виділяється при конденсації пари, яка відробила, у даного типу турбін втрачається, то для зменшення цієї втрати із проміжних ступенів турбіни здійснюється частковий, нерегульований по тиску відбір пари для підігріву живильної води. Кількість таких відборів буває від 2-3 до 8-9;

б) конденсаційні турбіни з одним або двома регульованими (по тиску) відборами пари із проміжних ступенів для виробничих й опалювальних цілей при частковому пропуску пари в конденсатор;

в) турбіни із протитиском, тепло пари, що відробила, використається для опалювальних або виробничих цілей. До цього типу турбін, хоча й трохи умовно, можна віднести також і турбіни з погіршеним вакуумом, у яких тепло пари, що відробила, може використатися для опалення, ГВП або технологічних цілей;

г) передвключені турбіни (це також турбіни із протитиском), але їхня пари, що відробила, використається для роботи в турбінах середнього тиску. Такі турбіни звичайно працюють при високих параметрах свіжої пари й застосовуються при надбудові електростанцій середніх параметрів з метою підвищення економічності їхньої роботи;

д) турбіни із протитиском і регульованим по тиску відбором пари із проміжного ступеня. Турбіни цього типу призначені для постачання споживача парою різних параметрів;

е) турбіни м'ятої пари, що використають для виробництва електроенергії пари, що відробила на молотах, пресах і парових поршневих машинах;

ж) турбіни двох і трьох тисків з підведенням пари, що відробила, різних тисків до проміжних ступенів турбіни.

Турбіни, перераховані в пунктах «б»-«д», крім регульованих відборів пари, звичайно мають нерегульовані відбори для регенерації.

7. По параметрах свіжої пари:

а) турбіни середнього тиску, що працюють на свіжій парі з тиском 34,3 бар і температурою 435°C;

б) турбіни підвищеного тиску, що працюють на свіжій парі з тиском 88 бар і температурою 535°C;

в) турбіни високого тиску, що працюють на свіжій парі з тиском 127,5 бар і температурою 560 °С з проміжним перегрівом пари до температури 565°С;

г) турбіни сверхкритичних параметрів, що працюють на свіжій парі з тиском 235,5 бар і температурою 560 °С с проміжним перегрівом пари до температури 565 °С.

8. По використанню в промисловості:

а) турбіни стаціонарного типу з постійним числом обертів, призначені для привода електричних генераторів;

б) турбіни стаціонарного типу зі змінним числом обертів, призначені для привода повітродувок, вентиляторів, насосів і т.д.;

в) турбіни нестационарного типу зі змінним числом обертів; турбіни цього типу знаходять застосування на судах (суднові турбіни) і на залізничному транспорті.

Всі перераховані турбіни різних типів залежно від швидкості їх обертання з'єднуються з робочими машинами безпосередньо або за допомогою різних передач, що знижують число обертів.

### 1.3. Опис схеми ТЕЦ та її основні характеристики

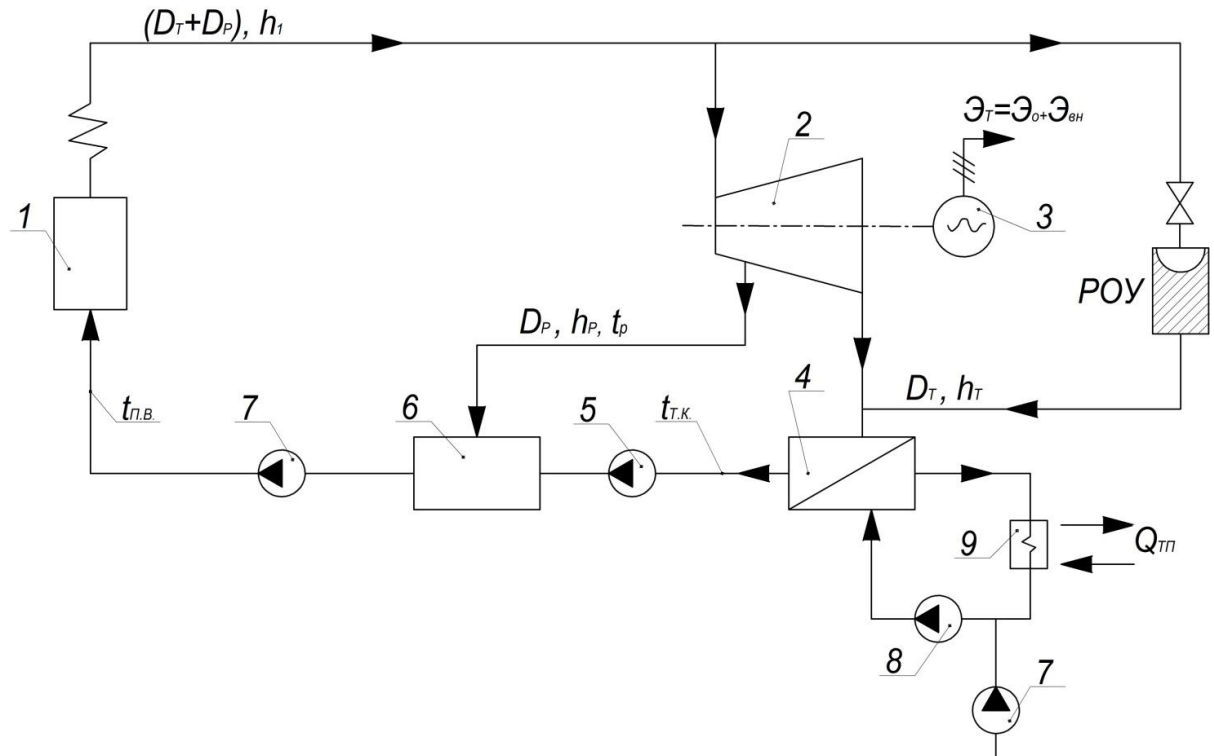
Спрощена схема ТЕЦ включає заміну ланцюжка регенеративних підігрівачів конденсату і живильної води одним змішуючим регенеративним підігрівачем (рис. 1.1) [3].

Еквівалентність спрощеної схеми забезпечується вибором тиску на змішуючий регенеративний підігрівач, відповідного середній температурі робочого тіла в системі регенерації, °С

$$t_p = 0,5 \cdot (t_{ж.в} + t_{т.к}),$$

де  $t_{ж.в}$  – температура живильної води, °С;

$t_{м.к}$  – температура конденсату при тиску пари в теплофікаційному підігрівачі, °С.



1 - енергетичний котел; 2 - теплофікаційна турбіна з протитиском; 3 - електрогенератор; 4 - теплофікаційний підігрівач; 5 - конденсатний насос; 6 - змішуючий регенеративний підігрівач; 7 - живильний насос; 8 - мережевий насос; 9 - тепловий пункт; РОУ – редуційна охолоджувальна установка.

Рисунок 1.1 - Спрощена схема комбінованої системи енергопостачання з турбінами типу Р

Відповідно до завдання, існуюча ТЕЦ підключена до тепломережі, параметри якої наведено у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Основні характеристики тепломережі

Назва показника	Позначення	Розмірність	Значення
Теплове навантаження системи опалення та вентиляції	$Q_{ов}$	МВт	116,3
Теплове навантаження гарячого водопостачання	$Q_{гв}$	МВт	3,5
Теплоємність води	$c_p$	$\frac{кДж}{кг^{\circ}C}$	4,19
Втрати води	$G_{вит}$	%	0,5
Температура живильної води	$t_{жив}$	°C	104,3
Коефіцієнт теплофікації	$\alpha_m$		0,5

Редукційна охолоджувальна установка призначена для одночасного зменшення тиску і температури пари до необхідних параметрів. Застосовуються, насамперед, в теплових електростанціях для отримання пари низького тиску, і в промислових технологічних процесах. Швидкодіючі редукційно-охолоджувальні установки використовуються для скидання пари, що виробляється котлом і не споживаного турбіною, при пусках першого корпусу котла і режимах скидання електричного навантаження. Дросельні клапани золотникового типу, призначені для пониження тиску пари, розташовані на лініях редукційно-охолоджувальної установки і швидкодіючої редукційно-охолоджувальної установки, ставлять з подачею середовища в межсідельний простір в строго вертикальному положенні, на горизонтальних ділянках паропроводу - приводом вгору.

## 2 РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ ТЕЦ

Розрахунок теплової схеми ТЕЦ виконується для складання парового балансу, що дозволяє визначити потрібну потужність парогенераторів і перевірити доцільність і ефективність прийнятих до установки турбоагрегатів. В даному дипломному проекті, згідно з завданням, пропонується провести заміну протитискової турбіни з комбінованим виробленням електроенергії та теплоти типу ПР-12-3,4/1,0/0,1, на конденсаційну турбіну з двома регулюючими відборами і комбінованим виробленням електроенергії типу ПТ-12/15-3,5/1,0. Обрана конденсаційна турбіна має більш високу номінальну потужність: 15 МВт проти 12 МВт у базової.

Розрахунок теплової схеми виконуємо для чотирьох характерних режимів роботи ТЕЦ, які визначають вибір основного і допоміжного обладнання.

1 режим роботи - максимально-зимовий, відповідає розрахунковій температурі зовнішнього повітря для опалення. Цей режим визначає максимальне вироблення пари на ТЕЦ і, отже, сумарну потужність встановлюваних парогенераторів.

2 режим роботи - розрахунково-контрольний. Цей режим відповідає середній за найбільш холодний місяць температурі зовнішнього повітря і прораховується за умови аварійної зупинки одного найбільш потужного парогенератора ТЕЦ.

3 режим роботи - середньо-опалювальний. Цей режим розраховується за середньої за опалювальний період температури зовнішнього повітря та відповідних опалювальних навантажень.

4 режим роботи - річний, що характеризує роботу ТЕЦ при відсутності опалювальних навантажень. Навантаження по технологічному пару в цей період приймається річним максимально-добовим, а для гарячого водопостачання - середнім за тиждень.



Теплофікаційний режим (або режим роботи за «тепловим» графіком) характеризується мінімальним (вентиляційним) пропуском пари у ЧНТ (частина низького тиску) через зазори діафрагми для надійного охолодження деталей ЧНТ турбіни.

Для зручності, розрахунок теплової схеми ТЕЦ ділимо на три частини. Першу частину складає розрахунок витрат пари зовнішніми споживачами, до яких відносяться: виробничі споживачі, теплофікаційні установки і установки гарячого водопостачання. Друга частина складається з підрахунку витрат пари на власні потреби ТЕЦ (деаератори живильної води, парові підігрівачі низького тиску, пароводяні підігрівачі високого тиску) і підрахунку потрібного вироблення пари парогенераторами. У третій, заключній частині розрахунку складаємо пароводяної баланс ТЕЦ, що характеризує теплову роботу електростанції протягом всього року.

Для теплової схеми промислової ТЕЦ рекомендується метод розрахунку за допомогою діаграм режимів парових турбін по попередньо заданій величині сумарної продуктивності парогенераторів  $D'_k$ , що дозволяє з найменшими витратами часу отримати всі необхідні розрахункові величини. Паропродуктивність, отримана з розрахунку першого наближення, порівнюємо з попередньо прийнятої величиною  $D'_k$ , і якщо похибка розрахованих величин з попередньо прийнятими в межах 2-3%, то розрахунок вважаємо закінченим. Розрахунок виконуємо паралельно для всіх чотирьох режимів роботи із застосуванням табличної форми запису. Нижче наведено розрахунок для максимально-зимового режиму.

## 2.1 Розрахунок витрат пари зовнішніми споживачами

При обраних турбінах і заданій тепловій схемі ТЕЦ витрати пари зовнішніми виробничими споживачами приймаємо за даними завдання, а також по таблиці теплових навантажень ТЕЦ

### 2.1.1 Визначення витрати тепла на теплофікаційну установку

Витрата тепла теплофікаційною установкою визначається за формулою

$$\sum Q_{m.c.} = Q_{об.} + Q_{зв.} ,$$

де  $Q_{об.}$  - теплове навантаження систем опалення та вентиляції, МВт;

$Q_{зв.}$  - теплове навантаження гарячого водопостачання, МВт .

$$\sum Q_{m.c.} = 116,3 + 3,5 = 119,8.$$

### 2.1.2 Визначення витрати гарячої води на водопостачання

Витрата води на гаряче водопостачання

$$G_{зв.} = \frac{3,6 \cdot Q_{зв.}}{c_p \cdot (t_{зв.} - t_{х.в.})} ,$$

де  $t_{зв.}$ ,  $t_{х.в.}$  - температура гарячої води, що віддається споживачу, і холодної води, що надходить в систему;

$c_p$  - теплоємність води.

Витрата води на гаряче водопостачання, т/год

$$G_{зв.} = \frac{3,6 \cdot 3,5}{4,19 \cdot (65 - 5) \cdot 10^{-3}} = 50,12 .$$

### 2.1.3 Визначення теплових втрат з витоками води з тепломережі

Витоку води з системи теплопостачання приймаємо рівною 0,5% обсягу води в трубопроводах тепломереж з урахуванням безпосередньо підключених до них місцевих опалювально-вентиляційних систем споживачів. Обсяг трубопроводів системи теплопостачання становить близько  $3000 \text{ м}^3$ . Тому прийmemo  $G_{\text{вит}} = 15 \text{ м} / \text{год}$ . Так як витоку води покриваються живильною водою, то  $G_{\text{вит}} = G_{\text{жив}}$

Визначаємо теплові втрати з витоком води з тепломережі, МВт

$$Q_{\text{вит}} = \frac{1}{3,6} G_{\text{вит}} c_p (t_{\text{м.с}}^{\text{ср}} - t_{\text{х.в}}),$$

де  $t_{\text{м.с}}^{\text{ср}}$  - середня температура води в мережі,  $110 \text{ }^\circ\text{C}$ .

$$Q_{\text{вит}} = 15 \cdot 4,19 \cdot 10^{-3} \cdot (110 - 5) \cdot \frac{1}{3,6} = 1,83.$$

Теплота внесена в систему з живильною водою, МВт

$$Q_{\text{подп.}} = \frac{1}{3,6} G_{\text{жив}} c_p (t_{\text{жив}} - t_{\text{х.в}}),$$

де  $t_{\text{жив}}$  - температура живильної води,  $104,3 \text{ }^\circ\text{C}$ .

$$Q_{\text{жив}} = 15 \cdot 4,19 \cdot 10^{-3} \cdot (104,3 - 5) \cdot \frac{1}{3,6} = 1,73.$$

#### 2.1.4 Визначення теплового навантаження на мережеві підігрівачі

Теплове навантаження на мережеві підігрівачі визначається, МВт

$$Q_{c.n} = \sum Q_{m.c} + Q_{yt} - Q_{жив},$$

$$Q_{c.n} = 119,8 + 1,83 - 1,73 = 119,9.$$

Визначаємо теплове навантаження, що покривається основними бойлерами з урахуванням значення коефіцієнта теплофікації 0,5, МВт

$$Q_{т.ф}^{осп} = 0,5 \cdot 119,9 = 59,99.$$

Теплофікаційне навантаження, що покривається піковими бойлерами, визначається як різниця повного теплового навантаження мережевих підігрівачів  $Q_{c.n}$  і теплового навантаження основних підігрівачів  $Q_{т.ф}^{осп}$ , МВт

$$Q_{т.ф}^{пк} = Q_{c.n} - Q_{т.ф}^{осп},$$

$$Q_{т.ф}^{пк} = 119,9 - 59,99 = 59,91.$$

Визначаємо витрату пари на пікові бойлера, т/год

$$D_{пк.n} = \frac{3600 \cdot Q_{т.ф}^{пк}}{(i_4 - i_{пк}) \cdot \eta},$$

де  $\eta$  - коефіцієнт, що враховує втрату тепла підігрівачем в навколишнє середовище, його приймаємо рівним 0,98;

$i_4$  - ентальпія пари, що гріє, визначається з таблиць насиченої пари [2];

$i_{нк}$  - ентальпія конденсату з пікових бойлерів, визначається з [2].

$$D_{нк.п} = \frac{3600 \cdot 59,91}{(3024,72 - 720,9) \cdot 0,98} = 95,53.$$

Визначаємо витрату пари на основні бойлера, т/год

$$D_{о.п} = \frac{3600 \cdot Q_{т.ф}^{осп}}{(i_5 - i_6) \cdot \eta},$$

де  $i_5$  - ентальпія пари, що гріє, визначається з таблиць насиченої пари [2];

$i_6$  - ентальпія конденсату пари, що гріє, визначається з таблиць насиченої пари і води [2].

$$D_{о.п} = \frac{3600 \cdot 59,99}{(2683 - 667,47) \cdot 0,98} = 109,3.$$

Визначаємо витрату пари на бойлер гарячого водопостачання, т/год

$$D_{БГВ} = \frac{3600 \cdot Q_{гв}}{(i_5 - i_6) \cdot \eta},$$

$$D_{БГВ} = \frac{3600 \cdot 3,5}{(2683 - 667,47) \cdot 0,98} = 6,3.$$

Визначаємо витрату пари на деаератор живильної води, т/год

$$D_{ДР}^{жив} = \frac{G_{жив} \cdot c_p (t_{жив} - t'_{хвп} \cdot \eta)}{(i_5 - c_p t'_{хвп}) \cdot \eta},$$

де  $t'_{хвп}$  - температура води що надходить з ХВО, 28 °С ;

$$D_{ДР}^{жив} = \frac{15 \cdot 4,19 \cdot (104,3 - 28 \cdot 0,98)}{(2683 - 4,19 \cdot 28) \cdot 0,98} = 1,92.$$

Витрата хімічно підготовленої води на підживлення тепломережі, визначаємо, як різницю між сумарною витратою живильної води і витратою пари на деаератор живильної води, т/год

$$G_{хвп}^{жив} = G_{жив} - D_{ДР}^{жив} ,$$

$$G_{хвп}^{жив} = 15 - 1,92 = 13,08.$$

Витрата сирої води на ХВП для підживлення тепломережі, т/год

$$G_{сира}^{жив} = 1,25 \cdot G_{хвп}^{жив} ,$$

$$G_{сира}^{жив} = 1,25 \cdot 13,08 = 16,35.$$

Витрата пари на пароводяний підігрівач вихідної сирої води для підживлення тепломережі, т/год

$$D_{ПВП}^{жив} = \frac{G_{сира}^{жив} \cdot c_p (t''_{сира} - t_{х.в})}{(i_5 - i_6) \cdot \eta} ,$$

де  $t''_{сира}$  - температура води після підігрівача сирої води, 25 °С ;

$$D_{ПВП}^{жив} = \frac{16,35 \cdot 4,19 \cdot (25 - 5)}{(2683 - 667,47) \cdot 0,98} = 0,69.$$

Кількість конденсату від пароводяного підігрівача вихідної сирі води, дорівнює кількості пари необхідного для підігріву цієї води, т/год

$$G_{ПВП}^{жсв} = D_{ПВП}^{жсв} = 0,69 .$$

### 2.1.5 Визначення сумарних витрат пари зовнішніми споживачами

Навантаження по парі 0,12МПа знаходиться як сума, т/год

$$\begin{aligned} \sum D_{вн.}^{0,12} &= D_{o.n} + D_{ДР}^{жсв} + D_{ПВП}^{жсв} + D_{БГВ} , \\ \sum D_{вн.}^{0,12} &= 109,3 + 1,92 + 0,69 + 6,3 = 118,21. \end{aligned}$$

Навантаження по парі 0,8МПа визначаємо з завдання, т/год

$$\sum D_{0,8}^{вн.} = 200 + 95,53 = 295,53.$$

Навантаження по парі 3,0 МПа визначаємо з завдання, т/год

$$\sum D_{3,0}^{вн.} = 40.$$

Підраховані витрати пари розподіляються між турбінами і РОУ за прийнятою теплової схемою, цим визначається основне завантаження відборів встановлених турбін і РОУ. При цьому потрібно прагнути до найбільшого навантаження регульованих відборів турбін. Завантаження резервних РОУ допускається лише в піковому і аварійному режимах. Бажаним є таке завантаження регульованих відборів, при якому

турбіни розвивають потрібну потужність, працюють з мінімальним пропуском пари в конденсатор.

## 2.2 Підрахунок витрат пари на власні потреби ТЕЦ

Витрати пари на власні потреби ТЕЦ залежать від паропродуктивності котельні (підсумкової величини в розрахунку теплової схеми) і безпосередньо із заданих теплових навантажень не можуть бути визначені. Для розрахунку їх спочатку визначаємо орієнтовно необхідну паропродуктивність ТЕЦ що неважко зробити, знаючи витрати пари зовнішніми споживачами і користуючись діаграмами режимів парових турбін Р-12-3,5/0,5М, ПТ-12/15-3,5/1,0. Паропродуктивність ТЕЦ в основному визначається зовнішніми споживачами пари, які отримують його з відборів турбін і від РОУ. Витрати пари на власні потреби  $D'_{nc}$  становлять порівняно невелику величину і в попередньому розрахунку можуть бути враховані орієнтовно. Для визначення  $D'_{nc}$  раніше підраховані витрати пари для зовнішніх споживачів по кожному тиску окремо підсумовуються з орієнтовно прийнятими витратами пари на власні потреби ТЕЦ і розподіляються між відборами турбін і РОУ, які є джерелами їх покриття.

Тому по діаграмі режимів парових турбін і даними з завдання визначимо витрати води та пари.

Витрата свіжої пари на турбіну Р-12-3,5/0,5 М -  $D_{св}^{P-12} = 125$  т/год;

Витрата пари 0,8МПа з турбіни Р-12-3,5/0,5 М -  $D_{0,8}^{P-12} = 120$  т/год;

Витрата свіжої пари на турбіну ПТ-12/15-3,5/1,0 -  $D_{св}^{ПТ-12} = 125$  т/год;

Витрата пари 0,8МПа з першого відбору турбіни ПТ-12/15-3,5/1,0 -  $D_{0,8}^{ПТ-12} = 50$  т/год;

Витрата пари 0,12МПа з другого відбору турбіни ПТ-12/15-3,5/1,0 -  $D_{0,12}^{ПТ-12} = 70$  т/год.



### 2.2.1 Визначення кількості пари, що покривається РОУ

Визначаємо кількість пари 0,12МПа покривається РОУ 40/1,2 і РОУ 8/1,2 за формулою, т/год

$$D_{0,12}^{POY} = \sum D_{0,12}^{вн} - D_{0,12}^{ПТ},$$

$$D_{0,12}^{POY} = 118,21 - 70 = 48,21.$$

Так як використання РОУ 8/1,2 більш економічно вигідно, тому в першу чергу все максимально можливе навантаження по парі 0,12 МПа пропускаємо через нього. Визначаємо витрату пари з РОУ 8/1,2. Згідно паспортних даних по РОУ, вона здатне пропустити через себе 30 т/год .

Витрату пари тиском 0,8МПа, що подається на РОУ 8/1,2 знаходимо по формулі

$$D_{0,8}^{POY8/1,2} = D_{0,12}^{POY8/1,2} \cdot \frac{i_5 - \bar{T}}{i_4 \cdot \eta_{POY} - \bar{T}},$$

де  $i_4$  - ентальпія пари після РОУ 40/8, що визначається з таблиць насиченої пари і води [2];

$\bar{T}$  - тепловміст живильної води, що визначається з таблиць насиченої пари і води відповідно до [3];

$\eta_{POY}$  - коефіцієнт, що враховує втрату теплоти установкою в навколишнє середовище, його приймаємо рівним 0,98.

$$D_{0,8}^{POY8/1,2} = 30 \cdot \frac{2683,53 - 437,44}{3024,72 \cdot 0,98 - 437,44} = 26,66.$$

Визначаємо витрату пари з РОУ 40/1,2 як різницю між навантаженням, що приходить на РОУ і навантаженням, що покривається РОУ 8/1,2, т/год

$$D_{0,12}^{POY40/1,2} = D_{0,12}^{POY} - D_{0,12}^{POY8/1,2},$$

$$D_{0,12}^{POY40/1,2} = 48,21 - 30 = 18,21.$$

Витрату свіжої пари на РОУ40 / 1,2 визначаємо за формулою

$$D_{ce}^{POY8/1,2} = D_{0,12}^{POY40/1,2} \cdot \frac{i_5 - \bar{T}}{i_1 \cdot \eta_{POY} - \bar{T}},$$

де  $i_1$  - ентальпія пари, що виробляється котлами, визначається з таблиць насиченої пари згідно [2].

$$D_{ce}^{POY40/1,2} = 18,21 \cdot \frac{2683,53 - 437,44}{3335,5 \cdot 0,98 - 437,44} = 14,4.$$

Витрата пари з РОУ 40/8 визначаємо за формулою

$$D_{0,8}^{POY40/8} = \sum D_{0,8}^{вн.} + D_{0,8}^{м.х.} + D_{0,8}^{р.м.} + D_{0,8}^{POY8/1,2} - (D_{0,8}^{P-12} + D_{0,8}^{ITT-12}),$$

$$D_{0,8}^{POY40/8} = 295,6 + 3 + 3 + 26,66 - (120 + 50) = 158,26.$$

Витрата свіжої пари на РОУ 40/8 визначаємо за формулою, т/год

$$D_{ce}^{POY40/8} = D_{0,8}^{POY40/8} \cdot \frac{i_4 - \bar{T}}{i_1 \cdot \eta_{POY} - \bar{T}},$$

$$D_{cv}^{POY40/8} = 158,26 \cdot \frac{3024,72 - 437,44}{3335,5 \cdot 0,98 - 437,44} = 144,6.$$

Витрату свіжої пари на РОУ 40/30 визначаємо за формулою, т/год

$$D_{cv}^{POY40/30} = D_{3,0}^{POY40/30} \cdot \frac{i_2 - \bar{T}}{i_1 \cdot \eta_{POY} - \bar{T}},$$

де  $i_2$  - ентальпія пари після РОУ 40/30.

$$D_{cv}^{POY40/8} = 40 \cdot \frac{3115,7 - 437,44}{3335,5 \cdot 0,98 - 437,44} = 37,84.$$

### 2.2.2 Визначення сумарної витрати свіжої пари по ТЕЦ

Сумарна витрата свіжої пари по ТЕЦ визначається за формулою, т/год

$$\sum D_{cv}^{ТЕЦ} = D_{cv}^{POY40/8} + D_{cv}^{POY40/30} + D_{cv}^{POY40/1,2} + (D_{cv}^{P-12} + D_{cv}^{ПТ-12}),$$

$$\sum D_{cv}^{ТЕЦ} = 144,6 + 37,84 + 14,4 + (125 + 125) = 446,8.$$

### 2.2.3 Визначення паропродуктивності парогенераторів в першому наближенні

Паропродуктивність парогенераторів в першому наближенні визначаємо за формулою, т/год

$$\sum D'_{n2} = \frac{\sum D_{cv}^{ТЕЦ}}{\eta_{n2}},$$

$$\sum D'_{n2} = \frac{446,8}{0,98} = 455,9.$$

### 2.2.4 Визначення споживачів пари власних потреб ТЕЦ

Споживачами пари на власні потреби ТЕЦ є: деаератори живильної води, пароводяні підігрівачі сирії і хімоочищеної води. Для підрахунку витрат пари цими споживачами спочатку треба визначити витрати сирії води для покриття втрат води і пари в циклі електростанції, а саме:

- втрат води безперервної продувки котлів;
- втрат пари і конденсату у споживача;
- втрати конденсату на мазутному господарстві;
- втрат конденсату пари, що гріє деаератори підживлення;
- внутрішньостанційних втрат пари і води (приймаємо для ТЕЦ низького тиску 1%).

Для визначення величини перерахованих втрат спочатку складаємо тепловий баланс сепараторів безперервного продування котлів, з якого визначаємо безповоротні втрати продувочної котельної води. Рівняння теплового балансу сепараторів безперервного продування має вигляд:

$$G_{\text{прод}} \cdot \bar{t}_{\text{прод}}^I \cdot \eta_{\text{сеп}} = D_{\text{сеп}} \cdot i_3 + G_{\text{сеп}} \cdot \bar{t}_{\text{прод}}^{II} ,$$

$$G_{\text{сеп}} = G_{\text{прод}} - D_{\text{сеп}} ,$$

де  $G_{\text{прод}}$  - кількість води для продувки, приймаємо  $1\% \cdot \sum D'_{\text{не}}$ , т / год ;

$D_{\text{сеп}}$  - кількість пари, що виходить з сепаратора, т / год ;

$G_{\text{сеп}}$  - кількість продувочної води, що виходить з сепараторів, т / год ;

$\bar{t}_{\text{прод}}^I$  - ентальпія котлової води;

$\bar{t}_{\text{прод}}^{II}$  - ентальпія відсепарованої води;

$i_3$  - ентальпія відсепарованої пари;

$\eta_{cen}$  - коефіцієнт, що враховує охолодження сепараторів, приймаємо 0,98.

Кількість пари, що надходить з сепаратора безперервної продувки, дорівнює

$$D_{cen} = G_{prod} \cdot \frac{\bar{t}'_{prod} \cdot \eta_{cen} - \bar{t}''_{prod}}{i_3 - \bar{t}''_{prod}},$$

Дріб в правій частині формули називається коефіцієнтом сепарації і позначається  $K_{cen}$ . Величина  $K_{cen}$  визначається тільки параметрами котельної, сепарованої води та відсепарованої пари, які залежать від тиску в барабані котла і сепараторі безперервної продувки. Приймаємо, що з сепаратора виходить суха насичена пари, відсепарована продувальна вода з сепаратора направляється в теплообмінник безперервної продувки.

Коефіцієнт сепарації визначаємо за формулою

$$K_{cen} = \frac{\bar{t}'_{prod} \cdot \eta_{cen} - \bar{t}''_{prod}}{i_3 - \bar{t}''_{prod}},$$

$$K_{cen} = \frac{1211 \cdot 0,98 - 481,01}{2700,46 - 481,01} = 0,318.$$

Кількість продувальної води знаходимо за формулою, т/год

$$G_{prod} = 1\% \cdot \sum D'_{ng},$$

$$G_{prod} = 0,01 \cdot 455,9 = 4,55.$$

Визначаємо кількість пари, що виходить з сепаратора безперервного продування, т/год

$$D_{cen} = G_{prod} \cdot K_{cen} ,$$

$$D_{cen} = 4,55 \cdot 0,318 = 1,44.$$

Визначаємо кількість безповоротно втраченої відсепарованої продувальної води за формулою

$$G_{cen} = G_{prod} - D_{cen} ,$$

$$G_{cen} = 4,55 - 1,44 = 3,11.$$

Кількість продувальної води встановлюється на підставі розрахунку водного режиму котла і для розрахунку теплової схеми ТЕЦ є величиною заданою.

### 2.2.5 Визначення суми всіх втрат станції

Сума всіх втрат визначає реквізит добавок  $G_{об}$ , хімічно очищеної води в циклі станції.

Втрати конденсату гріючої пари в деаераторі живильної води, т/год

$$\Delta G_{конд}^{ДПВ} = D_{ДР}^{подп} ,$$

$$\Delta G_{конд}^{ДПВ} = 1,92.$$

Втрати конденсату мазутного господарства, т/год

$$\Delta G_{конд}^{м.х.} = 0,3 \cdot D_{м.х.}^{0,8} ,$$

$$\Delta G_{конд}^{м.х.} = 0,3 \cdot 3 = 0,9 .$$

Втрати конденсату на виробництві, т/год

$$\Delta G_{\text{конд}}^{\text{нр}} = \sum D_{3,0}^{\text{вн}} + D_{0,8}^{285} - G_{\text{конд}}^{0,8},$$

$$\Delta G_{\text{конд}}^{\text{нр}} = 40 + 200 - 160 = 80.$$

Внутрішньостанційні втрати, пари і води визначаються, т/год

$$\Delta G_{\text{ном}} \approx 2\% \cdot \sum D'_{\text{нг}},$$

$$\Delta G_{\text{ном}} = 0,02 \cdot 455,9 = 9,11 \text{ т / ч.}$$

Втрати води, пов'язані з безперервною продувкою котлів, т/год

$$\Delta G_{\text{прод}} = G_{\text{сеп}},$$

$$\Delta G_{\text{прод}} = 3,11.$$

Потрібних добавок хімічно очищеної води дорівнює

$$G_{\text{об}} = \sum \Delta G,$$

$$G_{\text{об}} = 1,92 + 0,9 + 9,11 + 3,11 + 80 = 95,04.$$

Витрата сирі води, з урахуванням потреби в циклі хімводоочищення визначається технологічною схемою хімводоочищення та режимів регенерації фільтрів. Практично з достатнім ступенем точності для розрахунку теплових схем приймаємо його рівним 25% корисної продуктивності хімводоочищення, т/год

$$G_{\text{сирв}}^{\text{об}} = 1,25 \cdot G_{\text{об}},$$

$$G_{\text{сирв}}^{\text{об}} = 1,25 \cdot 95,04 = 120.$$

### 2.2.6 Визначення витрати пари на пароводяні підігрівачі сирії води

Сирю воду перед подачею на хімоводоочищення підігрівають до температури 25 °С, тому витрата пари на пароводяної підігрівач сирії води визначається, т/год

$$D_{\text{сыра}}^{\text{подг}} = \frac{G_{\text{сыра}}^{\text{об}} \cdot c_p (t_{\text{сыра}}'' - t_{\text{х.в}})}{(i_5 - i_6) \cdot \eta},$$

$$D_{\text{сыр}}^{\text{подг.}} = \frac{120 \cdot 4,19 \cdot (25 - 5)}{(2683 - 667,47) \cdot 0,98} = 5,1.$$

Кількість конденсату від підігрівачів сирії води надходить в деаератор живильної води та відповідає витраті пари на підігрів сирії води, тому

$$G_{\text{сыра}}^{\text{конд}} = D_{\text{сыра}}^{\text{подг.}}$$

Сумарна кількість конденсату від теплообмінників сирії води, т/год

$$\sum G_{\text{сыра}}^{\text{конд}} = G_{\text{сыра}}^{\text{конд}} + G_{\text{ПВП}}^{\text{подп}},$$

$$\sum G_{\text{сыра}}^{\text{конд}} = 5,1 + 0,69 = 5,79$$

Сумарна кількість сирії води, що надходить на ХВО з урахуванням втрат води в тепломережі, т/год

$$\sum G_{\text{сыра}} = G_{\text{сыра}}^{\text{об}} + G_{\text{сыра}}^{\text{подп}},$$

$$\sum G_{\text{сыра}} = 120 + 16,35 = 136,4.$$



Пройшовши необхідну хімічну підготовку, сира вода повертається на станцію вже в новій якості, а саме хімочищеної і надалі іменується ХОВ. Так як в процесі підготовки очищеної води втрати останньої незначні тому для розрахунку теплової схеми ТЕЦ приймається, т/год

$$G_{хов}^{об} = \sum G_{сыра} = 136,4.$$

2.2.7 Визначення витрати пари на пароводяні підігрівачі хімічно очищеної води

Перед подачею в деаераторні установки хімочищену воду підігривають в пароводяному підігривачі до температури 80 °С. Кількість пари, що необхідно для підігриву хімочищеної води, т/год

$$D_{хов} = \frac{G_{хов}^{об} \cdot c_p (t_{хов}'' - t_{хов}')}{(i_5 - i_6) \cdot \eta},$$

$$D_{хов} = \frac{136,4 \cdot 4,19 \cdot (80 - 30)}{(2683 - 667,47) \cdot 0,98} = 14,5.$$

Кількість конденсату від підігривачів хімочищеної води надходить в деаератор живильної води відповідає витраті пари на підігрив ХОВ води, тому

$$G_{хов}^{конд} = D_{хов}.$$

Визначаємо кількість конденсату від бойлера гарячого водопостачання, що відповідає кількості пари, необхідного для підігриву гарячої води до температури 65 °С, т/год

$$G_{БГВ}^{конд} = D_{БГВ} = 6,3.$$

Визначаємо кількість конденсату від основних бойлерів теплофікації, що відповідає кількості пари, необхідного для підігріву мережної води до температури відповідної графіком, т/год

$$G_{o.n}^{конд} = D_{o.n} = 109,3.$$

Визначаємо кількість конденсату від пікових підігрівачів, що відповідає кількості пари йде на них, т/год

$$G_{пк.к}^{конд} = D_{пк.к} = 95,53.$$

Визначаємо витрати живильної води, що йдуть на охолодження пари в РОУ 40/30, РОУ 40/8, т/год

$$G_{РОУ40/30}^{num.в} = \sum D_{3,0}^{вн} - D_{св}^{РОУ40/30},$$

$$G_{РОУ40/8}^{num.в} = D_{0,8}^{РОУ40/8} - D_{св}^{РОУ40/8},$$

$$G_{РОУ40/30}^{num.в} = 40 - 37,84 = 2,16,$$

$$G_{РОУ40/8}^{num.в} = 158,26 - 144,6 = 13,66.$$

Сумарна витрата живильної води на РОУ дорівнює, т/год

$$G_{РОУ}^{num.в} = G_{РОУ40/30}^{num.в} + G_{РОУ40/8}^{num.в},$$

$$G_{РОУ}^{num.в} = 2,16 + 13,66 = 15,82.$$

Визначаємо повну витрату, живильної води, т/год

$$G_{num.в} = \sum D'_{нз} + G_{прод} + G_{РОУ}^{num.в} + G_{подн},$$

$$G_{num.в} = 455,9 + 4,55 + 15,82 + 15 = 491,27.$$

Визначаємо випар з деаераторів живильної води, т/год

$$D_{\text{вип}} = d_{\text{вип}} \cdot G_{\text{пит.в}} ,$$

де  $d_{\text{вип}}$  - коефіцієнт випару з атмосферного деаератора, 0,002;

$$D_{\text{вип}} = 0,002 \cdot 491,27 = 0,98.$$

Сумарна кількість потоків, що надходять в деаератор живильної води, т/год

$$G_{\Sigma} = G_{\text{БГВ}}^{\text{конд}} + G_{\text{сира}}^{\text{конд}} + G_{\text{хов}}^{\text{конд}} + (G_{\text{о.п}}^{\text{конд}} + G_{\text{пк.п}}^{\text{конд}}) + G_{\text{конд}}^{0,8} + G_{\text{хов}} + D_{\text{сеп}} - D_{\text{вип}} ,$$

$$G_{\Sigma} = 6,3 + 5,79 + 27 + (109,3 + 95,53) + 160 + 136,4 + 1,44 - 0,98 = 527 .$$

Температура пом'якшеної води на виході з охолоджувача випару, °С

$$t_{\text{хов}}''' = t_{\text{хов}}'' + \frac{D_{\text{вип}}}{G_{\text{хов}}^{\text{об}} \cdot c_p} (i_5 - i_6) ,$$

де  $t_{\text{хов}}''$  - температура хімічно очищеної води на вході в теплообмінник випару , дано з завдання, 80 °С ;

$G_{\text{хов}}^{\text{об}}$  - витрата ХОВ, що надходить з ХВО, 136,4 т/год ;

$$t_{\text{хов}}''' = 80 + \frac{0,98}{136,4 \cdot 4,19} \cdot (2683,53 - 667,47) = 83 .$$

Середньозважена температура потоків, що надходять в деаератор живильної води (крім пари, що гріє), °С

$$t_{\text{ср.в.з}} = \frac{G_{\text{БГВ}}^{\text{конд}}}{G_{\Sigma}} t_{\text{к.б.}} + \frac{(G_{\text{сыр}}^{\text{конд}} + G_{\text{хов}}^{\text{конд}})}{G_{\Sigma}} t_{\text{к.б.}} + \frac{(G_{\text{о.п.}}^{\text{конд}} + G_{\text{пк.п}}^{\text{конд}})}{G_{\Sigma}} t_{\text{к.б.}} + \frac{G_{\text{конд}}^{0,8}}{G_{\Sigma}} t_{\text{конд}}^{\text{пр}} + \frac{G_{\text{хов}}^{\text{об}}}{G_{\Sigma}} t_{\text{хов}}^{\text{м}} + \frac{D_{\text{сеп}}}{G_{\Sigma} \cdot c_p} \cdot i_3 - \frac{D_{\text{вып}}}{G_{\Sigma} \cdot c_p} \cdot i_5,$$

де  $G_{\text{БГВ}}^{\text{конд}}$  - кількість конденсату від бойлера гарячого водопостачання;

$G_{\text{хов}}^{\text{конд}}$  - кількість конденсату від підігрівачів хімочищеної води;

$G_{\text{сыра}}^{\text{конд}}$  - кількість конденсату від підігрівачів сирі води;

$G_{\Sigma}$  - сумарне кількість потоків, що надходять деаератор;

$D_{\text{вып}}$  - випар з деаераторів, визначено раніше;

$D_{\text{сеп}}$  - кількість пари, що виходить з сепаратора;

$G_{\text{о.п.}}^{\text{конд}}$  - кількість конденсату від основних бойлерів теплофікації;

$G_{\text{пк.п}}^{\text{конд}}$  - кількість конденсату від пікових бойлерів теплофікації;

$G_{\text{конд}}^{0,8}$  - кількість конденсату, що повертається з випарного ділянки

глиноземного цеху;

$G_{\text{хов}}^{\text{об}}$  - витрата ХОВ на ТЕЦ;

$t_{\text{конд}}^{\text{пр}}$  - температура конденсату, що повертається з випарного ділянки

глиноземного цеху, 80°C ;

$t_{\text{к.б.}}$  - температура конденсату від пароводяної установки

опалювальних бойлерів і гарячого водопостачання, 158,1°C ;

$$t_{\text{ср.в.з}} = \frac{6,3}{527} \cdot 158,1 + \frac{5,79+14,5}{527} \cdot 158,1 + \frac{204,83}{527} \cdot 158,1 + \frac{160}{527} \cdot 80 + \frac{136,4}{527} \cdot 83 +$$

$$+ \frac{1,44}{527 \cdot 4,19} \cdot 2700,46 - \frac{0,98}{527 \cdot 4,19} \cdot 2684,53 = 110,31.$$

## 2.2.8 Визначення витрати пари на деаератори живильної води

Визначасмо витрату пари на деаератори живильної води, т/год

$$D_{ДБ} = G_{\Sigma} \cdot \frac{\bar{T} - t_{cp.вз} \cdot c_p}{i_5 - \bar{T}},$$

де  $G_{\Sigma}$  - сумарна кількість потоків, що надходять деаератор.

$$D_{ДБ} = 527 \cdot \frac{437,44 - 110,31 \cdot 4,19}{2683,53 - 437,44} = 5,8$$

### 2.2.9 Результати першого наближення витрат пари на власні потреби ТЕЦ

В результаті розрахунку в першому наближенні визначилися наступні значення витрат пари на власні потреби ТЕЦ.

Сумарна витрата пари 0,12 МПа, т/год

$$\begin{aligned} \sum D_{соб.н}^{0,12} &= D_{ДБ} + D_{сыр}^{подг} + D_{хов}, \\ \sum D_{соб.н}^{0,12} &= 5,8 + 5,1 + 14,5 = 25,4. \end{aligned}$$

Сумарна витрата пари 0,8 МПа, т/год

$$\begin{aligned} \sum D_{соб.н}^{0,8} &= D_{0,8}^{м.х.} + D_{0,8}^{р.м.} + D_{0,8}^{POV8/1,2}, \\ \sum D_{соб.н}^{0,8} &= 3 + 3 + 26,66 = 32,66. \end{aligned}$$

Наступним кроком визначаємо дійсні витрати пари по ТЕЦ.

Дійсна витрата по 3,0МПа пару, т/год

$$\sum D_{3.0} = \sum D_{3.0}^{6H.} = 40.$$

Дійсна витрата по 0,8МПа пару, т/год

$$\sum D_{0.8} = \sum D_{0.8}^{6H.} + \sum D_{0.8}^{0.8 \text{ соб.н}} = 295,6 + 6 + 26,66 = 328,26.$$

Дійсна витрата по 0,12МПа пару, т/год

$$\sum D_{0.12} = \sum D_{0.12}^{6H.} + \sum D_{0.12}^{0.12 \text{ соб.н}} = 118,21 + 25,4 = 143,6.$$

Повну дійсну витрату пари визначаємо як суму всіх витрат, т/год

$$\sum D = \sum D_{3.0} + \sum D_{0.8} + \sum D_{0.12} = 511,9.$$

Визначаємо дійсну паропродуктивність парогенераторів ТЕЦ, т/год

$$\sum D_{nz} = \frac{\sum D}{0,98} = \frac{511,9}{0,98} = 522,3.$$

Виробляємо порівняння паропродуктивності, отриманої в результаті першого наближення з попередньо прийнятою величиною  $\sum D'_{nz} = 455,9$ , т/год.

$$\frac{\sum D_{nz} - \sum D'_{nz}}{\sum D_{nz}} \cdot 100 = \frac{522,3 - 455,9}{522,3} = 12,7\%.$$

Так як нев'язка становить 12,7%, що значно більше допустимої величини (не більше 3%), то розрахунок повторюємо, беручи за

основу значення отримане в результаті першого наближення. Розрахунок другого наближення представлений в таблиці 2.1.

В ході розрахунку нев'язка до прийнятих значень першого наближення по всіх чотирьох характерним режимам не перевищує 0,2%, що задовольняє вимогам.

Таблиця 2.1 - Результати розрахунку другого наближення

Найменування даних	Позначення	Значення
Сумарна витрата пари 0,12 МПа на власні потреби ТЕЦ	$\sum D_{\text{соб.н}}^{0,12}$	46,1
Сумарна витрата пари 0,8 МПа на власні потреби ТЕЦ	$\sum D_{\text{соб.н}}^{0,8}$	32,66
Дійсна витрата пари 3,0 МПа	$\sum D_{3,0}$	40
Дійсна витрата пари 0,8 МПа	$\sum D_{0,8}$	328,26
Дійсна витрата пари 0,12 МПа	$\sum D_{0,12}$	164,31
Повна дійсна витрата пари	$\sum D$	532,57
Дійсна паропродуктивність парогенераторів	$\sum D_{\text{пг}}^{\text{м}}$	543
Нев'язка з попередньо прийнятим значенням, %	$\Delta D_{\text{пг}}$	0,2

Розрахунок теплової схеми закінчуємо складанням пароводяного балансу ТЕЦ. Паровий баланс характеризує роботу станції протягом усього року: ефективність використання встановленого на ТЕЦ обладнання, економічність його роботи і експлуатаційну надійність станції. На підставі

даних парового балансу ТЕЦ проводиться вибір парогенераторів. Розрахунком теплової схеми визначається сумарне вироблення пари на ТЕЦ, яке забезпечує роботу електростанції при всіх її режимах. Однак для електростанції є дуже істотною не тільки загальна паропроодуктивність станції, але також одинична паропроодуктивність встановлених парогенераторів, так як обладнання повинно забезпечувати можливість планово-попереджувального ремонту парогенератора і резервування аварійного відключення одного з них. При розрахунку теплової схеми спеціально розраховується другий зимовий режим, яким перевіряється можливість роботи станції при аварійному відключенні одного з парогенераторів на теплових навантаженнях, регламентованих нормами технологічного проектування.

### 2.3 Розрахунок річного виробітку і відпуску пари та електроенергії споживачам

ТЕЦ з турбінами типів ПТ і Р в неопалювальний період повинні працювати із загальним коефіцієнтом використання встановлених турбоагрегатів  $K_{исп}^{ТЕЦ} = 0,48$ .

При встановленій потужності двох турбін 24 МВт і тривалості неопалювального періоду 190 діб (4560 год.) ТЕЦ за неопалювальний період виробляє, кВт·год

$$Q = 24 \cdot 4560 \cdot 0,48 \cdot 10^{-3} = 52,53 \cdot 10^6.$$

В якості розрахункового прийнято рік із середнім ремонтом парогенераторів. Для зазначеного року, тривалість простоїв обладнання в планово-попереджувальному ремонті, приймається у такому значенні, що наведені в таблиці 2.2 [11].



Таблиця 2.2 - Нормативні терміни ремонту устаткування

Найменування обладнання	Діб ремонту
Простий одного парогенератора:	
в середньому ремонті	14,4
у поточному ремонті	14,4
Простий одного турбогенератора:	
в середньому ремонті	11,7
у поточному ремонті	6,3

Таблиця 2.3 - Тривалість простою і роботи обладнання в поточних ремонтах

Найменування агрегату	Робочий час, год		Простий в планово попереджувальних ремонтах, год	
	Опалювальний період 175 діб	Літній період 190 діб	Опалювальний період 175 діб	Літній період 190 діб
Парогенератор	3785	4283	415	277
Турбоагрегат	3954	4375	246	185

Середній ремонт на 50% здійснюється в опалювальний період. Поточний ремонт на 70% виконується взимку і на 30% влітку. Тривалість роботи і простою в ремонтах парогенератора і турбоагрегату, підраховані згідно вище сказаного, наведено в таблиці 2.3.

Розрахунок річних витрат проводимо окремо для опалювального і літнього періодів.

### 2.3.1 Розрахунок річних витрат для опалювального періоду

Витрата охолодженої пари 0,8 МПа, 285 °С, що відпускається з ТЕЦ за опалювальний період, становить  $780 \cdot 10^3$  т.

Відповідно витрата пари з промислових відборів турбін пари 0,8 МПа дорівнює, т

$$G(Q)_{0,8}^{полн.} = 780 \cdot 10^3 \cdot 0,955 = 745 \cdot 10^3.$$

Середнє навантаження промислового відбору по пару 1,0 МПа дорівнює, т

$$G(Q)_{0,8}^{ср. зим.} = \frac{G(Q)_{0,8}^{полн.}}{T_{он} \cdot 24},$$

де  $T_{он}$  - тривалість опалювального періоду, 166 діб [4].

Середньо-зимове (повне, з урахуванням власних потреб ТЕЦ) навантаження одного ПТ-12/15-3,4/1,0/0,1 турбогенератора по пару 0,12 МПа становить приблизно 70 т/год.

Згідно визначеним середнім за опалювальний період відбором пари від турбін підраховуємо за допомогою діаграм режимів турбін їх середньогодинні витрати пари і потужність на тепловому споживанні, а також витрату пари і вироблення електроенергії турбогенераторами за робочий час в опалювальному періоді. Результати розрахунків записуємо в таблицю 2.4.

Таблиця 2.4 - Витрата пари і вироблення електроенергії

Турбоагрегат	Середня потужність на тепловому споживачеві, МВт	Середня часова витрата пари, т/год	Вироблення електроенергії за період, кВт год	Витрата пари турбінами за цей період, т
Опалювальний період				
ПТ12-3,4/1,0/0,1	12	106		
Р-12-3,4/0,5 М	8	120		
Разом	20	226	$79,1 \times 10^6$	$894 \times 10^3$
Літній період				
ПТ12-3,4/1,0/0,1	5	56,2		
Р-12-3,4 / 0,5 М	6,5	95		
Разом	11,5	151,2	$50 \times 10^6$	$661 \times 10^3$

Як видно з таблиці середні за опалювальний період теплові навантаження ТЕЦ забезпечують повне використання встановлених турбоагрегатів. Середнє завантаження встановлених парогенераторів становить 90% встановленої потужності. Максимально-добове навантаження парогенераторів за опалювальний період згідно розрахунку теплової схеми складе 95%.

Як видно з наведених вище даних по нормативному часу простою турбоагрегатів і парогенераторів в планово-попереджувальному ремонті, час простою в ремонті парогенераторів значно більше, ніж час простою в ремонті турбоагрегатів. Тому в опалювальний період ТЕЦ деякий час буде працювати без одного парогенератора і внаслідок нестачі пари не зможе

розвивати повну потужність. Виходячи з порохованих вище середніх за опалювальний період навантажень ТЕЦ, на підставі приблизних розрахунків можна прийняти для цих режимів в середньому: передачу частини теплофикаційного навантаження на РОУ.

Беручи до уваги, що час роботи ТЕЦ без одного парогенератора за опалювальний період дорівнює різниці часу простою в планово-попереджувальному ремонті турбоагрегатів і парогенераторів  $7 \cdot 415 - 2 \cdot 246 = 2413$  год, отримуємо таке значення недовиробітку електроенергії, кВт·год, і зменшення витрати пари за опалювальний період, т

$$-\Delta \mathcal{E} = 2413 \cdot 12 = 28,9 \cdot 10^6,$$

$$\Delta D_{св}^m = 2413 \cdot 70 = 168,9 \cdot 10^3 .$$

Таким чином за опалювальний період буде вироблено електроенергії, кВт·год

$$\Sigma \mathcal{E}^{мон.} = 79,1 \cdot 10^6 - 28,9 \cdot 10^6 = 50,2 \cdot 10^6 ,$$

і витрачено пари на турбіни, т

$$\Sigma D_m^{мон.} = 894 \cdot 10^3 - 168,9 \cdot 10^3 = 725,1 \cdot 10^3 .$$

При зупинці одного турбоагрегату на поточний ремонт втрата його промислового відбору буде компенсуватися за рахунок РОУ 40/8, а при зупинці турбоагрегату ПТ-12 - втрата пари 0,12МПа компенсується РОУ 40/0,12 і РОУ 8/0,12.

Кількість свіжої пари пропущеного через РОУ 40/30 за опалювальний період визначаємо за формулою, т

$$\sum D_{POY40/30}^{омон.} = T_{он} \cdot D_{св.}^{POY40/30},$$

де  $D_{св.}^{POY40/30}$  - витрата свіжої пари на РОУ 40/30;

$T_{он}$  - тривалість опалювального періоду.

$$\sum D_{POY40/30}^{омон.} = 166 \cdot 24 \cdot 37,84 = 158,9 \cdot 10^3.$$

Кількість свіжої пари пропущеного через РОУ 40/8 за опалювальний період визначаємо за формулою, т

$$\sum D_{POY40/8}^{омон.} = T_{омон.} \cdot D_{ср.св.}^{POY40/8},$$

$$\sum D_{POY40/8}^{омон.} = 166 \cdot 24 \cdot 118,96 = 499 \cdot 10^3.$$

Кількість свіжої пари пропущеної через РОУ 40/1,2 в опалювальний період визначаємо за формулою, використовуючи таблицю 2.5.

Таблиця 2.5 - Тривалість стояння температур зовнішнього повітря нижче  $t_{н.о}$

Температура зовнішнього повітря, $t_{н.} \text{ } ^\circ\text{C}$	Число годин температур нижче $t_{н}$	Температура зовнішнього повітря, $t_{н.} \text{ } ^\circ\text{C}$	Число годин стояння температур нижче $t_{н}$	Температура зовнішнього повітря, $t_{н.} \text{ } ^\circ\text{C}$	Число годин стояння температур нижче $t_{н}$
-25 ÷ - 20	28,8	-15 ÷ - 10	336	-5 ÷ 0	1200
-20 ÷ - 15	127,2	-10 ÷ - 5	588	0 ÷ 8	1920

$$\sum D_{POY40/1,2}^{омон.} = D_{св.}^{POY40/1,2} \cdot t_{п.о.} + D_{св.}^{POY40/1,2} \cdot t_{ср.о.},$$

де  $D_{св.}^{POY40/1,2}$  - середня витрата свіжої пари на РОУ 40/1,2 при температурі зовнішнього повітря  $-23 \text{ } ^\circ\text{C}$ ;

$D_{св.}^{POV40/1,2}$  - середня витрата свіжої пари на РОУ40 / 1,2 при температурі зовнішнього повітря  $-0,7^{\circ}\text{C}$ ;

$t_{p.o.}$  - тривалість стояння температури від  $-20$  до  $-15^{\circ}\text{C}$ , 127,2 год ;

$t_{ср.o.}$  - тривалість стояння температури від  $-5$  до  $8^{\circ}\text{C}$ , 1920 год.

$$\sum D_{POV40/1,2}^{омон.} = 14,4 \cdot 127,2 + 25,6 \cdot 1920 = 51 \cdot 10^3.$$

Сумарна кількість пари на турбоагрегати і РОУ, т

$$\begin{aligned} \sum D_{св.}^{омон.} &= \sum D_m^{омон.} + \sum D_{POV40/1,2}^{омон.} + \sum D_{POV40/8}^{омон.} + \sum D_{POV40/30}^{омон.}, \\ \sum D_{св.}^{омон.} &= 51 \cdot 10^3 + 499 \cdot 10^3 + 158 \cdot 10^3 + 725,1 \cdot 10^3 = 1433 \cdot 10^3. \end{aligned}$$

Вироблення пари парогенераторами за опалювальний період, т

$$\sum D_{нз}^{омон.} = \frac{\sum D_{св.}^{омон.}}{0,98} = \frac{1433 \cdot 10^3}{0,98} = 1462 \cdot 10^3.$$

### 2.3.2 Розрахунок річних витрат для літнього періоду

Витрата охолодженого пари  $0,8$  МПа,  $285^{\circ}\text{C}$ , що відпускається з ТЕЦ за літній період, становить  $640 \cdot 10^3$  т.

Аналогічний розрахунок витрат пари з промислових відборів турбін

$$Q_{0,8}^{полн.} = 640 \cdot 10^3 \cdot 0,945 = 604 \cdot 10^3;$$

$$Q_{0,8}^{ср.лет.} = \frac{604 \cdot 10^3}{190 \cdot 24} = 132.$$

Середньорічне (повне, з урахуванням власних потреб ТЕЦ) навантаження одного ПТ-12/15-3,4/1,0/0,1 турбогенератора по пару 0,12МПа становить приблизно 50 т / год.

Згідно визначеним середніми за літній період відборами пари від турбін підраховуємо за допомогою діаграм режимів турбін їх середньогодинні витрати пари і потужність на тепловому споживанні, а також витрату пари і вироблення електроенергії турбогенераторами за робочий час в річному періоді. Результати розрахунків записуємо в таблицю 2.7.

Час простою обладнання через планові ремонти визначається аналогічно часу простою в опалювальному періоді,  $7 \cdot 246 - 2 \cdot 185 = 1352$  години.

Недовиробіток електроенергії через простої в літній період, кВт·год

$$-\Delta \mathcal{E} = 1352 \cdot 12 = 16,2 \cdot 10^6.$$

Таким чином за літній період буде вироблено електроенергії, кВт·год

$$\sum \mathcal{E}^{лет.} = 50 \cdot 10^6 - 16,2 \cdot 10^6 = 33,8 \cdot 10^6,$$

і витрачено пари на турбіну, т

$$\sum D_m^{лет.} = 661 \cdot 10^3 - 95 \cdot 10^3 = 566 \cdot 10^3.$$

При зупинці одного турбоагрегату на поточний ремонт втрата його промислового відбору буде компенсуватися за рахунок РОУ 40/8, а при зупинці турбоагрегату ПТ-12 - втрата пари 0,12МПа компенсується РОУ 40/0,12 і РОУ 8/0,12

Витрата пари через РОУ визначається, з урахуванням ремонту турбоагрегату Р-12, за формулою, т

$$\sum D_{POY40/8}^{лет.} = D_{0.8}^{турб.} \cdot \frac{i_4 - \bar{T}}{i_1 \cdot \eta_{POY} - \bar{T}} \cdot t_{рем.}^{лет.},$$

$$\sum D_{POY40/8}^{лет.} = 120 \cdot \frac{3024,72 - 437,44}{3335,5 \cdot 0,98 - 437,44} \cdot 185 = 20 \cdot 10^3.$$

Витрата пари через РОУ 40/30 в літній період визначається аналогічно зимового періоду, тому що навантаження по пару 3,0 МПа протягом року не змінюється, т

$$\sum D_{POY40/30}^{лет.} = T_{літо} \cdot D_{св.}^{POY40/30},$$

де  $T_{літо}$  - тривалість літнього періоду 190 діб.

$$\sum D_{POY40/30}^{лет.} = 190 \cdot 24 \cdot 37,84 = 173 \cdot 10^3.$$

Сумарна кількість пари на турбоагрегати і РОУ визначається за формулою, т

$$\sum D_{св.}^{лет.} = \sum D_m^{лет.} + \sum D_{POY40/8}^{лет.} + \sum D_{POY40/30}^{лет.},$$

$$\sum D_{св.}^{лет.} = 173 \cdot 10^3 + 20 \cdot 10^3 + 566 \cdot 10^3 = 759 \cdot 10^3.$$

Вироблення пари парогенераторами за літній період, т

$$\sum D_{нг}^{лет.} = \frac{\sum D_{св.}^{лет.}}{0,98} = \frac{759 \cdot 10^3}{0,98} = 774 \cdot 10^3.$$



### 2.3.3 Сумарне річне вироблення електроенергії та пари по ТЕЦ

Сумарне річне вироблення електроенергії на ТЕЦ , кВт·год

$$\mathcal{E}_{mk}^{год} = \sum \mathcal{E}^{оп} + \sum \mathcal{E}^{літо.} = 50,2 \cdot 10^6 + 33,8 \cdot 10^6 = 84 \cdot 10^6,$$

### 2.3.4 Коефіцієнт корисної дії ТЕЦ з відпуску електричної та теплової енергії

$$\eta_э = \frac{3,6 \mathcal{E}_{год}^{омд.}}{10^3 B_{год}^{нат} a_э Q_n^p},$$

$$\eta_э = \frac{3,6 Q_{год}^{омд.}}{10^3 B_{год}^{нат} a_m Q_n^p},$$

де  $Q_n^p$  - нижча теплота згоряння газоподібного палива, 43040 кДж / кг ;

$a_э$  - частка спаленого палива на виробітку електроенергії,  $a_э = 0,5$ .

Таблиця 2.6 - Розрахунок режимів роботи ТЕЦ

Найменування основних показників	Позначення	Одиниці виміру	Розрахункова формула або пояснення	Розрахункові режими			
				Зимовий			Літній
				Максимально зимовий $t_{p.o.} = -23$	При середній температурі холодного місяця $t_{cp.}^{x.m.} = -3,5$	Середньоопалювальний $t_{cp.o} = 0,6$	
1	2	3	4	5	6	7	8
Навантаження зовнішніх споживачів по пару $3,0 \text{ МПа з } t_m = 350^\circ \text{C}$	$D_{3,0}^{350}$	т/год	Згідно завдання	40	40	40	40
Навантаження зовнішніх споживачів по пару $0,8 \text{ МПа з } t_m = 285^\circ \text{C}$	$D_{0,8}^{285}$	т/год	Згідно завдання	190	190	190	140
Навантаження зовнішніх споживачів по ГВП	$Q_{зв}$	$\text{МВт}$	$Q_{зв.} = Q_{зв.}^{3Ф3} + Q_{зв.}^{3АлК}$	3,5	3,5	3,5	3,0
Навантаження зовнішніх споживачів на опалення та вентиляцію	$Q_{o.в.}$	$\text{МВт}$	Згідно завдання	116,3	95,5	65,5	---
Сумарне теплове навантаження споживачів по гарячій воді	$\sum Q_{m.c.}$	$\text{МВт}$	$\sum Q_{m.c.} = Q_{o.в.} + Q_{зв.}$	119,8	99	69	3,5
Температура води в Т1	$t_{под.}$	$^\circ\text{C}$	З завдання	150	114,8	84	---
Температура води в Т2	$t_{обр.}$	$^\circ\text{C}$	З завдання	70	60	46,9	---
Середня температура для розрахунку тепловтрат з витоком	$t_{m.c.}^{cp}$	$^\circ\text{C}$	З завдання	115	92,4	70,4	---
Температура сирої води	$t_{x.в}$	$^\circ\text{C}$	Згідно СНІП II-Г10-62	5	5	5	15
Розрахункова температура води, що відпускається системам ГВП	$t_{зв.}$	$^\circ\text{C}$	Згідно СНІП II-Г10-62	65	65	65	65
Підігрів сирої води перед ХВО	$t_{сыр.}''$	$^\circ\text{C}$	Згідно завдання	25	25	25	25
Температура води з ХВО	$t'_{хов}$	$^\circ\text{C}$	Згідно завдання	28/30	28/30	28/30	28/30
Кількість конденсату, що повертається з випарної ділянки цеху	$G_{конд}^{0,8}$	т/год	Згідно завдання	160	120	120	100
Температура конденсату, що повертається з випарної ділянки цеху	$t_{конд.}^{np.}$	$^\circ\text{C}$	Згідно завдання	80	80	80	80

Продовження таблиці 2.6

1	2	3	4	5	6	7	8
Витрата пари 0,8 МПа на мазутне господарство	$D_{м.х.}^{0.8}$	т/год	3 завдання	3	2	0,8	---
Питома витрата тепла на підігрів дутьєвого повітря парогенераторів	$q_{кал.}^{дуэ}$	$\frac{МДж}{т}$	На основі приблизних розрахунків, підігрів до 70°C	60	50	45	30
Виток води з тепломережі	$G_{ут}$	т / ч	На основі приблизних розрахунків	15	15	15	---
Температура деаерированої води після деаераторів	T	°C	3 таблиць пари і води при тиску 0,12 МПа	104,3	104,3	104,3	104,3
Ентальпія деаерированої води після деаераторів	$\bar{T}$	$\frac{кДж}{кг}$	3 таблиць пари і води при тиску 0,12 МПа	437,44	437,44	437,44	437,44
Параметри пари, що виробляють котли:							
тиск	$P_1$	МПа	3 таблиць пари і води при тиску 3,4 МПа	3,6	3,6	3,6	3,6
температура	$t_1$	°C	3 таблиць пари і води при тиску 3,4 МПа	448	448	448	448
ентальпія	$i_1$	$\frac{кДж}{кг}$	3 таблиць пари і води при тиску 3,4 МПа	3335.5	3335.5	3335.5	3335.5
Параметри після редуційної установки 40/30:							
тиск	$P_2$	МПа	3 таблиць пари і води при тиску 3,0 МПа	3,0	3,0	3,0	3,0
температура	$t_2$	°C	3 таблиць пари і води при тиску 3,0 МПа	350	350	350	350
ентальпія	$i_2$	$\frac{кДж}{кг}$	3 таблиць пари і води при тиску 3,0 МПа	3115.7	3115.7	3117.5	3117.5
Параметри пари, що утворюється у сепараторі безперервної продувки:							
тиск	$P_3$	МПа	3 таблиць пари і води при тиску 0,17 МПа	0,17	0,17	0,17	0,17
температура	$t_3$	°C	3 таблиць пари і води при тиску 0,17 МПа	114,6	114,6	114,6	114,6
ентальпія	$i_3$	$\frac{кДж}{кг}$	3 таблиць пари і води при тиску 0,17 МПа	2700,46	2700,46	2700,46	2700,46
Параметри після редуційної установки 40/8:							
тиск	$P_4$	МПа	3 таблиць пари і води при тиску 0,8 МПа	0,8	0,8	0,8	0,8
температура	$t_4$	°C	3 таблиць пари і води при тиску 0,8 МПа	285	285	285	285
ентальпія	$i_4$	$\frac{кДж}{кг}$	3 таблиць пари і води при тиску 0,8 МПа	3024.72	3024.72	3024.72	3024.72

Продовження таблиці 2.6

1	2	3	4	5	6	7	8
Параметри пари, що поступає до охолоджувача випару з деаератору:							
тиск	$P_5$	МПа	3 таблиць пари і води при тиску 0,12 МПа	0,12	0,12	0,12	0,12
температура	$t_5$	°С	3 таблиць пари і води при тиску 0,12 МПа	104,3	104,3	104,3	104,3
ентальпія	$i_5$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	3 таблиць пари і води при тиску 0,12 МПа	2683,53	2683,53	2683,53	2683,53
Параметри продувочної води на вході до сепаратору безперервної продувки							
тиск	$P_7$	МПа	3 таблиць пари і води при тиску 6.0 МПа	6.0	6.0	6.0	6.0
температура	$t_7$	°С	3 таблиць пари і води при тиску 6.0 МПа	275	275	275	275
ентальпія	$\bar{t}_{прод}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	3 таблиць пари і води при тиску 6.0 МПа	1211	1211	1211	1211
Параметри продувочної води на виході з сепаратора безперервної продувки:							
тиск	$P_3$	МПа	3 таблиць пари і води при тиску 0,17 МПа	0,17	0,17	0,17	0,17
температура	$t_3$	°С	3 таблиць пари і води при тиску 0,17 МПа	114,6	114,6	114,6	114,6
ентальпія	$\bar{t}_{прод}$	кДж/кг	3 таблиць пари і води при тиску 0,17 МПа	481,01	481,01	481,01	481,01
Температура продувочної води після охолоджувача продувочної води	$t_{пр}$	°С	З завдання	40	40	40	40
Температура конденсату від пароводяної установки отоплюючи бойлерів і ГВП	$t_{к.б.}$	°С	З завдання	158,1	158,1	158,1	158,1
Температура конденсату от пароводяних підігрівачів сирі і ХОВ води	$t_{к.б.}$	°С	3 таблиць пари і води при тиску 0,12 МПа	158.1	158.1	158.1	158.1
Ентальпія конденсату після пароводяних підігрівачів сирі і ХОВ води	$i_6$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	3 таблиць пари і води при тиску 0,12 МПа	667.47	667.47	667.47	667.47
Температура конденсату від пікових підігрівачів мережевої води	$t_{пк}$	°С	3 таблиць пари і води при тиску 0,8 МПа	170	170	170	170
Ентальпія конденсату від пікових підігрівачів мережевої води	$i_{пк}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	3 таблиць пари і води при тиску 0,8 МПа	720,9	720,9	720,9	720,9
итрата пари 0,8МПа на мазутні форсунки парогенераторів	$D_{0.8}^{р.-м.}$	т/ГОД	Згідно завдання	3	2	0,8	---

Таблиця 2.7- Розрахунок теплової схеми промислово-опалувальній ТЕЦ

Найменування основних показників	Позначення	Одиниці виміру	Розрахункова формула або пояснення	Розрахункові режими			
				Зимовий			Літній
				Максимально зимовий $t_{p.o.} = -23$	При середній температурі холодного місяця $t_{cp.}^{x.m.} = -3,5$	Середнь оопалов альний $t_{cp.o} = 0,6$	
1	2	3	4	5	6	7	8
Витрата води гарячого водопостачання	$G_{зв.}$	т/ГОД	$G_{зв.} = \frac{3,6 \cdot Q_{зв.}}{c_p \cdot (t_{зв.} - t_{x.в})}$	$\frac{3,6 \cdot 3,5}{4,19(65-5) \cdot 10^{-3}} = 50,12$	50,12	50,12	43
Втрати тепломережі	$G_{вт.}$	т/ГОД	Поз. U <sub>17</sub>	15	15	15	---
Сумарна витрата підживлювальної води	$G_{подн.} = G_{вт.}$	т/ГОД	Згідно завдання	15	15	15	---
Температура підживлювальної води	$t_{под.}$	°С	Деаератор атмосферного типу	104,3	104,3	104,3	---
Теплові втрати з втратами води	$Q_{вт.}$	МВт	$Q_{вт.} = \frac{1}{3,6} G_{вт.} c_p (t_{m.c}^{cp} - t_{x.в})$	$15 \cdot 4,19 \cdot 10^{-3} \cdot 110 \cdot \frac{1}{3,6} = 1,83$	1,52	1,14	---
Тепло з підживлюючою водою	$Q_{подн.}$	МВт	$Q_{подн.} = \frac{1}{3,6} G_{подн.} c_p (t_{подн.} - t_{x.в})$	$15 \cdot 4,19 \cdot 10^{-3} \cdot 99,3 \cdot \frac{1}{3,6} \approx 1,73$	1,73	1,73	---
Теплове навантаження мережевих підігрівачів	$Q_{c.n}$	МВт	$Q_{c.n} = \sum Q_{m.c} + Q_{вт.} - Q_{подн.}$	$119,8 + 1,83 - 1,73 = 119,9$	$99 + 1,52 - 1,73 = 98,78$	$69 + 1,14 - 1,73 = 68,41$	---
Теплофікаційне навантаження основними бойлерами	$Q_{m.ф}^{осп}$	МВт	Згідно з $\alpha_m = 0,5$	59,99	49,39	68,41	---
Теплофікаційне навантаження пікове	$Q_{m.ф}^{нк}$	МВт	$Q_{m.ф}^{нк} = Q_{c.n} - Q_{m.ф}^{осп}$	$119,9 - 59,99 = 59,91$	49,39	0	---

Продовження таблиці 2.7

1	2	3	4	5	6	7	8
Витрата пари на основні мережеві підігрівачі	$D_{o.n}$	т/год	$D_{o.n} = \frac{3600 \cdot Q_{m.ф}^{осн}}{(i_5 - i_6) \cdot \eta}$	$\frac{3600 \cdot 59,99}{(2683 - 667,47) \cdot 0,98} = 109,3$	89,9	124,7	--
Витрата пари на пікові мережеві підігрівачі	$D_{нк.н}$	т/год	$D_{нк.н} = \frac{3600 \cdot Q_{m.ф}^{нк}}{(i_4 - i_{нк}) \cdot \eta}$	$\frac{3600 \cdot 59,91}{(3024,72 - 720,9) \cdot 0,98} = 95,53$	78,7	0	---
Витрата пари 0,12МПа на бойлер ГВП	$D_{БГВ}$	т/год	$D_{БГВ} = \frac{3600 \cdot Q_{зв}}{(i_5 - i_6) \cdot \eta}$	$\frac{3600 \cdot 3,5}{(2683 - 667,47) \cdot 0,98} = 6,3$	6,3	6,3	5,5
Витрата пари 0,12МПа на деаератор підживлювальної води	$D_{ДР}^{подн}$	т/год	$D_{ДР}^{подн} = \frac{G_{подн} \cdot c_p (t_{подн} - t'_{x.o}) \cdot \eta}{(i_5 - c_p t'_{x.o}) \cdot \eta}$	$\frac{15 \cdot 4,19 \cdot (104,3 - 28 \cdot 0,98)}{(2683 - 4,19 \cdot 28) \cdot 0,98} \approx 1,92$	1,92	1,92	---
Витрата хім. підготовленої води на підживлення тепломережі	$G_{x.o}^{подн}$	т/год	$G_{x.o}^{подн} = G_{подн} - D_{ДР}^{подн}$	15-1,92=13,08	13,08	13,08	---
Витрата сирі води на ХВП підживлення тепломережі	$G_{сыр}^{подн}$	т/год	$G_{сыр}^{подн} = 1,25 \cdot G_{x.o}^{подн}$	1,25 · 13,08=16,35	16,35	16,35	---
Витрата пари 0,12МПа на підігрівач сирі води для підживлення тепломережі	$D_{ПВП}^{подн.}$	т/год	$D_{ПВП}^{подн.} = \frac{G_{сыр.}^{подн.} \cdot c_p (t_{сыр.}'' - t_{x.в})}{(i_5 - i_6) \cdot \eta}$	$\frac{16,35 \cdot 4,19 \cdot (25 - 5)}{(2683 - 667,47) \cdot 0,98} = 0,69$	0,69	0,69	---
Сумарна витрата пари 0,12МПа зовнішніми споживачами	$\sum D_{вн.}^{0,12}$	т/год	$\sum D_{вн.}^{0,12} = D_{o.n} + D_{ДР}^{подн} + D_{ПВП}^{подн.} + D_{БГВ}$	109,3+1,92+0,69+6,3=118,21	98,81	133,61	5,5
Сумарна витрата пари 0,8МПа зовнішніми споживачами	$\sum D_{0,8}^{вн.}$	т/год	$\sum D_{0,8}^{вн.} = D_{0,8}^{285} + D_{нк.н}$	200+95,53=295,53	278,7	200	150
Пар 3,0МПа	$\sum D_{3,0}^{вн.}$	т/год	Згідно завдання	40	40	40	40
Пар 0,8МПа	$\sum D_{0,8}^{вн.}$	т/год	Згідно завдання	295,6	278,7	200	150

Продовження таблиці 2.7

1	2	3	4	5	6	7	8
Пар 0,12МПа	$\sum D_{0,12}^{6H.}$	т/год	Згідно завдання	118,21	98,81	133,61	5,5
Витрата свіжого пара на турбіну Р-12	$D_{св}^{P-12}$	т/год	Згідно діаграми режиму	125	125	125	125
Електрична потужність турбогенератора Р-12	$N^{P-12}$	<i>МВт</i>	Згідно діаграми режиму	12	12	12	12
Витрата пари 0,8МПа з турбіни Р-12	$D_{0,8}^{P-12}$	т/год	Згідно діаграми режиму	120	120	120	120
Температура пари в відборі турбіни Р-12	$t_{0,8}^{P-12}$	°С	Згідно завдання	285	285	285	285
Ентальпія пари 0,8МПа в відборі турбіни Р-12	$i_4$	$\frac{кДж}{кг}$	З таблиць пари і води при тиску 0.8 МПа	3024,72	3024,72	3024,72	3024,7
Витрата свіжого пара на турбіну ПТ-12	$D_{св}^{ПТ-12}$	т/год	Згідно діаграми режиму	106	106	106	70
Електрична потужність турбогенератора ПТ-12	$N^{ПТ-12}$	<i>МВт</i>	Згідно діаграми режиму	12	12	12	12
Витрата пари 0,8МПа з першого відбору турбіни ПТ-12	$D_{0,8}^{ПТ-12}$	т/год	Згідно діаграми режиму	50	50	50	20
Температура пари в першому відборі турбіни ПТ-12	$t_{0,8}^{ПТ-12}$	°С	Згідно завдання	285	285	285	285
Ентальпія пари 0,8МПа в першому відборі турбіни ПТ-12	$i_4$	$\frac{кДж}{кг}$	З таблиць пари і води при тиску 0.8 МПа	3024,72	3024,72	3024,72	3024,7
Витрата пари 0,12МПа з другого відбору турбіни ПТ-12	$D_{0,12}^{ПТ-12}$	т/год	Згідно діаграми режиму	70	70	70	50
Температура пари у другому відборі турбіни ПТ-12	$t_{0,12}^{ПТ-12}$	°С	Згідно завдання	110	110	110	110

Продовження таблиці 2.7

1	2	3	4	5	6	7	8
Ентальпія пари 0,12МПа з другого відбору турбіни ПТ-12	$i_5$	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	З таблиць пари і води при тиску 0.12 МПа	2683,53	2683,53	2683,53	2683
Кількість пари 0,12МПа РОУ40/1,2 та РОУ8/1,2	$D_{0,12}^{POY}$	т/ГОД	$D_{0,12}^{POY} = \sum D_{0,12}^{6H} - D_{0,12}^{ПТ-12}$	118,21-70=48,21	28,81	63,61	0
Витрата пари 0,12МПа з РОУ8/1,2	$D_{0,12}^{POY8/1,2}$	т/ГОД	Згідно завдання	30	30	30	0
Витрата пари 0,8МПа на РОУ8/1,2	$D_{0,8}^{POY8/1,2}$	т/ГОД	$D_{0,8}^{POY8/1,2} = D_{0,12}^{POY8/1,2} \cdot \frac{i_5 - \bar{T}}{i_4 \cdot \eta_{POY} - \bar{T}}$	$30 \cdot \frac{2683,53 - 437,44}{3024,72 \cdot 0,98 - 437,44} = 26,66$	26,66	26,66	0
Витрата пари 0,12МПа з РОУ40/1,2	$D_{0,12}^{POY40/1,2}$	т/ГОД	$D_{0,12}^{POY40/1,2} = D_{0,12}^{POY} - D_{0,12}^{POY8/1,2}$	48,21-30=18,21	0	33,61	0
Витрата свіжого пари на РОУ40/1,2	$D_{св.}^{POY40/1,2}$	т/ГОД	$D_{св.}^{POY40/1,2} = D_{0,12}^{POY40/1,2} \cdot \frac{i_5 - \bar{T}}{i_1 \cdot \eta_{POY} - \bar{T}}$	$18,21 \cdot \frac{2683,53 - 437,44}{3335,5 \cdot 0,98 - 437,44} = 14,4$	0	25,6	0
Витрата пари з РОУ40/8	$D_{0,8}^{POY40/8}$	т/ГОД	$D_{0,8}^{POY40/8} = \sum D_{0,8}^{6H} + D_{0,8}^{м.х.} + D_{0,8}^{P.M.} + D_{0,8}^{POY8/1,2} - (D_{0,8}^{P-12} + D_{0,8}^{ПТ-12})$	295,6+3+3+26,66-(120+50)=158,26	140,36	58,26	0
Витрата свіжої пари на РОУ40/8	$D_{св.}^{POY40/8}$	т/ГОД	$D_{св.}^{POY40/8} = D_{0,8}^{POY40/8} \cdot \frac{i_4 - \bar{T}}{i_1 \cdot \eta_{POY} - \bar{T}}$	$158,26 \cdot \frac{3024,72 - 437,44}{3335,5 \cdot 0,98 - 437,44} = 144,6$	128,2	53,2	0
Витрата свіжої пари на РОУ40/30	$D_{св.}^{POY40/30}$	т/ГОД	$D_{св.}^{POY40/30} = D_{3,0}^{POY40/30} \cdot \frac{i_2 - \bar{T}}{i_1 \cdot \eta_{POY} - \bar{T}}$	$40 \cdot \frac{3115,7 - 437,44}{3335,5 \cdot 0,98 - 437,44} = 37,84$	37,84	37,84	37,84
Сумарна витрата свіжого пари по ТЕЦ	$\sum D_{св.}^{TЭЦ}$	т/ГОД	$\sum D_{св.}^{TЭЦ} = D_{св.}^{POY40/8} + D_{св.}^{POY40/30} + D_{св.}^{POY40/1,2} + (D_{св.}^{P-12} + D_{св.}^{ПТ-12})$	144,6+14,4+37,84+125+125=446,8	416,04	366,64	287,8



Продовження таблиці 2.7

1	2	3	4	5	6	7	8
Паропродуктивність парогенераторів	$\sum D'_{не}$	т/ГОД	В першому наближенні	$\frac{446,8}{0,98} = 455,9$	424,53	374,12	293,7
Коефіцієнт сепарації безперервної продувки	$K_{сеп}$	---	$K_{сеп} = \frac{\bar{t}'_{прод} \cdot \eta_{сеп} - \bar{t}''_{прод}}{i_3 - \bar{t}''_{прод}}$	$\frac{1211 \cdot 0,98 - 481,01}{2700,46 - 481,01} = 0,318$	0,318	0,318	0,318
Кількість продувальної води, що йде до розширителя	$G_{прод}$	т/ГОД	$1\% \cdot \sum D'_{не}$	4,55	4,24	3,74	2,93
Кількість пари, з сепаратора	$D_{сеп}$	т/ГОД	$D_{сеп} = G_{прод} \cdot K_{сеп}$	$4,55 \cdot 0,318 = 1,44$	1,34	1,18	0,93
Кількість від сепарованої води	$G_{сеп}$	т/ГОД	$G_{сеп} = G_{прод} - D_{сеп}$	$4,55 - 1,44 = 3,11$	2,9	2,56	2
Втрати конденсату мазутного господарства	$\Delta G_{конд}^{м.х.}$	т/ГОД	$G_{конд}^{м.х.} = 0,3 \cdot D_{м.х.}^{0,8}$	$0,3 \cdot 3 = 0,9$	0,6	0,24	---
Внутрішні втрати пари та води	$\Delta G_{пот}$	т/ГОД	$\approx 2\% \sum D'_{не}$	$0,02 \cdot 455,9 = 9,11$	8,49	7,48	5,87
Безперервна продувка котлів (скидання продувальної води)	$\Delta G_{прод}$	т/ГОД	$\Delta G_{прод} = G_{сеп}$	3,11	2,9	2,56	2
Втрати конденсату на виробництві	$\Delta G_{конд}^{пр}$	т/ГОД	$\Delta G_{конд}^{пр} = \sum D_{3,0}^{ен} + D_{0,8}^{285} - G_{конд}^{0,8}$	$40 + 200 - 160 = 80$	120	120	90
Сума втрат води без солі	$G_{об}$	т/ГОД	$G_{об} = \sum \Delta G$	$1,92 + 0,9 + 9,11 + 3,11 + 80 = 95,04$	133,9	132,2	97,8
Витрата сирі води на приготування води без солі	$G_{сир}^{об}$	т/ГОД	$G_{сир}^{об} = 1,25 \cdot G_{об}$	$1,25 \cdot 95,04 = 120$	168	165,2	122,2
Тепло продувочної води, що отримується в теплообміннику безперервної продувки	$Q_{прод}$	$\frac{МДж}{ч}$	$Q_{прод} = G_{сеп} (\bar{t}'_{прод} - \bar{t}''_{прод})$ ( $t_3 = 114,6^\circ C$ )	$3,11 \cdot (1211 - 484,01) = 2,3 \cdot 10^3$	$2,1 \cdot 10^3$	$1,86 \times 10^3$	$1,45 \times 10^3$
Витрата пари 0,12МПа на підігрів сирі води	$D_{сир}^{подг}$	т/ГОД	$D_{сир}^{подг} = \frac{G_{сир}^{об} \cdot c_p (t_{сир}'' - t_{х.в})}{(i_5 - i_0) \cdot \eta}$	$\frac{120 \cdot 4,19 \cdot (25 - 5)}{(2683 - 667,47) \cdot 0,98} = 5,1$	7,1	7,0	2,6

Продовження таблиці 2.7

1	2	3	4	5	6	7	8
Кількість конденсату від підігрівачів сирі води	$G_{сыр}^{конд}$	т/ГОД	$G_{сыр}^{конд} = D_{сыр}^{подг}$	5,1	7,1	7,0	2,6
Сумарна витрата сирі води на ХВП	$\sum G_{сыр}$	т/ГОД	$\sum G_{сыр} = G_{сыр}^{об} + G_{сыр}^{подп}$	120+16,35=136,4	184,3	181,55	138,5
Витрата ХОВ на ТЕЦ	$G_{хов}^{об}$	т/ГОД	$G_{хов}^{об} = \sum G_{сыр}$	136,4	184,3	181,55	138,5
Сумарна витрата конденсату від теплообмінників сирі води	$\sum G_{сыр}^{конд}$	т/ГОД	$\sum G_{сыр}^{конд} = G_{сыр}^{конд} + G_{ПВП}^{подп}$	5,1+0,69=5,79	7,8	7,69	2,6
Витрата пари 0,12МПа на підігрів ХОВ в підігрівачі ХВП	$D_{хов}$	т/ГОД	$D_{хов} = \frac{G_{хов}^{об} \cdot c_p (t_{хов}'' - t_{хов}')}{(i_5 - i_6) \cdot \eta}$	$\frac{136,4 \cdot 4,19 \cdot (80 - 30)}{(2683 - 667,47) \cdot 0,98} = 14,5$	19,5	19,2	14,69
Кількість конденсату від підігрівачів ХОВ	$G_{хов}^{конд}$	т/ГОД	$G_{хов}^{конд} = D_{хов}$	14,5	19,5	19,2	14,69
Кількість конденсату від підігрівачів БГВ	$G_{БГВ}^{конд}$	т/ГОД	$G_{БГВ}^{конд} = D_{БГВ}$	6,3	6,3	6,3	5,5
Витрата живильної води на охолодження РОУ40/30	$G_{РОУ40/30}^{пит.в}$	т/ГОД	$G_{РОУ40/30}^{пит.в} = \sum D_{3,0}^{вн} - D_{св}^{РОУ40/30}$	40-37,84=2,16	2,16	2,16	2,16
Витрата живильної води на охолодження РОУ40/8	$G_{РОУ40/8}^{пит.в}$	т/ГОД	$G_{РОУ40/8}^{пит.в} = D_{0,8}^{РОУ40/8} - D_{св}^{РОУ40/8}$	158,26-144,6=13,66	12,16	5,06	0
Витрата живильної води на РОУ	$G_{РОУ}^{пит.в}$	т/ГОД	$G_{РОУ}^{пит.в} = G_{РОУ40/30}^{пит.в} + G_{РОУ40/8}^{пит.в}$	2,16+13,66=15,82	14,32	7,22	2,16
Повна витрата живильної води	$G_{пит.в}$	т/ГОД	$G_{пит.в} = \sum D'_{нг} + G_{прод} + G_{РОУ}^{пит.в} + G_{продп}$	455,9+4,55+15,82+ +15=491,27	458,09	400,08	313,8
Випар з деаератора живильної води	$D_{вып}$	т/ГОД	$D_{вып} = d_{вып} \cdot G_{пит.в}$	0,002·491,27=0,98	0,9	0,8	0,62
Сумарна витрата в деаератор живильної води	$G_{\Sigma}$	т/ГОД	$G_{\Sigma} = G_{БГВ}^{конд} + G_{сыр}^{конд} + G_{хов}^{конд} + G_{конд}^{0,8} + (G_{о.л}^{конд} + G_{пк.л}^{конд}) + G_{хов}^{об} + D_{сеп} - D_{вып}$	6,3+5,1+14,5+160+136,4+ +109,3+95,53+1,44-0,98= =527	506,24	459,13	261,6

Продовження таблиці 2.7

1	2	3	4	5	6	7	8
Температура пом'якшеної води на виході з охолоджувача випару	$t_{хов}'''$	°C	$t_{хов}''' = t_{хов}'' + \frac{D_{вип}}{G_{хов}^{об} \cdot c_p} (i_5 - i_6)$	$80 + \frac{0,98}{136,4 \cdot 4,19} \times (2683,53 - 667,47) = 83$	81,3	81,3	81,1
Середня температура потоків, що поступають до деаератору живильної води	$t_{ср.в.з}$	°C	$t_{ср.в.з} = \frac{G_{БГВ}^{конд}}{G_{\Sigma}} t_{к.б.} + \frac{(G_{сыр}^{конд} + G_{хов}^{конд})}{G_{\Sigma}} t_{к.б.} + \frac{(G_{о.л.}^{конд} + G_{пк.л.}^{конд})}{G_{\Sigma}} t_{к.б.} + \frac{G_{конд}^{0,8}}{G_{\Sigma}} t_{конд}^{пр} + \frac{G_{хов}^{об}}{G_{\Sigma}} t_{хов}'' + \frac{D_{сеп}}{G_{\Sigma} \cdot c_p} \cdot i_3 - \frac{D_{вип}}{G_{\Sigma} \cdot c_p} \cdot i_5$	$\frac{6,3}{527} 158,1 + \frac{5,1+14,5}{527} 158,1 + \frac{204,83}{527} 158,1 + \frac{160}{527} 80 + \frac{136,4}{527} 83 + \frac{1,44}{527 \cdot 4,19} 2700,46 - \frac{0,98}{527 \cdot 4,19} 2684,53 = 110,31$	108,5	100	98
Витрата пари на деаератор живильної води	$D_{ДБ}$	т/ГОД	$D_{ДБ} = G_{\Sigma} \cdot \frac{\bar{T} - t_{ср.в.з} \cdot c_p}{i_5 - \bar{T}}$	$527 \cdot \frac{437,44 - 110,31 \cdot 4,19}{2683,53 - 437,44} = 5,8$	3,8	3,75	3
Сумарна витрата пари 0,12МПа на власні потреби ТЕЦ	$\sum D_{соб.н}^{0,12}$	т/ГОД	$\sum D_{соб.н}^{0,12} = D_{ДБ} + D_{сыр}^{подг} + D_{хов}$	$5,8 + 5,1 + 14,5 = 25,4$	30,4	29,9	18,5
Розбіжність з попередньо прийнятими розрахунками	---	т/ГОД	---	$25,4 - 70 = -44,6$	-39,6	-40,1	-51,5
Сумарна витрата пари 0,8МПа на власні потреби ТЕЦ	$\sum D_{соб.н}^{0,8}$	т/ГОД	$\sum D_{соб.н}^{0,8} = D_{0,8}^{м.х.} + D_{0,8}^{р.м.} + D_{0,8}^{POV8/1,2}$	$3 + 3 + 26,66 = 32,66$	31,66	29,8	0
Дійсна витрата пари 3,0МПа	$\sum D_{3,0}$	т/ГОД	$\sum D_{3,0} = \sum D_{3,0}^{6н.}$	40	40	40	40
Дійсна витрата пари 0,8МПа	$\sum D_{0,8}$	т/ГОД	$\sum D_{0,8} = \sum D_{0,8}^{6н.} + \sum D_{соб.н}^{0,8}$	$295,6 + 6 + 26,66 = 328,26$	310,36	229,8	150
Дійсна витрата пари 0,12МПа	$\sum D_{0,12}$	т/ГОД	$\sum D_{0,12} = \sum D_{0,12}^{6н.} + \sum D_{соб.н}^{0,12}$	$118,21 + 25,4 = 143,6$	129,21	163,51	24

Продовження таблиці 2.7

1	2	3	4	5	6	7	8
Повна дійсна витрата пари	$\sum D$	т/ГОД	$\sum D = \sum D_{3,0} + \sum D_{0,8} + \sum D_{0,12}$	511,9	479,6	433,31	214
Дійсна паропроодуктивність парогенератору	$\sum D_{nz}$	т/ГОД	$\frac{\sum D_{nz}}{0,98}$	522,3	489,4	442,1	218,4
Нев'язка з попередньо прийнятим значенням	$\Delta D_{nz}$	%	$\frac{\sum D_{nz} - \sum D'_{nz}}{\sum D_{nz}} \cdot 100$	12,7	13,2	15	25
Коефіцієнт сепарації безперервної продувки	$K_{cen}$	---	$K_{cen} = \frac{\bar{t}'_{прод} \cdot \eta_{cen} - \bar{t}''_{прод}}{i_3 - \bar{t}''_{прод}}$	$\frac{1211 \cdot 0,98 - 481,01}{2700,46 - 481,01} = 0,318$	0,318	0,318	0,318
Кількість продувочної води, що поступає до розширювача	$G_{прод}$	т/ГОД	$1\% \cdot \sum D''_{nz}$	5,2	4,89	4,42	2,18
Кількість пари, що виходить з сепаратора	$D_{cen}$	т/ГОД	$D_{cen} = G_{прод} \cdot K_{cen}$	$5,2 \cdot 0,318 = 1,7$	1,57	1,4	0,69
Кількість від сепарованої продувочної води	$G_{cen}$	т/ГОД	$G_{cen} = G_{прод} - D_{cen}$	$5,2 - 1,7 = 3,6$	3,32	3,02	1,49
Втрата конденсату мазутного господарства	$\Delta G_{конд}^{м.х.}$	т/ГОД	$G_{конд}^{м.х.} = 0,3 \cdot D_{м.х.}^{0,8}$	$0,3 \cdot 3 = 0,9$	0,6	0,24	---
Внутрішні втрати пари та води	$\Delta G_{пот}$	т/ГОД	$\approx 2\% \sum D''_{nz}$	$0,02 \cdot 522,3 = 10,4$	9,9	8,8	4,4
Безперервна продувка котлів (викид продувочної води)	$\Delta G_{прод}$	т/ГОД	$\Delta G_{прод} = G_{cen}$	3,6	3,32	3,02	1,49
Втрати конденсату на виробництві	$\Delta G_{конд}^{np}$	т/ГОД	$\Delta G_{конд}^{np} = \sum D_{3,0}^{en} + D_{0,8}^{285} - G_{конд}^{0,8}$	$40 + 200 - 160 = 80$	120	120	90
Сума втрат води без солі	$G_{об}$	т/ГОД	$G_{об} = \sum \Delta G$	$1,92 + 0,9 + 10,4 + 3,6 + 80 = 96,8$	135,7	133,98	95,89
Витрата сирі води на приготування води без солі	$G_{сыр}^{об}$	т/ГОД	$G_{сыр}^{об} = 1,25 \cdot G_{об}$	$1,25 \cdot 96,8 = 121$	169,7	167,5	119,9
Витрата пари 0,12МПа на підігрів сирі води	$D_{сыр}^{подг}$	т/ГОД	$D_{сыр}^{подг} = \frac{G_{сыр}^{об} \cdot c_p (t''_{сыр} - t_{х.в})}{(i_5 - i_0) \cdot \eta}$	$\frac{121 \cdot 4,19 \cdot (25 - 5)}{(2683 - 667,47) \cdot 0,98} = 5,1$	7,1	7,1	2,6

Продовження таблиці 2.7

1	2	3	4	5	6	7	8
Кількість конденсату від підігрівачів сирі води	$G_{сыр}^{конд}$	т/ГОД	$G_{сыр}^{конд} = D_{сыр}^{подг}$	5,1	7,1	7,1	2,6
Сумарна витрата сирі води на ХВП	$\sum G_{сыр}$	т/ГОД	$\sum G_{сыр} = G_{сыр}^{об} + G_{сыр}^{подп}$	121+16,35=137,35	186	183,8	136,3
Витрата ХОВ на ТЕЦ	$G_{хов}^{об}$	т/ГОД	$G_{хов}^{об} = \sum G_{сыр}$	137,35	186	183,8	136,3
Сумарна витрата конденсату від теплообмінників сирі води	$\sum G_{сыр}^{конд}$	т/ГОД	$\sum G_{сыр}^{конд} = G_{сыр}^{конд} + G_{ПВП}^{подп}$	5,1+0,69=5,79	7,79	7,79	3,3
Витрата пари 0,12МПа на підігрів ХОВ в підігрівачі ХВП	$D_{хов}$	т/ГОД	$D_{хов} = \frac{G_{хов}^{об} \cdot c_p (t''_{хов} - t'_{хов})}{(i_5 - i_6) \cdot \eta}$	$\frac{137,35 \cdot 4,19 \cdot (80 - 30)}{(2683 - 667,47) \cdot 0,98} = 14,6$	19,6	19,5	14,5
Кількість конденсату від підігрівачів ХОВ	$G_{хов}^{конд}$	т/ГОД	$G_{хов}^{конд} = D_{хов}$	14,6	19,6	19,5	14,5
Кількість конденсату від підігрівачів БГВ	$G_{БГВ}^{конд}$	т/ГОД	$G_{БГВ}^{конд} = D_{БГВ}$	6,3	6,3	6,3	5,5
Витрата живильної води на охолодження РОУ40/30	$G_{РОУ40/30}^{пит.в}$	т/ГОД	$G_{РОУ40/30}^{пит.в} = \sum D'_{3,0} - D_{св}^{РОУ40/30}$	40-37,84=2,16	2,16	2,16	2,16
Витрата живильної води на охолодження РОУ40/8	$G_{РОУ40/8}^{пит.в}$	т/ГОД	$G_{РОУ40/8}^{пит.в} = D_{0,8}^{РОУ40/8} - D_{св}^{РОУ40/8}$	158,26-144,6=13,66	12,16	5,06	0
Витрата живильної води на РОУ	$G_{РОУ}^{пит.в}$	т/ГОД	$G_{РОУ}^{пит.в} = G_{РОУ40/30}^{пит.в} + G_{РОУ40/8}^{пит.в}$	2,16+13,66=15,82	14,32	7,22	2,16
Повна витрата живильної води	$G_{пит.в}$	т/ГОД	$G_{пит.в} = \sum D'_{нг} + G_{прод} + G_{РОУ}^{пит.в} + G_{подп}$	522,3+5,2+15,82+15=558,32	523,2	468,7	222,7
Випар з деаератора живильної води	$D_{вып}$	т/ГОД	$D_{вып} = d_{вып} \cdot G_{пит.в}$	0,002 · 558,32=1,1	1,0	0,93	0,45
Сумарна витрата в деаератор живильної води	$G_{\Sigma}$	т/ГОД	$G_{\Sigma} = G_{БГВ}^{конд} + G_{сыр}^{конд} + G_{хов}^{конд} + G_{конд}^{0,8} + (G_{о.н}^{конд} + G_{пк.н}^{конд}) + G_{хов}^{об} + D_{сен} - D_{вып}$	6,3+5,1+14,6+160+137+109,3+95,53+1,7-1,1=528,78	508,2	461,87	259,1
Температура пом'якшеної води на виході з охолоджувача випару	$t''_{хов}$	°C	$t''_{хов} = t''_{хов} + \frac{D_{вып}}{G_{хов}^{об} \cdot c_p} (i_5 - i_6)$	$80 + \frac{1,1}{137,35 \cdot 4,19} \times (2683,53 - 667,47) = 83$	81,8	82,4	81,6

Продовження таблиці 2.7

1	2	3	4	5	6	7	8
Середня температура потоків, що поступають до деаератору живильної води	$t_{cp.в.з}$	°C	$t_{cp.в.з} = \frac{G_{БГВ}^{конд}}{G_{\Sigma}} t_{к.б.} + \frac{(G_{сыр}^{конд} + G_{хов}^{конд})}{G_{\Sigma}} t_{к.б.} +$ $+ \frac{(G_{о.п.}^{конд} + G_{пк.п}^{конд})}{G_{\Sigma}} t_{к.б.} + \frac{G_{конд}^{0,8}}{G_{\Sigma}} t_{конд}^{np} + \frac{G_{хов}^{об}}{G_{\Sigma}} t_{хов}^{m} +$ $+ \frac{D_{сеп}}{G_{\Sigma} \cdot c_p} \cdot i_3 - \frac{D_{вып}}{G_{\Sigma} \cdot c_p} \cdot i_5$	$\frac{6,3}{528,78} 158,1 + \frac{5,1+14,6}{528,78} 158,1 +$ $+ \frac{204,83}{528,78} 158,1 + \frac{160}{528,78} 80 +$ $+ \frac{137,35}{528,78} 83 + \frac{1,7}{528,78 \cdot 4,19} 2700,46 -$ $- \frac{1,1}{528,78 \cdot 4,19} 2684,53 =$ $= 111,31$	109,5	101	98
Витрата пари на деаератор живильної води	$D_{ДБ}$	т/ГОД	$D_{ДБ} = G_{\Sigma} \cdot \frac{\bar{T} - t_{cp.в.з} \cdot c_p}{i_5 - \bar{T}}$	$528,78 \cdot \frac{437,44 - 111,31 \cdot 4,19}{2683,53 - 437,44} = 6,8$	4,8	2,9	3
Сумарна витрата пари 0,12МПа на власні потреби ТЕЦ	$\sum D_{соб.н}^{0,12}$	т/ГОД	$\sum D_{соб.н}^{0,12} = D_{ДБ} + D_{сыр}^{подг} + D_{хов}$	$6,8 + 5,1 + 14,6 = 26,5$	31,5	29,5	20,1
Розбіжність з попередньо прийнятими розрахунками	---	т/ГОД	---	$26,5 - 70 = -43$	-38,5	-40,5	-49,9
Сумарна витрата пари 0,8МПа на власні потреби ТЕЦ	$\sum D_{соб.н}^{0,8}$	т/ГОД	$\sum D_{соб.н}^{0,8} = D_{0,8}^{м.х.} + D_{0,8}^{р.м.} + D_{0,8}^{POY8/1,2}$	$3 + 3 + 26,66 = 32,66$	31,66	29,8	0
Дійсна витрата пари 3,0МПа	$\sum D_{3,0}$	т/ГОД	$\sum D_{3,0} = \sum D_{3,0}^{вн.}$	40	40	40	40
Дійсна витрата пари 0,8МПа	$\sum D_{0,8}$	т/ГОД	$\sum D_{0,8} = \sum D_{0,8}^{вн.} + \sum D_{соб.н}^{0,8}$	$295,6 + 6 + 26,66 = 328,26$	310,36	229,8	150
Дійсна витрата пари 0,12МПа	$\sum D_{0,12}$	т/ГОД	$\sum D_{0,12} = \sum D_{0,12}^{вн.} + \sum D_{соб.н}^{0,12}$	$118,21 + 26,5 = 144,71$	130,3	163,1	25,6
Повна дійсна витрата пари	$\sum D$	т/ГОД	$\sum D = \sum D_{3,0} + \sum D_{0,8} + \sum D_{0,12}$	512,97	480,7	432,9	215,6
Нев'язка з попередньо прийнятим значенням	$\Delta D_{пз}$	%	$\frac{\sum D_{пз}''' - \sum D_{пз}''}{\sum D_{пз}''} \cdot 100$	0,2	0,3	0,9	0,9

## ВИСНОВКИ

В дипломній роботі виконано розрахунок основних характеристик ТЕЦ та обґрунтовано необхідність реконструкції.

В дипломному проекті наведено опис ТЕЦ та її основного обладнання. Розрахунок теплової схеми ТЕЦ виконано для складання парового балансу, що дозволяє визначити потрібну потужність парогенераторів і перевірити доцільність і ефективність прийнятих до установки турбоагрегатів. В рамках запланованої реконструкції запропоновано встановлення конденсаційної турбіни ПТ-12/15-3,5/1,0 з двома регульованими відборами пари замість турбіни з протитиском. Обрана конденсаційна турбіна має більш високу номінальну потужність: 15 МВт проти 12 МВт у базової. Необхідність заміни турбіни виникла у зв'язку з тим, що на підприємстві виникли надлишки потужностей котлоагрегатів і було отримано можливість додаткової генерації електричної енергії шляхом заміни протитискової турбіни на конденсаційну.

Також в дипломі розраховано основні параметри пари в ТЕЦ при введених додаткових потужностях. Виконано тепловий розрахунок ТЕЦ для літнього та зимового режимів роботи.

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Чейлитко А.О. Проектування та оптимізація систем теплопостачання: навчально–методичний посібник для студентів ЗДІА напряму 144 “Теплоенергетика” денної і заочної форми навчання / ЗДІА; уклад.: А.О.Чейлитко. ЗДІА, Запоріжжя, 2016, 200 с.
2. Вукалович М.П. Таблицы термодинамических свойств воды и водяного пари. Энергия, Москва, 1965, 400 с.
3. Соколов Е.Я., Сазанов Б.В. Теплоэнергетика. Энергия, Москва, 1971, 184с
4. ДСТУ-Н Б В.1.1-27-2010. Будівельна кліматологія
5. Соловьёв Ю.П. Проектирование, теплоснабжающих установок для промышленных предприятий . Энергия, Москва, 1979, 200 с.
6. Шляхин П.Н. Паровые и газовые турбины. Учебник для техникумов. Энергия, Москва, 1974, 224 с.
7. Семёнов А.С., Шевченко А.М. Тепловой расчёт паровой турбины. Вища школа, Киев, 1975, 205 с.
8. Кудряшов А.Н., Фролов А.Г. Тепловой расчет паровой турбины. Машиностроение, Москва, 1989, 325 с.
9. Яблоков Л.Д., Логинов И.Г. Паровые и газовые турбоустановки, Энергия, Москва, 1988, 198 с.
10. Долин П.А. Справочная книга по технике безопасности в энергетике. Энергия, Москва, 1979, 288 с.
11. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. Энергоиздат, Киев, 2003, 300 с.
12. Трухний А. Д. Стационарные паровые турбины, 2-е изд., перераб. и доп. Энергоатомиздат, Москва, 1990, 640 с.
13. Plechec, L. Tepelny vypocet plynuteho vinuti transformatoru s prirodzenym obehem obeje [Text] / L. Plechec // Electrotechnic obz. — 1972— №1— Р.5-10.



14. Petras, V. Teplotne pole olejoveha transformatora so zvitkovym vinutim [Text] / V. Petras, L. Kriho, T. Fiedler // Transformatory.- 1984.- №2. P. 7-13.
15. Guerra, F. Primeira abordagem a utilização de modelos reduzidos para a determinação experimental do campo termico de transformadores arrefecidos por conveção natural [Text] / Franklin Guerra, Isaac Moreira // Electricidade.- 1987.- № 233.- P. 141-145.
16. Pivnek, M. Vyzkum tepelnych zavislosti na modelech vinuti transformatoru [Text] / M. Pivnek, K.Havlichek // Electrotechn. obz. — 1974. — №4. — pp. 175-181.
17. Die Darstellung des Wärmeüberganskoeffizienten im transformator mit Kriteriellen Potenzfunktion [Text] / H. Lobenstein // Elektric. — 1979. — №4. — pp. 218-220.
18. Вукалович, М.П. Теплофизические свойства воды и водяного пара [Текст] / М.П. Вукалович. - М.: Машиностроение, 1967. - 160 с.
19. Дубковский, В.А. Рациональные процессы, циклы и схемы энергоустановок [Текст] / В.А. Дубковский.- Одесса: Наука и техника, 2003. - 224 с.
20. Ривкин, С.Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара [Текст] / С.Л. Ривкин, А.А. Александров. – М.: Энергия, 1980. – 424 с.
21. Макаров, Г.В. Охрана труда в химической промышленности [Текст] / Г.В. Макаров. – М.: Химия, 1977. –568 с.
22. Сафонов, Н.А. Спецодежда и спецобувь [Текст] / Н.А. Сафонов. – М.: Химия, 1976. – 152 с.
23. Анисимов, А.С. Предупреждение и тушение пожаров на промышленных предприятиях [Текст] / А.С. Анисимов. – К.: Техника, 1978. – 164 с.
24. Богословский, В.Н. Отопление и вентиляция [Текст] / В.Н. Богословский. – М. 1980. – 290 С.

25. Линецкой, В.А. Охрана труда и техника безопасности и пожарная профилактика на предприятиях химической промышленности [Текст] / В.А. Линецкой.– М.: Химия, 1976. 440 с.
26. Кораблев, В.П. Электробезопасность на предприятиях химической промышленности [Текст] / В.П.Кораблев.– М.: Химия, 1977. – 232 с.
27. Кукин, П.П. Безопасность технологических процессов и производств [Текст] / П.П. Кукин. М.: Высшая школа, 2007. – 335 с.
28. Зотов, Б.И. Безопасность жизнедеятельности на производстве [Текст] / Б.И. Зотов. - М.: Колосс, 2003. 432с.
29. Пчелинцев, В.П. Охрана труда в строительстве [Текст] / В.П. Пчелинцев. – М.: Высшая школа, 1991. 272 с.