

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім. акад. І.С.Гулого

Кафедра теплоенергетики та холодильної техніки

«До захисту в ЕК»

Директор інституту

Сергій БЛАЖЕНКО

(підпис)

(ім'я та прізвище)

« » лютого 2024 р.

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

Валентин ПЕТРЕНКО

(підпис)

(ім'я та прізвище)

« » лютого 2024 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА

зі спеціальності 144 Теплоенергетика
(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної
програми

Теплоенергетика та енергоефективні технології

на тему: Аналіз ефективності переведення ТЕЦ цукрового заводу продуктивністю 2500 т буряка на добу на спалювання твердого палива

Виконав: здобувач 2 курсу, групи ЗТЕ-2-5М

Масло Вячеслав Володимирович

(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

(підпис)

Керівник – Масліков Михайло Олександрович

(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

(підпис)

Рецензент

(ім'я та прізвище)

(підпис)

Я, як здобувач Національного університету харчових технологій, розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності. Я не надавав і не одержував недозволеної допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідні джерела.

Вячеслав МАСЛЮ

(підпис та прізвище здобувача)

Київ – 2024 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім.акад. І.С.Гулого
Кафедра теплоенергетики та холодильної техніки

Освітній ступінь магістр

Спеціальність 144 Теплоенергетика
(код і назва)

Освітньо-професійна програма Теплоенергетика та енергоефективні
технології

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ТЕХТ

проф. Валентин ПЕТРЕНКО

“08” листопада 2023 року

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Масла Вячеслава Володимировича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Аналіз ефективності переведення ТЕЦ цукрового заводу
продуктивністю 2500 т буряка на добу на спалювання твердого палива

керівник роботи Масліков Михайло Олександрович, к.т.н., професор

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “08”11.2023 року № 918-кс

2. Строк подання здобувачем роботи 06.02.2024 року

3. Вихідні дані до роботи матеріали переддипломної практики

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Аналітичний огляд літератури

2. Техніко-економічне обґрунтування

3. Розрахунок основних енергетичних показників ТЕЦ і вибір основного та
допоміжного обладнання

4. Розрахунок економічної ефективності запропонованих рішень

Висновки

Список використаних джерел

5. Перелік графічного матеріалу

презентація Power Point

АНОТАЦІЯ

Розглянуто питання зменшення собівартості готової продукції (цукру-піску), за рахунок переведення ТЕЦ на спалювання більш дешевого за природний газ палива, а саме – вугілля, а також підвищення техніко-економічних показників роботи ТЕЦ, зокрема, підвищення параметрів перегрітої пари.

Ця проблема є особливо актуальною для цукрових заводів малої потужності (до 2,5 тис. тонн переробки буряків за добу), ТЕЦ яких спалюють природний газ, укомплектовані парогенераторами малої потужності (типу ДКВр 10-23-370) та паровою турбіною з протитиском, потужністю 2,5 МВт.

Аргументовано вибране паливо і найбільш ефективний спосіб його спалювання в парогенераторах ТЕЦ Кашперівського цукрового заводу. Виконано техніко-економічний розрахунок системи теплоенергопостачання для порівняння різних способів спалювання за існуючих умов роботи підприємства і вибраний оптимальний варіант. Для вибраного варіанту проведено розрахунок і вибране основне і допоміжне обладнання.

Запропоновані технічні рішення і пропозиції щодо зменшення собівартості цукру-піску актуальні для всіх цукрових заводів малої потужності (до 2,5 тис. тонн переробки буряків за добу), ТЕЦ яких спалюють природний газ, укомплектовані парогенераторами малої потужності (типу ДКВр 10-23-370) та паровою турбіною з протитиском, потужністю 2,5 МВт.

Запропоновані технічні рішення по реконструкції ТЕЦ Кашперівського цукрового заводу економічно обґрунтовані. Відповідно до результатів техніко-економічного розрахунку накопичені затрати при організації спалювання вугілля в шарі складуть: на першому етапі реконструкції ТЕЦ – 7,35 млн \$, термін окупності 3,7 років; на другому – 5,38 років.

Ключові слова: вугілля, природний газ, парова турбіна, системи тепло- та електропостачання, реконструкція

ABSTRACT

The issue of reducing the cost of finished products (sugar-sand) was considered due to the transfer of the CHP to burning a fuel cheaper than natural gas, namely coal, as well as increasing the technical and economic performance of the CHP, in particular, increasing the parameters of superheated steam.

This problem is especially relevant for low-capacity sugar factories (up to 2.5 thousand tons of beet processing per day), whose CHP plants burn natural gas, equipped with low-capacity steam generators (type DKVr 10-23-370) and a steam turbine with back pressure, capacity 2.5 MW.

The chosen fuel and the most effective way of burning it in steam generators of the CHP of the Kashperiv sugar factory are argued. A technical and economic calculation of the heat and power supply system was performed to compare different combustion methods under the existing operating conditions of the enterprise and the optimal option was selected. For the selected option, a calculation was made and the main and auxiliary equipment was selected

The proposed technical solutions and proposals for reducing the cost of granulated sugar are relevant for all low-capacity sugar factories (up to 2.5 thousand tons of beet processing per day), whose CHP plants burn natural gas, equipped with low-capacity steam generators (type DKVr 10-23-370) and a back pressure steam turbine with a capacity of 2.5 MW.

The proposed technical solutions for the reconstruction of the CHP of the Kashperiv sugar factory are economically justified. According to the results of the technical and economic calculation, the accumulated costs for the organization of burning coal in the layer will be: at the first stage of the reconstruction of the CHP - \$7.35 million, the payback period is 3.7 years; on the second - 5.38 years.

Keywords: coal, natural gas, steam turbine, heat and power supply systems, reconstruction

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	3
ВСТУП.....	6
1. АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРИ.....	7
1.1. Спалювання твердого палива [2].....	7
1.2. Паливне господарство котельних [3].....	12
<i>1.2.1. Системи паливоподачі твердого палива.....</i>	<i>12</i>
<i>1.2.2. Зберігання твердого палива.....</i>	<i>14</i>
<i>1.2.3. Підготовка палива до спалювання.....</i>	<i>15</i>
<i>1.2.4. Видалення шлаку і золи.....</i>	<i>18</i>
1.3. Методика теплового розрахунку ТЕЦ.....	19
1.4. Висновок.....	27
2. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ.....	28
2.1. Загальні положення.....	28
<i>2.1.1. Коротка характеристика існуючої ТЕЦ.....</i>	<i>28</i>
<i>2.1.2. Коротка характеристика пропонованого варіанту реконструкції.....</i>	<i>29</i>
<i>2.1.3. Собівартість електроенергії, одержаної при спалюванні природного газу та вугілля.....</i>	<i>29</i>
2.2. Запропоновані технічні рішення.....	31
2.4. Висновок.....	38
3. РОЗРАХУНОК СИСТЕМИ ТЕПЛОЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ І ВИБІР ОСНОВНОГО ТА ДОПОМІЖНОГО ОБЛАДНАННЯ.....	40
3.1. Тепловий розрахунок парогенератора OR-32.....	40
3.2. Розрахунок основних енергетичних показників ТЕЦ.....	66

3.3. Основне та допоміжне обладнання.....	68
3.3.1. Обладнання існуючої ТЕЦ.....	68
3.3.2. Обладнання нового приміщення ТЕЦ.....	69
3.3.3. Вибір допоміжного обладнання.....	70
3.3.3. Теплова схема.....	72
4. РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАПРОПОНОВАНИХ РІШЕНЬ.....	73
4.1. Вихідні дані.....	73
4.2. Амортизація основних фондів.....	73
4.3. Затрати на паливо.....	74
4.4. Затрати на ремонт і технічне обслуговування.....	75
4.5. Заробітна плата.....	75
4.6. Інші витрати.....	75
4.7. Розрахунок терміну окупності капіталовкладень.....	76
4.8. Штатний розпис.....	78
ВИСНОВКИ.....	79
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	80
ДОДАТКИ.....	81

ВСТУП

У зв'язку зі значним зростанням витрат на купівлю палива, що пояснюється відмовою від імпорту енергетичного палива з держави-агресора, невтішна динаміка росту цін на природний газ за попередні роки, нагальним є питання пошуку альтернативного палива для підвищення енергоефективності виробництва.

Ця проблема є особливо актуальною для цукрових заводів малої потужності (до 2,5 тис. тонн переробки буряків за добу), ТЕЦ яких спалюють природний газ, укомплектовані парогенераторами малої потужності (типу ДКВр 10-23-370) та паровою турбіною з протитиском, потужністю 2,5 МВт, яка працює, як правило, за електричним графіком. До того ж, на таких заводах впровадження енергоефективних заходів у системі теплоспоживання виробництва цукру виявляються неефективними.

Метою проекту є зменшення собівартості готової продукції (цукру-піску), за рахунок переходу на спалювання більш дешевого, ніж природний газ, палива, а саме – вугілля, а також підвищення техніко-економічних показників роботи ТЕЦ, зокрема, підвищення параметрів перегрітої пари.

Для досягнення мети були поставлені такі задачі:

- знайти оптимальний варіант переведення ТЕЦ на тверде паливо;
- виконати аналіз варіантів реконструкції ТЕЦ;
- виконати аналіз існуючої і перспективної твердопаливної бази ТЕЦ;
- розробити комплексний план реконструкції основного і допоміжного тепломеханічного устаткування ТЕЦ на основі рекомендованих технічних рішень;
- визначити приведені затрати на реконструкцію.

1. АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРИ

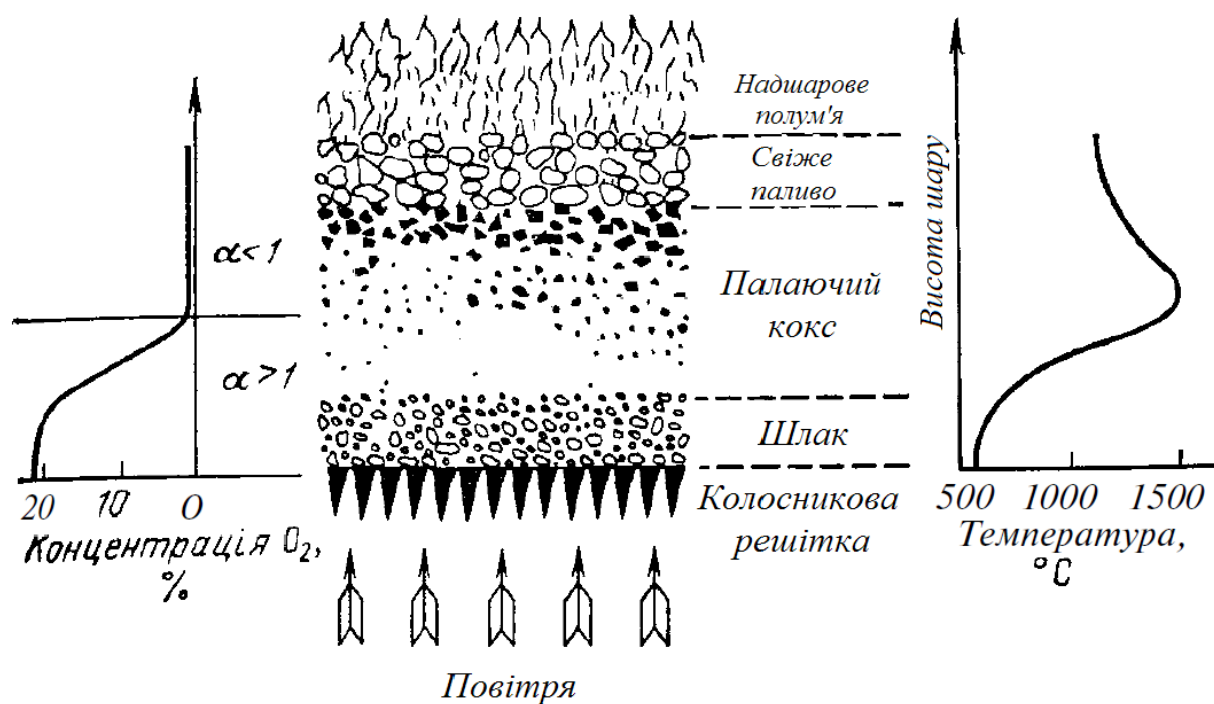
1.1. Спалювання твердого палива [2]

На практиці для спалювання твердого палива використовують як камерні так і шарові топки. Обидва варіанти вимагають підготовки палива: відділення механічних домішок, сушка, подрібнення тощо.

Шарові топки призначені для спалювання кускового палива. Розподіл температури, кисню та палива по висоті шару наведені на рис. 1.1.

Швидкість повітря вибирається так, аби не змінювалась структура шару. В таких топках спалюють паливо з розмірами кусків 20...30 мм і більше.

Спалювання в шарі відбувається в дифузійній області, тобто швидкість горіння визначається швидкістю підведення окислювача до палива. Шар шлаку на решітці захищає її від високої температури, а також розподіляє і нагріває



повітря, що іде в зону горіння.

Рис. 1.1. Структура шару твердого палива, що горить

Значне розповсюдження в промисловості отримали механічні шарові топки з ланцюговими решітками. Характерною особливістю цих топок є безперервне переміщення палива разом з колосниковою решіткою, що є транспортером, виконаним у вигляді нескінченного полотна. Застосування знаходять механічні топки з колосниковими решітками прямого і зворотного ходу. В топці з решітками прямого ходу полотно з паливом переміщається від фронту топки до задньої стінки, а в топці з решіткою зворотнього ходу – від задньої стінки до фронту (рис. 1.3, а,б)

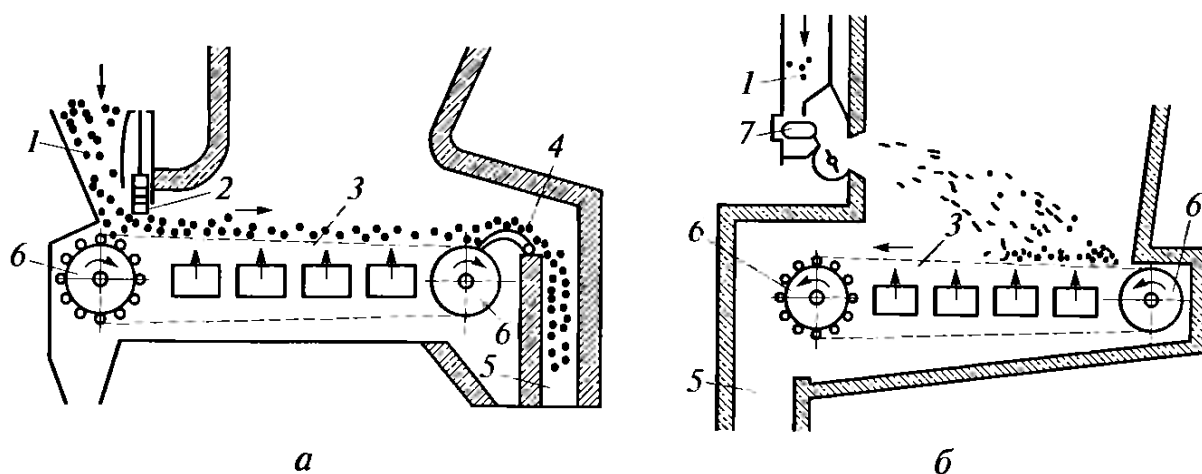


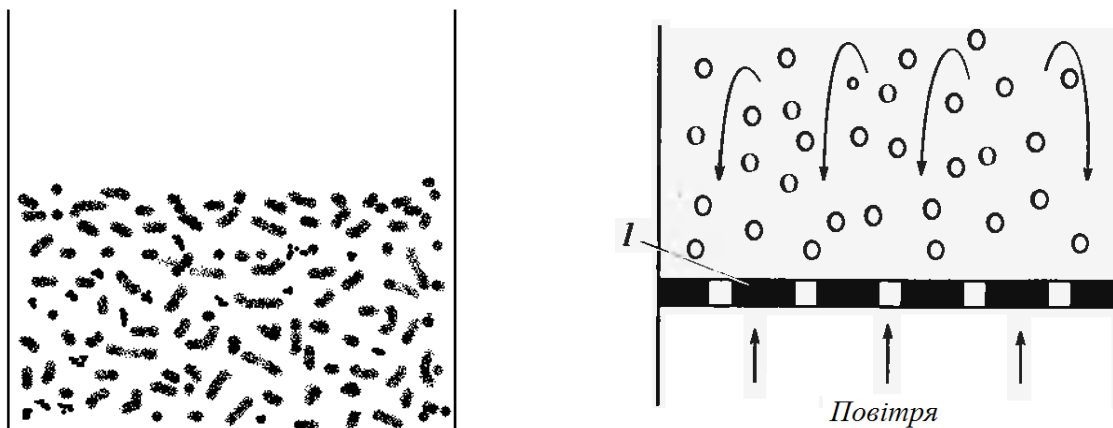
Рис. 1.3. Механічні топки з колесниковими решітками

а – прямого ходу; б – зворотнього ходу; 1 – завантажувальний ящик; 2 – шибер; 3 – полотно решітки; 4 – шлакознімач; 5 – шлаковий бункер; 6 – зірочки; 7 – пневмомеханічний завантажувач палива.

В механічній топці з лусковими ланцюговими решітками прямого ходу полотно решіток 5 складається з окремих колосників, укріплених на нескінченних шарнірних ланцюгах, надітих на дві пари зірочок 1 і 7. Швидкість руху решітки можна варіювати в широких межах (1...18 м/с).

Паливо із завантажувального ящика 1 поступає на решітки, що рухаються. Товщину шару палива встановлюють шибером 2, який може переміщатися по вертикалі. Повітря для горіння підводиться під решітку. По мірі просування решіток паливо вигорає. Шлак, що утворюється, скидається з решіток шлакознімачем 4 в шлаковий бункер 5.

Із збільшенням швидкості повітря можна досягти того, що частинки будуть підніматись. Така швидкість називається "критичною". З подальшим збільшенням швидкості починається "кипіння" шару. Об'єм шару при цьому збільшується в 1,2...1,8 разів (рис. 1.4). Частинки рухаються до тих пір, поки їх маса зменшується, потім вони вилітають з топки. Обов'язковою умовою



нормального спалювання в

"киплячому" шарі є рівномірність розмірів частинок палива.

Рис. 1.4. Схема щільного та киплячого шару

Згідно діючих норм використання процесів спалювання твердого палива в шарових топках доцільне тільки для котлів паровидатністю менше 35 т/год. Для більших котлів доцільною є камерна топка.

В камерних топках проводять факельне спалювання (рис. 1.5). Оскільки при факельному спалюванні частинка палива знаходиться обмежений час в топці, то необхідно проводити тонке перемелювання палива до розміри пилу (до 100 мкм).

Технології пилоподібного спалювання твердого палива у факелі мають переваги перед іншими методами, тому що дозволяють підвищити густину теплового потоку, цілком механізувати й автоматизувати подачу і спалювання палива, видалення шлаків і золи і т.п. Після підготовки вихідного палива інуючими методами (подрібнення розмелювання) у топковій камері спалюється поліфракційний пил. Подрібнення палива призводить до того, що вміст пального

в кожній пилоподібній частинці малий при відносно великій площі поверхні. Це забезпечує гарний контакт молекул палива й окислювача, а також швидке згорання палива у факелі. Пилоподібні частинки через малий розмір і парусність рухаються разом з газовим потоком. Швидкості їхнього обтікання невеликі. Навіть для відносно великих пилоподібних частинок (більш 250-300 мкм), що відстають від газового потоку в топці, можна вважати, що відносні швидкості їхнього руху дорівнюють швидкостям витання. Різниця температур між палаючими частками і газовим середовищем внаслідок інтенсивного теплообміну незначна, згоряють пилоподібні частинки за відносно короткий час.

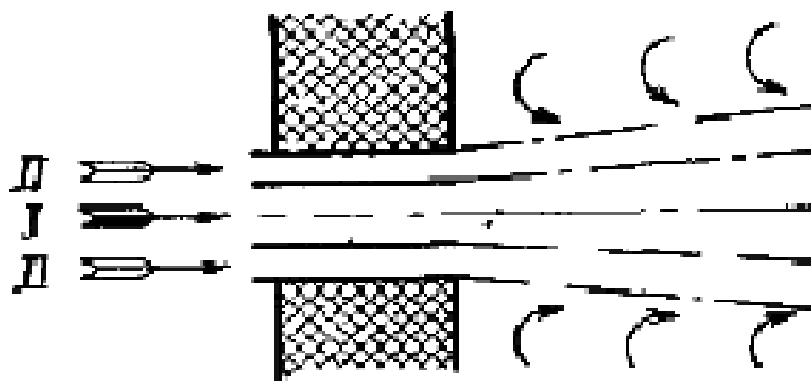


Рис. 1.5. Схема факельного процесу спалювання

1.2. Паливне господарство котельних [3]

1.2.1. Системи паливоподачі твердого палива

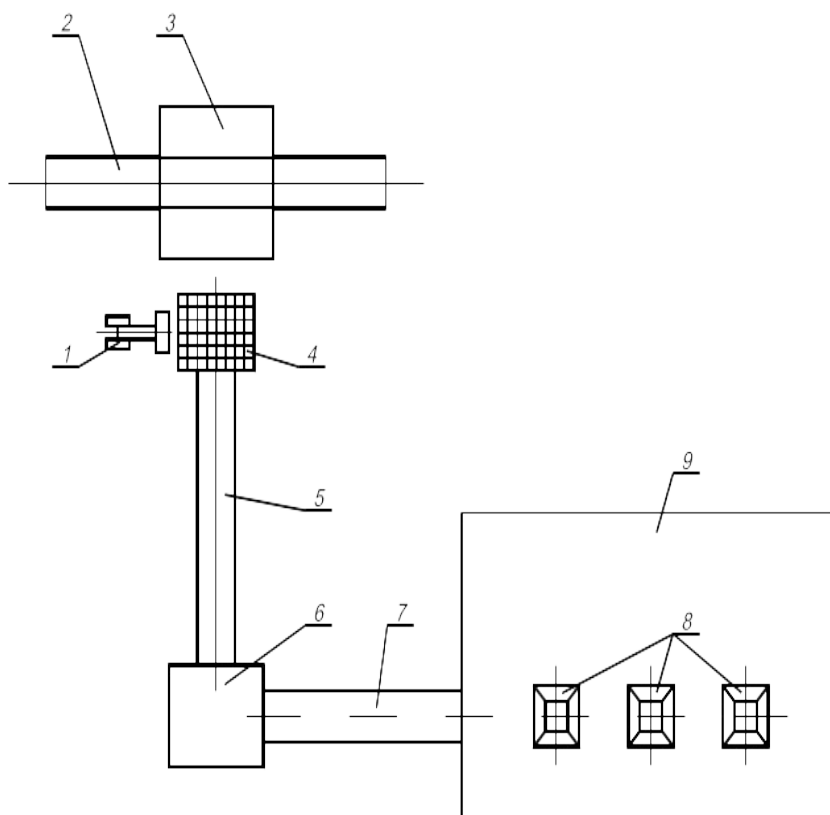


Рис. 1.6. Паливоподача з прийомним бункерним пристроєм при доставці палива залізничним транспортом:

1 - навантажувач-бульдозер, 2 - залізнична колія; 3 - розвантажувальний сарай з бункером; 4 - бункер з ґратами, 5 - галерея стрічкових транспортерів першого підйому; 6 - дробильне пристрій; 7 - галерея стрічкових транспортерів другого підйому; 8 - бункера котлів; 9 - будівля котельні

У системі паливоподачі при вступі несортваного вугілля незалежно від способу спалювання твердого палива (в шарі або камерно) завжди передбачається його попереднє дроблення. Паливо в котельні надходить по залізниці, підвозиться автомобільним або водним транспортом.

У паливне господарство входять пристрої і споруди для розвантаження, прийому, складування палива, механізми, що забезпечують його попереднє дроблення, і пристрої для подачі палива в бункери котельних агрегатів.

На рис 1.6. показана схема паливоподачі з прийомним бункерним пристроєм при доставці палива залізничним транспортом. Залізничні вагони можуть розвантажуватися над прийомним бункером або на видатковому складі палива. З приймального бункера паливо подається стрічковими транспортерами першого і другого підйому через дробарки в бункери котлів. При необхідності паливо може подаватися навантажувачем-бульдозером з відкритого витратного складу в прийомний бункер. Розвантаження палива з залізничних вагонів безпосередньо в приймальний бункер паливоподачі дозволяє зменшити його втрати. При такій системі паливоподачі для розміщення приймального бункера доводиться під будівлею розвантаження обладнати підвал глибиною до 7 м.

При доставці палива автомобільним транспортом застосовують систему паливоподачі, схематично показану на рис. 1.7. Прибувають машини розвантажують під прийомним бункером паливоподачі або на видатковому складі. З видаткового складу паливо навантажувачем-бульдозером може транспортуватися до приймального бункера. З приймального бункера, пройшовши через дробарку, паливо стрічковим транспортером подається в бункери котельних агрегатів.

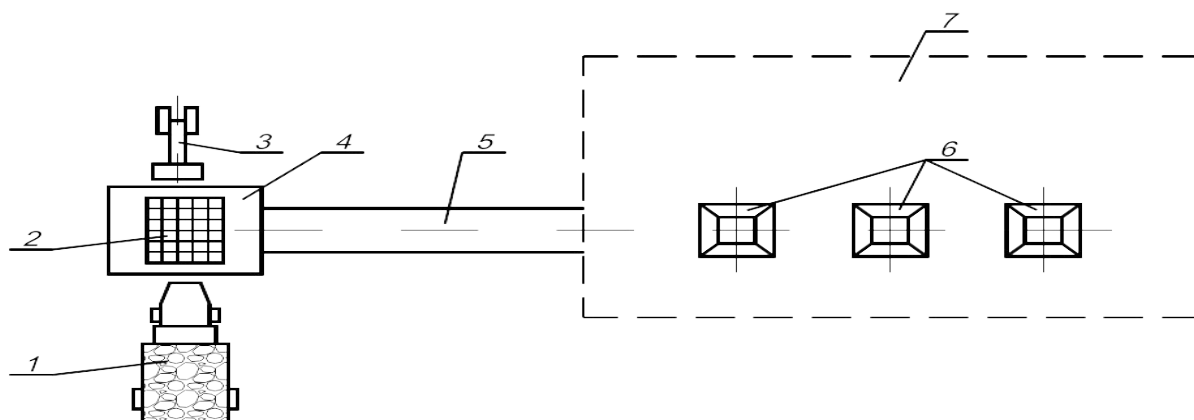


Рис. 1.7. Паливоподача при доставці палива автомобільним транспортом:

1 - самоскид з вугіллям; 2 - прийомний бункер; 3 - навантажувач-бульдозер, 4 - розвантажувальний сарай з дробильним пристроєм; 5 - галерея стрічкових транспортерів; 6 - бункери котлів; 7 - будівля

1.2.2. Зберігання твердого палива

На підприємстві зазвичай влаштовується видатковий склад твердого палива. Розміри видаткового складу залежать від місць видобутку палива і наявності власного резервного складу. На резервному складі, як правило, необхідний не менш ніж двотижневий запас палива крім спеціальних запасів, що встановлюються особливими інструкціями. Якщо резервний склад віддалений від підприємства, встановлюють видатковий склад із запасом не менше тридобового. Основну частину палива, що надходить на підприємство, раціонально направляти в бункери котлів, постійно відновлюючи запас палива на видатковому складі.

При зберіганні на складі паливо зволожується, вивірюється, змішується з ґрунтом, забруднюється, що знижує його теплоту згоряння. Щоб уникнути samozаймання палива зберігання його проводять в штабелях. При цьому всі вугілля з великим виходом летких і сланці при штабелювання ущільнюють шляхом укочування.

При експлуатації необхідно контролювати стан штабелів шляхом зовнішнього огляду і вимірювання температури в штабелях. Ознаками samozаймання є: підвищення температури, наявність плям на зволоженому поверхні штабеля. Якщо з'явилися ознаки samozаймання палива, то необхідно в першу чергу почати подачу палива з цього штабеля в бункери котлів, але без вогню, щоб уникнути пожежі в котельному цеху. Для ліквідації вогнищ горіння штабель розкривають, переносять вогнища горіння на спеціальний майданчик і на ній заливають водою. У першу чергу витрачаються зі складів штабеля, в яких температура піднялася до 40-60 °С.

У залежності від розмірів паливних складів для виконання вантажно-розвантажувальних робіт застосовують різні механізми: автотранспортери, автовантажувачі, пересувні стрічкові транспортери, грейфери крани і т.д.

1.2.3. Підготовка палива до спалювання

При постачанні котельні вугіллям, які вимагають дроблення, на тракті паливоподачі від прийомних розвантажувальних пристроїв до бункерів котлів або на складі вугілля піддається дробленню в установках, що складаються з грохотів і дробарки. Встановлювані перед дробаркою похилі грати - грохоти - призначені для відсіювання дрібної фракції палива від більш великих шматків. Провалилося через грати грохотів паливо, мінаючи дробарку, надходить в тракт паливоподачі, а великі шматки палива направляються в дробарку.

Для вилучення з палива випадково потрапили металевих предметів на тракті паливоподачі передбачається установка магнітних сепараторів. Як правило, вони встановлюються перед дробарками щоб уникнути поломок або пошкоджень останніх.

При шаровому спалюванні твердого палива сире вугілля з бункерів перед котлами надходить через спеціальні живильники і закидувачі в топку котлів.

При камерному спалюванні твердого палива необхідна його додаткова підготовка, для чого в котельнях використовується система пилоприготування. Система пилоприготування являє собою сукупність обладнання, необхідного для розмелювання палива, його сушіння і подачі готового пилу в пальники топкової камери.

Системи пилоприготування поділяють на замкнуті з прямим вдуванням пилу в топкову камеру, замкнуті з проміжним бункером пилу і розімкнуті з подачею пилу гарячим повітрям. Поділ пилосистем на замкнуті і розімкнуті визначається характером використання сушильного агента після завершення сушіння палива. У першому випадку він направляється в топкову камеру разом з підсушеною пилом, у другому ретельно очищається від дрібних фракцій палива і викидається мимо котла в димову трубу.

Основною установкою будь-якої пилосистеми є вуглерозмелюючий млин. Найбільш широке поширення одержали шарикові барабанні (КБМ) і молоткові (ММ) млини, причому в КБМ розмелюють переважно паливо з відносно малим виходом летких речовин, а ММ використовуються при помелі молодих

кам'яного і бурого вугілля, торфу і сланців. На частку цих видів млинів припадає близько 98% розмелюються твердих палив. Розмелювання деяких видів кам'яного вугілля більш економічно здійснюється із застосуванням валкових середньохідних млинів. В окремих випадках при помелі «м'яких» сильно вологих бурого вугілля використовується млин-вентилятор.

Кульовий барабанний млин складається з барабана діаметром 2-4 м і довжиною 3-10 м, частково заповненого сталевими кулями діаметром 30-60 мм. Внутрішні стінки барабана покриті броньованими плитами. Зверху корпус барабана має тепло- та звукоізоляцію. Сире паливо разом з гарячим повітрям надходить всередину барабана через вхідний патрубок. Барабан приводиться в обертання від електричного двигуна через редуктор і ведену шестерню, що знаходиться на барабані. У барабані кулі піднімаються уздовж стінки, а потім відриваються і падають вниз. Розмелювання палива відбувається за рахунок удару падаючих куль з палива та перетирання палива між кулями. Готовий пил постійно віддаляється з млина вентиляються агентом - повітрям.

Молотковий млин складається з сталевому корпусу, покритого зсередини гладкими броньованими плитами товщиною 20-30 мм, і ротора з укріпленими на ньому дисками. З дисками на шарнірах з'єднані билодержателі і била. Під час роботи млина окружна швидкість бив досягає 50-60 м / с, і відбувається початкова дроблення шматків палива, потім частки палива вдаряються об броню і додатково стираються в зазорі між білами і корпусом. Зазвичай молотковий млин компонується разом з сепаратором пилу і являє собою єдину установку.

Средньохідні млини працюють звичайно в системах з прямим вдуванням пилу і використовуються для вугілля помірної твердості з відносно невисокою вологістю і малим вмістом високотвердих фракцій (колчедану) у його мінеральної масі. Млин складається з вертикального корпусу, дном якого є обертовий розмелювальний стіл (диск). До поверхні останнього за допомогою пружини притискаються конічні валки, вільно сидять на своїх осях. Обертання валків відбувається за рахунок сил тертя, що виникають між обертовим розмелювальним столом і поверхнею валків. Розмелювання палива здійснюється

за рахунок роздавлювання і стирання шматків вугілля, що потрапляють між розмелювальні столем і валками. Гаряче повітря подається в корпус млина під розмелювальний стіл і, проходячи через кільцевий отвір між столем і корпусом, підхоплює відкидається до периферії вугільний пил і забирає її у сепаратор.

Для розмелювання м'яких бурого вугілля з високою вологістю застосовують млин-вентилятор. Ротор млин має млинове колесо з закріпленими на ньому лопатками-билами. Розмелювання палива відбувається за рахунок удару по ньому обертаються з великою швидкістю лопаток-бив. Лопатки створюють за млином відносно невеликий напір (1200-1500 Па), тому цей млин не вимагає установки спеціального млинового вентилятора.

До основних елементів системи пилоприготування відносяться також сепаратори, циклони, живильники сирого вугілля і пилу, бункера.

Сепаратор служить для регулювання величини видачі млином пилу. Для відділення дрібних фракцій пилу від великих в сепараторах використовують відцентрові, інерційні та гравітаційні сили.

Циклон застосовується у схемі з проміжним бункером пилу для відділення готового пилу від транспортуючого повітря. Відділення відбувається за рахунок відцентрового ефекту, а також при повороті повітряного потоку в центральну відвідну трубу.

Живильники сирого вугілля встановлюють для рівномірної і регульованої подачі палива в млини. Для сухого вугілля знаходять застосування стрічкові живильники вугілля, для вологих, схильних до замазування вугілля - скребкові.

Живильники пилу встановлюють під бункером пилу для регулювання подачі її в пилепроводів. Найбільш споживані в енергетичних установках шнекові та лопатеві живильники.

Бункери пилу є ємністю для зберігання певного запасу палива. Обсяг пилового бункера визначають виходячи з роботи котла з номінальною навантаженням протягом 2-3 год при відключеній пилосистеме і збереженням мінімальної висоти шару пилу в бункері не менше 3 м для рівномірного завантаження пиложивильників.

1.2.4. Видалення шлаку і золи

В результаті згоряння палива в топці і газоходах котельного агрегату утворюється шлак і зола, а також летюча зола, яка вловлюється в золоуловлювачі, і видаляється з котельного агрегату, а потім з приміщення котельні.

Основними способами шлакозоловидалення є:

- Вагонетковий - для котелень з котлами старої конструкції;
- Механічний - скреперний, скребковий та ін, як правило, слід передбачати в котельнях з казанами, обладнаними топками для шарового спалювання палива;
- Гідравлічний - в котельнях з казанами для камерного спалювання твердого палива і при виході осередкових залишків 12 т / год і більше;
- Пневматичний - може застосовуватися незалежно від способу спалювання палива при виході шлаку і золи від 4 до 12 т / год;

При вагонеточном способі золошлаковидалення золу і шлак вивантажують кілька разів на зміну з бункерів під казанами у вагонетки з перекидним кузовом. Перед вивантаженням у вагонетки шлак у бункері охолоджується і рясно зволожується водою із спеціально встановлених для розбризкування води сопел. Для запобігання персоналу від опіків і шкідливих газів шлак спускають у вагонетки в закритих вентильованих камерах.

Велике застосування в котельнях має схема скреперного мокрого або сухого золовидалення. Шлаки, що утворюється в результаті згоряння палива, потрапляє в скреперний канал.

При мокрому способі золошлаковидалення канал, у якому рухається скрепер, заповнений водою, яка є гідравлічним затвором або воронок шлакових бункерів котлів. Скрепер переміщають в каналі за допомогою електролебідки і троса в напрямних роликах.

При сухому способі скреперного золовидалення шлак обливають водою в шлаковому бункері і скидають у скреперний канал. Скрепер підхоплює вивантажений з топки шлак і подає його по горизонтальному і похилому каналу в бункер, звідки він вивантажується в автосамосвал і вивозиться з котельні.

Скребокві золовидаленні принципово не відрізняється від мокрого скреперного золовидалення.

Гідравлічне видалення золи і шлаків широко поширене в котельнях великої потужності. Система має високу продуктивність і надійність. Гідравлічне золовидалення включає в себе операції: видалення шлаку і золи в межах котельні; перекачування за допомогою багерних насосів або гідроапаратів суміші води, золи та шлаку в золовідстійник.

Зола і шлак змиваються з бункерів котлів за допомогою спеціальних змивних пристроїв у самопливний канал, по якому шлакозолова суміш переміщається до пристроїв для її зовнішньої транспортування. Змив золи здійснюється, як правило, безперервно, а шлаку періодично - 1-2 рази на зміну. Самопливні канали облицьовують базальтовими плитками і виконують з ухилом 2-3 °. Для запобігання утворення заторів гідросуміші у самопливні канали через спонукальні сопла подається вода.

При пневматичній системі шлакозоловидалення транспортування шлаку і золи здійснюється в трубах потоком повітря. Побудниками руху повітря можуть бути парові ежектори або вакуумні насоси. Пневматичну систему шлакозоловидалення рекомендується застосовувати в котельнях для шарового спалювання твердого палива, а також у випадках, коли зола і шлак використовуються в якості сировини побічних виробництв - виготовлення будівельних конструкцій, виробництво цементу.

1.3. Методика теплового розрахунку ТЕЦ

При проектуванні жерел тепло- і електропостачання промислових підприємств дуже важливим етапом являється вибір, розробка і розрахунок принципової теплової схеми, а також розробка розвернутої теплової схеми ТЕЦ.

Тобілевич Н.Ю. запропонував методику теплового розрахунку ТЕЦ. Розрахунок полягає в визначенні витрат пари і гарячої води на зовнішнє і внутрішнє теплоспоживання.

Основою для проектування теплової схеми і наступної експлуатації теплоенергетичних установок ТЕЦ промислового підприємства являються теплові і електричні навантаження, тобто часова потреба в теплоті і електроенергії об'єктів.

Розрахунок теплової схеми ТЕЦ

Визначення потрібного сумарного електричного навантаження турбогенератора, кВт

$$W_{\text{потр}} = W_{\text{техн}} + W_{\text{вл.п}} + W_{\text{ком.п}} + W_{\text{стор}},$$

де $W_{\text{вл.п}}$ - електричне навантаження власних потреб ТЕЦ. Приймається в межах 8-12% від усієї виробленої турбогенератором потужності:

$$W_{\text{вл.п}} = (0,08 - 0,12) W_{\text{ген}}$$

Визначення сумарну потребу споживачів в технологічній парі. В рівняння включаються всі споживачи, яким намічено подати цю пару, т/год

$$D_{\text{потр}} = D_{\text{техн}} + D_{\text{д}} + D_{\text{бойл}} + D_{\text{пгвс}} + D_{\text{псв}} + D_{\text{пхв}}.$$

Визначення типорозміру та число (шт) встановлюваних турбоагрегатів з існуючого ряду їх потужностей $W_{\text{(ном)}} = 2,5; 4,0; 6,0; 12,0$ МВт.

$$N_{\text{т.а}} = W_{\text{пот}} / W_{\text{ном}},$$

де $W_{\text{ном}}$ номінальна електрична потужність вибраного типорозміру турбоагрегату.

Розрахунок енергоносіїв у системі турбоустановки.

ТЕЦ має зв'язок з енергосистемою

У цьому випадку є можливість завантажити встановлені турбоагрегати практично до номінальної потужності, надлишок виробленої потужності відпускати в енергосистему, недостачу - покривати прийманням її від енергосистеми.

Розрахунок турбоустановки виконується в такій послідовності:

встановлення фактичної потужності турбоагрегатів, кВт

$$W_{\text{ген}} = (0,85 - 0,95) W_{\text{ном}};$$

визначення витрати гострої та відпрацьованої пари на парову турбіну, т/год

$$D_{\text{т.о}} = 3,6 W_{\text{ген}} / [(I_0 - I_{\text{ка}}) \text{KKD}_{\text{др}} \text{KKD}_{\text{oi}} \text{KKD}_{\text{ем}}];$$

$$D_{п} = D_{т.о};$$

визначення витрати охолодженої після ОУ технологічної пари, т/год

$$D_{оу} = D_{п} J_{оу}.$$

Якщо одержано $D(оу) > D(потр)$, тобто кількість відпрацьованої пари перевищує потребу, виникає вихлоп надлишку відпрацьованої пари в атмосферу, щоб запобігти втратам пари та теплоту потрібно зменшити електричне навантаження турбоагрегату нижче прийнятого. Далі розрахунок продовжується у такій послідовності:

визначення кількості охолодженої після ОУ відпрацьованої пари, т/год

$$D_{оу} = D_{потр};$$

розрахунок зменшеної кількості відпрацьованої пари з турбіни, т/год

$$D_{п} = D_{оу} / J_{оу};$$

визначення витрати охолоджувальної води на ОУ, т/год

$$G_{оу} = D_{оу} - D_{п};$$

визначення кількості дренажа з ОУ, т/год

$$G_{оу.др} = (K_{оу} - 1) G_{оу};$$

визначення уточненої витрати гострої пари на турбіну, т/год

$$D_{т.о} = D_{п};$$

визначити уточнену електричну потужність турбоагрегатів, кВт

$$W_{ген} = D_{т.о} [(I_{о} - I_{ка}) K_{KDдр} K_{KDoi} K_{KDem}] / 3,6.$$

визначення відпущеної електричної потужності від ТЕЦ в енергосистему, кВт

$$W_{сист(+)} = W_{ген} - W_{потр}.$$

Якщо одержано $W(сист) < 0$, це означає, що відпускання електроенергії в енергосистему неможливе. В цьому випадку потрібно визначити приймання електроенергії від енергосистеми, кВт.

$$W_{сист(-)} = W_{потр} - W_{ген}.$$

При цьому парова турбіна повністю забезпечує потребу споживачів у технологічній парі і потреба в постійно діючій РОУ1 не виникає. РОУ1 відключається, всі параметри роботи РОУ1 дорівнюють 0.

$$D_{pou1} = 0; D_{pou1.o} = 0; G_{pou1} = 0; G_{pou1.dr} = 0; K_{pou1} = 0; J_{pou1} = 0;$$

Якщо $D_{ou} < D_{потр}$, тобто кількість відпрацьованої пари менша потреби, виникає необхідність встановлення РОУ1. Електрична потужність та витрата пари в системі турбоагрегатів:

визначення продуктивності РОУ1, т/год

$$D_{pou1} = D_{потр} - D_{ou};$$

визначення витрати гострої пари на РОУ-1, т/год

$$D_{pou1.o} = D_{pou1} / J_{pou1}$$

визначення витрати охолоджувальної води на РОУ-1, т/год

$$G_{pou1} = K_{pou1} (D_{pou1.o} - D_{pou1});$$

визначення кількості дренажу з РОУ-1, т/год

$$G_{pou1.dr} = (K_{pou1} - 1) G_{pou1} / K_{pou1}.$$

ТЕЦ не має зв'язку з енергосистемою

В цьому випадку турбоагрегати мають можливість працювати тільки з потрібною споживачам електричною потужністю. Приймання або відпускання електроенергії з енергосистеми відсутні $W_{сист} = 0$.

Розрахунок турбоустановки виконати в такій послідовності:

визначення фактичної електричної потужності турбоагрегатів, кВт:

$$W_{ген} = W_{потр};$$

визначення витрати гострої та відпрацьованої пари парової турбіни, т/год

$$D_{т.о} = 3,6 W_{ген} / [(I_o - I_{ка}) K_{KDдр} K_{KDoi} K_{KDem}];$$

$$D_{п} = D_{т.о};$$

визначення витрати охолодженої після ОУ пари (технологічної пари), т/год

$$D_{ou} = D_{п} J_{ou}.$$

Якщо одержано $D_{ou} > D_{потр}$, тобто кількість відпрацьованої пари перевищує потребу, виникає вихлоп надлишку відпрацьованої пари в атмосферу. Щоб уникнути втрат пари та теплоти необхідно зменшити електричне навантаження турбоагрегату. Розрахунок продовжується в такій послідовності:

розрахунок зменшеної кількості охолодженої відпрацьованої пари, т/год

$$D_{ou} = D_{потр};$$

розрахунок зменшеної кількості відпрацьованої пари з турбіни, т/год

$$D_{п} = D_{оу} / J_{оу};$$

визначення витрати охолоджувальної води на ОУ, т/год

$$G_{оу} = K_{оу} (D_{оу} - D_{п});$$

визначення кількості дренажу з ОУ, т/год

$$G_{оу.др} = (K_{оу} - 1) G_{оу} / K_{оу};$$

визначення зменшеної витрати гострої пари на турбіну, т/год

$$D_{т.о} = D_{п};$$

розрахунок зменшеного електричного навантаження турбоагрегатів, кВт

$$W_{ген} = D_{т.о} [(I_{о} - I_{ка}) K_{КДдр} K_{КДоі} K_{КДем}] / 3,6.$$

Якщо одержано $D_{оу} < D_{потр}$, тобто кількість відпрацьованої пари менша за потребу, виникає необхідність встановлення РОУ-1. Електрична потужність та витрата пари в системі турбоагрегатів лишаються на визначеному рівні.

Визначення продуктивності РОУ-1, т/год

$$D_{роу1} = D_{потр} - D_{оу};$$

визначення витрати гострої пари на РОУ-1, т/год

$$D_{роу1.о} = D_{роу1} / J_{роу1};$$

визначення витрати охолоджувальної води на РОУ-1, т/год

$$G_{роу1} = K_{роу1} (D_{роу1.о} - D_{роу1});$$

визначення кількості дренажу з РОУ-1, т/год

$$G_{роу1.др} = (K_{роу1} - 1) G_{роу1} / K_{роу1};$$

Розрахунок параметрів роботи РОУ ВП:

продуктивність РОУ ВП (в рівняння включаються витрати пари на всі споживачі, на які вирішено подавати вказану пару), т/год

$$D_{роу.вп} = D_{маз} + D_{пвт},$$

де $D_{пвт}$ - витрата грійної пари на ПВТ;

витрата гострої пари на РОУ ВП, т/год

$$D_{роу.вп.о} = D_{роу.вп} / J_{роу.вп};$$

витрата охолоджувальної води на РОУ ВП, т/год

$$G_{роу-вп} = K_{роу.вп} (D_{роу.вп.о} - D_{роу.вп});$$

кількість дренажу з РОУ-ВП, т/год

$$G_{\text{роу.вп.др}} = (K_{\text{роу.вп}} - 1) G_{\text{роу.вп}} / K_{\text{роу.вп}};$$

Розрахунок витрати пари з парових котлів, т/год

$$D_{\text{пг}} = D_{\text{т.о}} + D_{\text{роу1.о}} + D_{\text{роу.вп.о}} + D_{\text{втрат.о}} + D_{\text{стор.о}},$$

де D втрат – втрати гострої пари в системі ТЕЦ, зумовлена нещільністю паропроводів. Приймається 0.5-1% від загально, кількості виробленої пари, т/год,

$$D_{\text{втрат}} = (0,005 - 0,01) D_{\text{пг}};$$

Розрахунок подачі живильної води на парогенератори та витрату грійної пари на ПВТ, т/год

$$G_{\text{пг}} = (1 + A_{\text{прод}}) D_{\text{пг}};$$

$$D_{\text{пвт}} = 1.03 G_{\text{пг}} 4,2 (T_{\text{жв}} - T_{\text{д}});$$

Розрахунок параметрів роботи РБП:

величину безперевного продування парогенераторів, т/год

$$G_{\text{прод}} = A_{\text{прод}} D \text{ пг};$$

кількість пари самовипаровування з РБП, т/год

$$D_{\text{рбп}} = G_{\text{прод}} \cdot (I_{\text{кв}} - I_{\text{рбп.в}}) / (I_{\text{рбп.п}} - I_{\text{рбп.в}});$$

кількість залишкової продувальної води з РБП, т/год

$$G_{\text{прод.др}} = G_{\text{прод}} - D_{\text{рбп}};$$

Розрахунок параметрів роботи РДНТ:

сумарна кількість конденсатів та дренажів, що надходить в РДНТ, т/год

$$G_{\text{рднт.с}} = \sum (G_i),$$

де G_i - кількість кожного потоку конденсатів та дренажів, що надходять у РДНТ;

кількість пари самовипаровування з РДНТ, т/год

$$D_{\text{рднт}} = G_{\text{рднт.с}} (4,2 T_{\text{рднт.с}} - I_{\text{рднт.в}}) / (I_{\text{рднт.п}} - I_{\text{рднт.в}});$$

де $T_{\text{рднт.с}}$ середньовагова температура потоків, що надходять в РДНТ;

кількість дренажів та конденсатів на виході з РДНТ, т/год

$$G_{\text{рднт}} = G_{\text{рднт.с}} - D_{\text{рднт}};$$

Розрахунок параметрів роботи БЧД:

сумарна кількість конденсатів та дренажів, що надходить в БЧД, т/год

$$G_{\text{бчд.с}} = \sum (G_i),$$

де G_i - кількість кожного потоку конденсатів та дренажів, що надходять у БЧД.

кількість пари самовипаровування з БЧД, т/год

$$D_{\text{бчд}} = G_{\text{бчд.с}} (4,2 T_{\text{бчд.с}} - I_{\text{бчд.в}}) / (I_{\text{бчд.п}} - I_{\text{бчд.в}});$$

де $T_{\text{бчд.с}}$ - середньовагова температура потоків, що надходять в БЧД;

кількість дренажів та конденсатів на виході з БЧД, т/год

$$G_{\text{бчд}} = G_{\text{бчд.с}} - D_{\text{бчд}};$$

Визначення повної кількості живильної води на виході з деаератора, т/год

$$G_{\text{жв}} = G_{\text{пг}} + G_{\text{оу}} + G_{\text{роу1}} + G_{\text{роу-вп}} + G_{\text{підж.тм}};$$

Визначення кількості випару з деаератора (на рівні нормативного), т/год

$$D_{\text{вип}} = A_{\text{вип}} G_{\text{жв}};$$

Визначення суммарної витрати пари, конденсатів, дренажів, що виводяться з системи ТЕЦ, т/год

$$G_{\text{уб.тец}} = D_{\text{техн}} + D_{\text{техн.в}} + D_{\text{стор.о}} + D_{\text{маз}} + G_{\text{рбп}} + D_{\text{вип}} + D_{\text{бчд}} + D_{\text{втрат}} + G_{\text{уб.тм}};$$

Визначення розрахункової кількості хімочищеної води, для компенсації втрат робочого тіла в системі ТЕЦ, т/год

$$G_{\text{хв.р}} = G_{\text{хв.реж}} + G_{\text{уб.тец}} - G_{\text{з.к}};$$

Якщо одержано $G_{\text{хв.р}} > 0$, це означає, що існує потреба ТЕЦ в хімочищеній воді, тобто кількість зворотнього конденсату недостатня для компенсації втрат робочого тіла ТЕЦ.

В цьому випадку:

Потрібно прийняти кількість хімочищеної води для подавання на деаератор, т/год

$$G_{\text{хв}} = G_{\text{хв.р}};$$

визначення потрібної для ТЕЦ кількості зворотнього конденсату (потрібен весь зворотній конденсат), т/год

$$G_{зк.потр} = G_{зк} + G_{зк.в};$$

Якщо одержано $G_{хв.р} < 0$, це означає, що потреби ТЕЦ в хімоочищеній воді не існує, тобто кількість зворотного конденсату перевищує потребу ТЕЦ.

В цьому випадку:

потрібно прийняти кількість хімоочищеної води, для потреби підтримання лужного режиму котлової води, т/год

$$G_{хв} = G_{хв.реж};$$

визначення потрібної для ТЕЦ кількості зворотного конденсату, т/год

$$G_{зк.потр} = G_{уб.тец} - G_{хв};$$

визначення надлишку зворотного конденсату, що повертається з ТЕЦ на промислове підприємство, т/год

$$G_{зк.надл} = G_{зк} + G_{зк.в} - G_{зк.потр}.$$

Визначення кількості сирієї води на станцію ХВО, т/год

$$G_{св} = G_{хв}, \text{ т/год.}$$

Визначення витрати пари на підігрівник хімоочищеної води перед деаератором та конденсату з його грійної камери, т/год

$$D_{пхв} = 1,05 G_{хв} 4,2 (T_{хв.д} - T_{хв}) / (I_{гр.п} - I_{конд});$$

$$G_{пхв} = D_{пхв}.$$

Визначення витрати пари на підігрівник сирієї води перед ХВО та вихід конденсату з його грійної камери, т/год

$$D_{псв} = 1,05 G_{св} 4,2 (T_{св.т} - T_{св}) / (I_{гр.п} - I_{конд});$$

$$G_{псв} = D_{псв}.$$

Визначення витрати пари на деаератор, т/год

$$D_{д} = 1,03 [G_{жв} 4,2 T_{д} + D_{вип} I_{вип} - \sum (G_i 4,2 T_i) - \sum (D_i I_i)] / I_{гр.п} - 4,2 T_{д}$$

де G_i - потоки конденсатів, дренажів, води; D_i - потоки пари; T_i - температура потоків конденсатів, води; I_i - ентальпія потоків пари, що надходять в деаератор; $I_{гр.п}$ - ентальпія грійної пари деаератора.

Розрахування відносної похибки у визначенні витрати грійної пари на деаератор, т/год

$$\%D_d = 100 [D_d(i+1) - D_d(i)] / D_d(i+1),$$

де $D_d(i)$ та $D_d(i+1)$ - значення, одержані відповідно в попередньому і наступному наближенні.

Якщо одержано $\%D_d > 5\%$ слід здійснити ще одне наближення, тобто повторити розрахунок, починаючи з п.3 Методики, підставивши у відповідні рівняння визначені у попередньому уточненні значення D_d , $D_{псв}$, $D_{пхв}$.

Якщо одержано $\%D_d < 5\%$, в подальших наближеннях немає потреби. Всі параметри, визначені розраховані з достатньою точністю.

1.4. Висновок

Відродження вугілля як основного палива для отримання теплової та електричної енергії – це повна зміна тенденцій останнім часом. Інтерес до газу і замовлення устаткування для газових електростанцій були особливо інтенсивними в 1997-2001 роках, коли газ був переважаючим паливом для 60-70% нових теплоелектростанцій, а вугілля – для 20-30%.

2. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

2.1. Загальні положення

2.1.1. Коротка характеристика існуючої ТЕЦ

ТЕЦ цукрового заводу являється промисловою теплоелектроцентральною, яка забезпечує завод теплом і електроенергією в виробничий період.

В штатному режимі роботи теплоцентралі частина пари, яка потрібна для виробництва електроенергії, проходить через турбоагрегат і потім використовується для теплопостачання заводу. Друга частина пари проходить через редуційно-охолоджуючу установку і також використовується для теплопостачання заводу.

Турбоагрегат працює по електричному графіку, при цьому величина попуску пари через турбіну визначається електричним навантаженням споживачів заводу.

Усереднене виробництво електроенергії у виробничий період складає 2,5 мВт/год.

Усереднене виробництво пари складає 45,0 т/год.

Фактично в роботі знаходяться чотири парових котли.

В котельні встановлена амоній-натрій катіонітна хімоводоочистка, продуктивністю 25 т/год.

Відвід димових газів здійснюється в цегляну димову трубу $H=56\text{м}$, $D=2000\text{мм}$.

Коротка технічна характеристика основного теплоенергетичного обладнання

1. Прові котли:

- ДКВР 14-23-370, 4 шт.

- ДКВР 10-23-350, 1 шт.

Загальна фактична потужність – 50,0 т/год.

Тиск пари – 21,0 кг/см²

Температура перегрітої пари – 350°C.

2. Парова турбіна

- Р 2,5-18/4, 1 шт.

Номінальна потужність – 2500 кВт.

Робочий абсолютний тиск пари за турбіною – 3,0 кг/см².

3. РОУ 23/3 продуктивністю 30 /год.

Характеристика існуючої системи електропостачання

ТЕЦ цукрового заводу має розподільчий прилад 6 кВ, до якого підключений існуючий генератор потужністю 2,5 МВт, лінія зв'язку з підстанцією цукрового заводу 35/6 кВ і споживачі заводу. Розподільчий пристрій складається з 14 шаф різних років випуску фізично і морально застарілих.

Паливо

Основним паливом для існуючих котлів являється природний газ. Нижча теплота згорання природного газу складає 8000 Ккал/м³.

Технічне водопостачання

Джерелом технічного водопостачання ТЕЦ являється вода із ставка. Вода подається в трубопровід технічного водопостачання, з якого частина вод іде на охолодження турбоагрегата, і частина на хімоводоочистку.

Злив води після охолодження турбоагрегата здійснюється назад в ставок.

2.1.2. Коротка характеристика пропонованого варіанту реконструкції

Пропонується будівництво нових приміщень котельного і турбінного залу з побутовими і допоміжними приміщеннями згідно з пропонованим варіантом реконструкції ТЕЦ Кашперівського цукрового заводу, передбачено на існуючій площадці заводу.

2.1.3. Собівартість електроенергії, одержаної при спалюванні природного газу та вугілля

Природний газ є значно технологічнішим та екологічно безпечнішим паливом, ніж вугілля. Єдиним важелем розвитку вугільної теплоенергетики порівняно з газовою є менша ціна вугілля в тепловому еквіваленті. Зараз співвідношення ціни 1 т у.п. газу до вугілля в світі – від 2,5 до 3. Існують роботи,

де показано, що окупність енергетичного використання вугілля порівняно з газом починається при співвідношенні більше 1,8-2,0 (менша ціна палива компенсує більші капітальні та екологічні витрати).

В Україні частка вуглеводневих палив у вітчизняній структурі споживання перевищує частку вугілля більше ніж вдвічі. Це не співпадає із структурою запасів первинних енергоресурсів. Вітчизняні запаси вугілля оцінюються у 117,5 млрд т (80 млрд т у.п.), нафти та конденсату - 1,5 млрд т у.п., газу до 6,5 млрд т у.п. Отже, в запасах палива частка вугілля складає 91%, нафти - 1,7%, газу - 7,3%. У структурі видобутку вугілля теж займає перше місце: річний видобуток кам'яного вугілля та антрациту в останні роки стабілізувався на рівні 75-78 млн т, що при середній зольності рядового вугілля 38% відповідає 48-50 млн т у.п. Вітчизняного ж газу видобувають 15-17 млрд м³, або 17-19 млн т у.п. на рік. Тому значний обсяг газу Україна була змушена імпортувати з Росії за цінами, що вже зрівнялись або навіть перевищили світовий рівень.

Порівняння цін газу та вугілля для ТЕС більш наочне в перерахунку на умовне паливо. Станом на 01.11.2020 ціна газу на приході ТЕС була 10000 грн. за 1000 м³, або приблизно 12600 грн./т у.п. На енергетичне вугілля діє прогресивна цінова шкала знижок-надбавок, яка стимулює постачання якісного вугілля. За базовий рівень якості обрано сукупність показників, близьких до проектних вимог пиловугільних котлоагрегатів ТЕС. Базова ціна встановлюється за узгодженням Мінпаливенерго, Мінвуглепрому та НКРЕ. При відхиленні показників від базового рівня застосовують знижки, рівень яких залежить від меж відхилення (табл. 2.1).

Таблиця 2.1

Знижки при відхиленні показників вугілля від базового рівня застосовують

Марка вугілля	А	П	Г, ДГ, Г
Базова якість	Ad=19,8%, Wtr=7,6% 5800 ккал/кг	Ad=20,2%, Wtr=8,6% 5880 ккал/кг	Ad=23,0%, Wtr=8,9% 5300-5400 ккал/кг
Базова ціна	12700 грн./т (на 01.01.2022, без ПДВ і транспорту)		

Знижка-надбавка за 1% відхилення зольності від базової в межах зольності Ad:			
2,5%	18-22%	18-24%	20-25%
3,5%	22-25%	24-26%	25-27%
7,0%	> 25%	> 26%	> 27%
Знижка за 1% відхилення вологи від базової в межах вологи			
1,3%	7,6-10,0%	8,6-10,0%	8,9-12,0%
5,0%	10-11%	10-11%	12-14%

З урахуванням ПДВ 20% і середньої ціни транспорту 60 грн./т одержимо базову ціну 810 грн./т, або, в залежності від марки вугілля, від 9000 до 13500 грн./т у.п. Більш висока питома ціна газового вугілля відповідає його здатності спалюватись без підсвічування в більш широкому діапазоні навантаження. Таким чином, при базовій якості вугілля для пиловидного і спалювання в шарі співвідношення ціни т у.п. газ/вугілля в Україні становить від 2,4 до 2,7, тобто близьке до світового діапазону, який створює умови для розвитку вугільної теплоенергетики. При середній зольності вугілля на приході ТЕС 24-25% (приблизно 5400 ккал/кг) його середня ціна становить 2970 грн./т, або 3600 грн./т у.п., що у 2,74 рази нижче ціни газу в енергетичному еквіваленті.

При питомих витратах палива на відпуск електроенергії з газу 350 г у.п./(кВт-год.), з вугілля 400 г у.п./(кВт-год.) паливна складова собівартості електроенергії складає 1,5 грн./(кВт-год.) і 1,2 грн./(кВт-год.), відповідно, що доводить більшу економічну вигоду спалювання вугілля на ТЕС і стає суттєвим стимулом розвитку вугільної електроенергетики.

2.2. Запропоновані технічні рішення

З метою зменшення витрат на генерацію пари для технологічного процесу і виробництва електроенергії пропонується використання в якості палива – вугілля марки Г (шахта «Степова ГП «Львіввугілля»). Нижче в таблиці наведено характеристики проектного вугілля.

Таблиця 2.2

Марка	Фракція, %	Зола, %	Волога, %	Сірка, %	Калорій -ність, ккал/кг	Ціна з ПДВ, грн	Ціна, \$
Г	50-100	32,48	3,3	1,38	5081	11500	319

Був проведений розрахунок варіантів реалізації спалювання запропонованих технічних рішень:

1 варіант – спалювання вугілля в шарі;

2 варіант – пиловугільне спалювання у факелі.

Результати техніко-економічних розрахунків

В табл. 2.3 наведені результати техніко-економічних розрахунків різних варіантів технічних рішень.

Таблиця 2.3.

Споживання електроенергії власних потреб на твердому паливі

Власні потреби при спалюванні в шарі

№ п/п	Обладнання	Од.	Коефіцієнт використан ня	К-сть	Встановлена потужність	Споживана потужність
1	Дробарка	кВт	0,8	1	25	20
2	Вентилятор	кВт	0,8	2	22	35
3	Конвеєр	кВт	0,8	1	25	20
4	Грохот	кВт	0,8	1	15	12
5	Елеватор	кВт	0,8	1	10	8
6	Шлакова дробарка	кВт	0,8	1	15	12
7	Насос	кВт	0,8	2	10	16
8	Привід решітки	кВт	0,8	2	10	16
9	Склад	кВт	0,8	1	10	8
Всього		кВт			142	147

Власні потреби при пиловугільному спалюванні

№ п/п	Обладнання	Од.	Коефіцієнт використан ня	К-сть	Встановлена потужність	Споживана потужність
1	Млин	кВт	0,8	1	75	60
2	Вентилятор	кВт	0,8	2	15	24

3	Вентилятор витратного бункера	кВт	0,8	2	8	12
4	Конвеєр	кВт	0,8	1	5	4
5	Живильний млин	кВт	0,8	1	5	4
6	Вентилятор камери	кВт	0,8	2	3	5
7	Склад	кВт	0,8	1	10	8
8	Насосо	кВт	0,8	2	10	16
Всього		кВт			131	133

Таблиця 2.4.

Баланс по парі і електроенергії

№ п/п	Найменування	Од.	Газомазутне спалювання	Спалювання в шарі	Пилоугільне спалювання
1	Продуктивність заводу	т/добу	2500	2500	2500
		т/рік	225000	225000	225000
2	Споживання технологічної пари	% до маси буряка	43,5	43,5	43,5
		т/год	45,31	45,31	45,31
3	Кількість котлів в роботі	шт.	5	1	2,00
4	Електричне навантаження паливоподачі	кВт	0	147,2	132,8
5	Електричне навантаження підприємства	кВт	2138	1928,48	2003,26
6	Температура перегрітої пари	град	350	450	450
7	Тиск перегрітої пари	атм	21	39	39
8	Питома ентальпія перегрітої пари	ккал/кг	749	796	796
9	Температура відпрацьованої пари	град	180	180	180

10	Тиск відпрацьованої пари	атм	3	3	3
11	Питома ентальпія відпрацьованої пари	ккал/кг	675	675	675
12	Механічний ККД турбіни	-	0,97	0,97	0,97
13	ККД турбогенератора	-	0,94	0,94	0,94
14	Кількість гострої пари на турбіну	т/год	27,19	15	15,57
15	Кількість відпрацьованої пари після турбіни	т/год	28,55	15,74	16,35
16	Кіл-ть відпрацьо- ваної пари з РОУ	т/год	16,77	29,57	28,96
17	Кількість гострої пари на РОУ	т/год	15,97	28,16	27,58
18	Кількість гострої пари з котлів	т/год	43,15	43,15	43,15

Таблиця 2.5.

Розрахунок капітальних затрат
Капітальні затрати при спалюванні в шарі

№	Найменування	Од.	К-сть	Ціна
1	Парогенератор	грн	1	22 500 000
2	Склад вугілля	грн	1	8 100 000
3	Дробильно-сортувальне відділення	грн.	1	4 500 000
4	Золовидалення	грн.	1	2 475 000
5	Мультициклон	грн	1	2 250 000
6	Проект	грн	1	1 350 000
7	Будівля відділення	грн	1	4 500 000
8	Галерея і конвеєр подачі вугілля в бункера	грн	1	9 000 000
9	Ремонт	грн	1	900 000
Всього		грн		55 575 000
		\$		1 543 750

Капітальні затрати при пиловугільному спалюванні

№ п/п	Найменування	Од.	К-сть	Ціна
1	Комплекс по підготовці вугільного пилу	грн	1	42 750 000
2	Будівля відділення	грн	1	2 025 000
3	Склад вугілля	грн.	1	8 100 000
4	Передтопок з пальниками	грн.	1	2 250 000
5	Парогенератор і реконструкція	грн	1	24 300 000
6	Проект	грн	1	1 350 000
Всього		грн		80 775 000
		\$		2 243 750

Таблиця 2.6.

Техніко-економічні розрахунки

№	Найменування	Од.	Спалювання газу	Спалювання в шарі		Пиловугільне спалювання	
				Природний газ	Вугілля Г	Природний газ	Вугілля Г
1	Тип палива	-	Природний газ	Природний газ	Вугілля Г	Природний газ	Вугілля Г
2	Курс доллара	\$/грн	36	36	36	36	36
3	Вартість природного газу	грн/т	7400	7400	7400	7400	2988
4	Питома теплота горіння	ккал/кг	8000	8 000	5081	8000	5081
5	Термін роботи за рік	доб/р.	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
		год/р.	2160	2160	2160	2160	2160
6	Кількість котлів в роботі	шт	4	1	1	1	1
7	Продуктивність котла	кг/год	10000	7154,76	36000	7154,76	36000
8	ККД котла	%	92,00	92,00	80,00	92,00	88,00
9	Продуктивність котельної	кг/год	43154,76	7154,76	36000	7154,76	36000
10	Ентальпія пари, t=450С, P=39ати; t=350С, P=21 ати	ккал/кг	749,1	796,2	796,2	796,2	796,2

11	Ентальпія конденсату, t=120 С	ккал/кг	120,3	120,3	120,3	120,3	120,3
12	Різниця ентальпій	ккал/кг	628,8	675,9	675,9	675,9	675,9
13	Продуктивність котла	ккал/кг	27135714	4835903	24332400	4835903	24332400
14	Необхідна кількість тепла палива	ккал/кг	29495341	5256416	30415500	5256416	27650454
15	Необхідна кількість природного газу	н.м3/год	3206,92	657,05	0,00	657,05	0,00
16	Необхідна кількість твердого палива	кг/год	0,00	0,00	6561	0,00	4441
17	Необхідна кількість газу на підсвітку	н.м3/год	0,00	0,00	0,00	0,00	1088
18	Вартість палива на годину	грн год	10323	1839	5162	1839	6639
19	Вартість палива річна	грн/рік	22298478	3973851	11151625	3973851	14340578
20	Підсвітка природним газом	%	0,00		0,00		20,00
21	Відсів на грохоті, %	%	0,00		25,00		0,00
22	Ціна продажу відсіву	грн/т	120,00	15125477	150,00		150,00
23	Споживання електроенергії зі сторони	кВт	0,00		0,00		0,00
24	Вартість електроенергії	грн кВт г	6,7		6,7		6,7
25	Затрати на електроенергію	грн рік	0,00		0,00		0,00
26	Транспортний тариф	грн км	140,00		140,00		140,00

27	Вантажо- підйомність	т	20,00		20,00		20,00
28	Вартість перевезення 20 т	грн шт	9000		9000		9000
29	К-сть палива, що транспортується	т/рік	0,00		17240		11754
30	К-сть автомашин	авто/р	0,00		862,00		587,73
31	Вартість транспортування , грн/рік	грн рік	0,00		2413605		1645640
32	Затрати на обслуговування						
33	Кількість персоналу	чол			10,00		10,00
34	Зарплата	грн день			800		800
35	Ремонт і обслуговування	грн день			1000		2500
36	Всього затрати на обслуговування, грн/день	грн день	0,00		2000		3500
37	Всього затрати на обслуговування	грн рік	0,00		810000		1417500
38	Затрати	грн рік	2229847 8		1771908 2		20275069
39	Всього затрати	\$/рік	2787309		2214885		2534383
40	Різниця газ - шар	\$/рік			572424		
41	Різниця газ – пил	\$/рік					252926
42	Різниця шар - пил	\$/рік					-319498
43	Капітальні	грн	0,00		12350000		17950000
44	затрати	\$	0,00		1543750		2243750
45	Накопичені затрати	\$	8361929		8188406		9846901

46	Різниця газ – шар в накопичених затратах	\$			173523		
47	Різниця газ – пил в накопичених затратах	\$					-1484971
48	Різниця шар – пил в накопичених затратах	\$					-1658495
49	Простий термін окупності в накопичених затратах	р.	3,00		3,7		6,87

2.4. Висновок

Проведений аналіз тепломеханічної частини існуючої ТЕЦ показав її моральну і фізичну зношеність. В умовах нинішньої ситуації, яка склалася на ринку цін на природній газ, переведення на тверде паливо є необхідним.

Для організації використання твердого палива і збільшення параметрів перегрітої пари перед паровою турбіною передбачається придбання і встановлення парового котла OR-32. Запропоновані технічні рішення по реконструкції ТЕЦ економічно обґрунтовані.

3. РОЗРАХУНОК СИСТЕМИ ТЕПЛОЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ І ВИБІР ОСНОВНОГО ТА ДОПОМІЖНОГО ОБЛАДНАННЯ

3.1. Тепловий розрахунок парогенератора OR-32

Розрахункове завдання

1. Продуктивність $D = 36$ т/год
2. Тиск перегрітої пари $P = 3,9$ МПа
3. Температура перегрітої пари $t_{пп} = 450^{\circ}\text{C}$
4. Температура живильної води перед економайзером $t_{жв} = 105^{\circ}\text{C}$
5. Паливо вугілля $W^p = 3,3\%$.

Таблиця 3.1

Зведена таблиця результатів теплового розрахунку

1	Параметри котла	Продуктивність котла	D	т/год	36
2		Тиск пари в барабані котла	Pб	МПа	43
3		Тиск пари на виході із пароперегрівника	Pпп	МПа	39
4		Температура перегрітої пари	tпп	оС	450
5		Температура жив.води	tжв	оС	105
6		Відсоток безперервної продукції	pпрод	%	2
7	Склад палива	Паливо	Вугілля		
8		Нижча теплота згорання	Qрн		5081
9		Вміст по вазі вуглецю	Ср	%	53,57
10		Те ж водню	Нр	%	3,43
11		Теж кисню	Ор	%	4,53
12		Теж азоту	Нр	%	0,8
13		Теж сірки	Sp	%	1,38
14		Теж золи	Ар	%	32,48
15		Теж вологи	Wр	%	3,3
16		Спосіб спалювання палива	Механічна решітка		
17	Конструктивні розміри	Повна променесприймаюча поверхня нагріву	Нпром	м2	347
18		Повна поверхня нагріву фестона	Нфест	м2	28,7
19		Повна поверхня нагріву пароперегрівника	Нпп	м2	335
20		Теж сталевго економайзера	Нстек	м2	975

Перерахунок складу палива та його теплоти згорання

1. Вибір типу топки

Для спалювання заданого палива передбачено шарову топку з безпровальною механічною решіткою.

2. Перерахунок складу і теплоти згорання палива (по шахті «Степова ГП «Львіввугілля»).

Сертифікат вугілля

$W^p = 3,3\%$; $C^{daf} = 84,09\%$; $H^{daf} = 5,39\%$; $(N+O)^{daf} = 8,36\%$; $S^{daf} = 1,38\%$; $A^{daf} = 34,1\%$.

Перераховуємо склад і теплоту згорання палива за заданою вологістю $W^p = 3,3\%$.

$$A^p = A^c * \frac{100 - W^p}{100} = 34,1 * \frac{100 - 3,3}{100} = 32,98 \%$$

$$C^p = C^c * \frac{100 - (A^p + W^p)}{100} = 84,09 * \frac{100 - (32,98 + 3,3)}{100} = 53,57 \%$$

$$H^p = H^c * \frac{100 - (A^p + W^p)}{100} = 5,39 * \frac{100 - (32,98 + 3,3)}{100} = 3,43 \%$$

$$N^p + O^p = 8,36 * 0,637 = 5,33 \%$$

$$N^p = 0,8 \%$$

$$O^p = 4,53 \%$$

$$S^p = 2,16 * 0,637 = 1,38 \%$$

$$C^p + H^p + N^p + O^p + S^p + A^p + W^p = 100 \%$$

Визначаємо теплотворну спроможність вугілля:

$$Q_H^p = 81 * C^p + 246 * H^p - 26 * (O^p - S^p) - 6 * W^p$$

$$Q_H^p = 81 * 53,57 + 246 * 3,43 - 26 * (4,53 - 1,38) - 6 * 3,3 = 5081,25 \text{ Ккал/кг} = 21,34 \text{ МДж/кг}$$

Склад палива на робочу масу:

$W^p = 3,3\%$; $A^p = 32,98\%$; $S_{к+оп}^p = 1,38\%$; $C^p = 53,57\%$; $H^p = 3,43\%$; $N^p = 0,8\%$; $O^p = 4,53\%$.

Перевіряємо правильність розрахунку складу палива:

$$3,3 + 32,98 + 1,38 + 53,57 + 3,43 + 0,8 + 4,53 = 100\%$$

3. Розраховуємо теоретичний об'єм повітря, необхідний для спалювання 1 кг палива.

$$V^0 = 0.0889(C^p + S^p) + 0.265 \cdot H^p - 0.0333 \cdot O^p = 0.0889 \cdot (536 + 136) + 0.265 \cdot 3.43 - 0.0333 \cdot 4.55 = 5.68 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Визначаємо теоретичні об'єми продуктів згорання палива:

а) двоатомних газів

$$V_{N_2} = 0.79 V^0 + 0.008 N^p = 0.79 \cdot 5.68 + 0.008 \cdot 0.8 = 4.481 \text{ м}^3/\text{кг}$$

б) трьохатомних газів

$$V_{RO_2} = 1.866 \frac{C^p + 0.375 \cdot S^{p_{\text{коп}}}}{100} = 1.866 \frac{53.6 + 0.375 \cdot 1.36}{100} = 1.005 \text{ м}^3/\text{кг}$$

в) водяних парів

$$V_{H_2O} = 0.11 H^p + 0.124 W^p + 0.0161 V^0 = 0.111 \cdot 3.43 + 0.0124 \cdot 3.3 + 0.0161 \cdot 5.68 = 0.513 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Таблиця 3.2

Присоси повітря по газоходам і розрахунковий коефіцієнт надлишку повітря в газоходах

Ділянки газового тракту	$\Delta\alpha$	α''
Топка і фестон	0,00	1,35
Пароперегрівник II ст.	0,05	1,4
Пароперегрівник I ст.	0,05	1,45
Економайзер стал. II ст.	0,08	1,53
Економайзер стал. I ст.	0,08	1,61
Економайзер чавунний	0,1	1,71
Золоуловлювач	0,04	1,75

Таблиця 3.3

Ентальпія продуктів згорання в газоходах, ккал/кг

t, C	I _г	I _в	Частини газоходу і коефіцієнти надлишку повітря										
			Топка(1.35)		ПерегрівII (1,45)		Ек стал. Пст(1,53)		Ек стал.I (1,61)		Ек чавун (1,71)		
			I	ΔI	I	ΔI	I	ΔI	I	ΔI	I	ΔI	
100	831	752,00										1364,92	
200	2020	1516										3096,36	1731,44
300	2868	2297							4269,17			4498,87	1402,51
400	3469	3087							5352,07	1082,9		5660,77	1161,90
500	4397	3897							6774,17	1422,1		7163,87	1503,10
600	5342	4729					7848,37		8226,69	1452,52		8699,59	1535,72
700	6312	5577			8821,65		9267,81	1419,44	9713,97	1487,28		10271,67	
800	7316	6438	9569,3		10213,1	1391,45	10728,14	1460,33	11243,2	1529,21		11886,98	
900	8328	7299	10882,65	1313,35	11612,55	1399,45	12196,47	1468,33	12780,4	1537,21		13510,29	
1000	9370	8181	12233,35	1350,7	13051,45	1438,9	13705,93	1509,46	14360,4			15178,51	
1100	10411	9084	13590,4	1357,05	14498,8	1447,35	15225,52	1519,59	15952,2			16860,64	

1200	11453	9992	14950,2	1359,8	15949,4	1450,6	16748,76	1523,24	17548,1		18547,32	
1400	13612	11827	17751,45	2801,3	18934,15	2984,75	19880,31		20826,5		22009,17	
1600	15779	13604	20540,4	2788,95	21900,8		22989,12		24077,4		25437,84	
1800	17988	15548	23429,8	2889,4	24984,6		26228,44		27472,3		29027,08	
2000	20223	17455	26332,3	2902,45	28077,75		29474,15		30870,6		32616,05	

Таблиця 3.4.

Тепловий баланс і витрата палива

№	Найменування	Формула	Поз	Од.	Розрахунок
1	Теплота згорання палива	$Q_{рн} + i_{тл}$	$Q_{рн}$	ккал кг	$5081,25 + 0 = 5081,25$
2	Температура відхідних газів	за попереднім вибором	$t_{вг}$ $t_{дх}$	оС	160
3	Ентальпія відхідних газів	за I- t - таблицею	$I_{вг}$	ккал кг	524
4	Температура холодного повітря	за вибором	$t_{пo}$ $t_{в}$	%	30
5	Ентальпія холодного повітря	за I- t – таблицею	$I_{хп}$	%	$52,3(t_{хв} = 30 \text{ оС})$
6	Втрати тепла від механічного недопалу	табл. XXI	q_4	%	10
7	Втрати тепла з відхідними газами	$(I_{вг} - a_{прис} * I_{хп})(100 - q_4) / Q_{рн}$	q_2	%	$(524,5 - 1,7 * 52,3) (100 - 10) / 5081,25 = 7,71$
8	Втрати тепла від хімічного недопалу	за табл. 4-3	q_3	%	0,5
9	Втрати тепла в навколишнє середовище	за табл. 4-3	q_5	%	1,0
10	Температура шлаку	за табл. XIII	$t_{шл}$	оС	600
11	Доля золи палива в шлаку	1-аун	$Q_{зо}$ $л$	-	0,8
12	Втрати тепла з шлаком	$a_{ун}(C_{вт})A_{р} / Q_{рн}$	q_6	%	$0,8 * 20,6 * 329,8 / 5081 = 1,08$
13	Сума теплових втрат	$q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6$	Σq	%	$7,71 + 0,5 + 1 + 10 + 1,08 = 20,29$
14	Коефіцієнт корисної дії бруто	$100 - \Sigma q$	$\eta_{ка}$	%	$100 - 20,29 = 79,71$
15	Коефіцієнт збереження тепла	$1 - q_5 / (\eta_{ка} + q_5)$	ψ		$1 - 1 / (79,79 + 1) = 0,988$
16	Ентальпія живильної води	за табл. Вукаловича	$i_{жв}$	ккал кг	$106(t_{жв} = 105 \text{ оС})$

17	Ентальпія котлової води	за табл. Вукаловича	ікв	ккал кг	258,3
18	Ентальпія перегрітої пари	за табл. Вукаловича	іпп	ккал кг	795
19	Корисно використане в котлі тепло	$D(i_{пп}-i_{жв}) + 0,01q^*$ $D(i_{кип}-i_{кв})$	Qк	ккал кг	$36000(795-106) + 0,01 \cdot 2 \cdot 36000(258,3-106) = 24,85 \cdot 106$
20	Повна витрата палива	$Q_k \cdot 100$ $Q_{pp} \cdot \eta_{ка}$	Вр	кг год	$24,85 \cdot 106 \cdot 100 / 5081 \cdot 79,71 = 6134,8$
21	Теплове навантаження топки	$Q_{pp} \cdot V_r$ V_T	qv	ккал м3го д	$5081 \cdot 6134,8 / 290 = 107500$

Таблиця 3.5.

Повірковий розрахунок топки

№ п/п	Найменування	Розрахункова формула	Поз	Од.	Розрахунок
1	Об'єм топкової камери	за конструкт. розмірами	V _T	м3	290
2	Повна промене-сприймаюча поверхня екранів	-//-	Нл	м3	164
3	Повна поверхня стін топки	-//-	Фл	м3	250
4	Зовнішній діаметр труб	-//-	d	мм	70
5	Крок труб	-//-	s	мм	100
6	Відстань від осі труб до кладки стіни	-//-	l	мм	125
7	Ступінь екранування топки	-//-	ψ		0,9
8	Повна висота топки	-//-	Н _T	м	10,2
9	Висота розташування колосникової решітки	-//-	h _{ре ш}	м	0,8

10	Ефективна товщина випромінюючого шару	$3,6 * V_T / F_L$	S	м	$3,6 * 290 / 250 = 4,18$
11	Параметр, який враховує розподіл температур в топці	$0,56 - 0,5 * X_T$	M		$0,56 - 0,5 * 0,3 = 0,41$
12	Рівень розташування колосникової решітки	за конструкт. розмірами	X _T		0,3
13	Коефіцієнт надміру повітря в топці	за таб.	α_T		1,3
14	Температура повітря, яке подається на колосники	за вибором	t _{по в}	оС	30
15	Ентальпія холодного повітря	за I-v - таблицею	I _{х.п}	ккал кг	52,3
16	Корисне тепло-виділення в топці	$Q_{рн} * (100 - q_3 - q_4 - q_5) / (100 - q_4)$	Q _T	ккал кг	$5081(100 - 0,5 - 10 - 1,07) / (100 - 10) = 4992$
17	Адіабатична температура горіння	за I-v - таблицею	v _{ад}	оС	1680
18	Температура газів на виході з топки	за попереднім вибором	v _T	оС	865
19	Ентальпія газів на виході з топки	за I-v - таблицею	I' _T	ккал кг	2391
20	Середня сумарна теплоємність продуктів згорання	$Q_T - I'_T / v_{ад} - v_T$	V _{се р}	ккал кг оС	$4992,6 - 2391 / 1680 - 865 = 3,19$
21	Об'ємна доля водяних парів	за таб.	r _{H2O}		0,0667
22	Об'ємна доля 3-х атомних газів	за таб.	r _{RO2}		0,13
23	Сумарна об'ємна доля 3-х атомних газів	$r_{H2O} + r_{RO2}$	r _n		0,197
24	Добуток	$P r_n s$	P _{rns}		1,056
25	Коефіцієнт послаблення променів 3-х атомних газів	за номограмою	K _r		0,52
26	Коефіцієнт послаблення променів золовими частинками	за номограмою	K _{зл}		6,5

27	Безрозмірні параметри	§5-2 (Частухін)	ХТ		0,1
28	Коефіцієнт послаблення променів топковим середовищем	$K_r r_n + K_{зл} \mu_z$	К		0,59
29	Сумарна сила поглинання топкового об'єму	$k_p S$	$k_p S$		2,26
30	Ступінь чорноти топкового середовища	за номогр. 5-4 (Частухін)	аг		0,86
31	Ефективна ступінь чорноти факела	$1 - \epsilon_{kps}$	аф		$1 - 2,71 kps = 0,9$
32	Умовний коефіцієнт забруднення	за номограмою	ζ		0,6
33	Добуток	$\zeta \psi$	$\zeta \psi$		$0,6 * 0,97 = 0,582$
34	Ступінь чорноти топки	$a_f + (1 - a_f) \rho$ $a_f + (1 - a_f(1 - \psi)(1 - \rho))$	аТ		0,94
35	Теплове навантаження стін топки	$V_r * Q_{л}$ Нл	q	ккал м ² го доС	$6134, **2564,1 / 164 = 95920$
36	Середнє питоме тепл. Навантаження топки	$V_r * Q_{нр}$ VT	qсе р	ккал м ²	$6134,8 * 5081,2 / 290 = 107500$
37	Температура газів на виході з топки	за формулою	v''_T	оС	865
38	Ентальпія газів на виході з топки	за I-v - таблицею	I''T	ккал кг	2391,5
39	Тепло передане випромінюванням в топці	$\psi(Q_T - I''T)$	QT	ккал кг	$0,986(4992,6 - 2391,5) = 2564,1$

Таблиця 3.6.

Повірковий розрахунок фестону

№ п/п	Найменування	Розрахункова формула	Поз	Од.	Розрахунок
1	Повна поверхня нагріву фестона	за конструкт. розмірами	Нф	м2	28,7
2	Променесприймаюча поверхня фестону	-//-	Н1 ф	м2	8,0
3	Діаметр труб	-//-	d	мм	70x4
4	Відносний крок поперечний	-//-	S1/ d		5,35
5	Відносний крок поздовжній	-//-	S2/ d		2,5
6	Число рядів труб по ходу газів	-//-	Z	шт	5
7	Кількість штук в ряду	-//-	Z1	шт.	17
8	Ефективна товщина випромінюючого шару	$0,9(4S1S2-1)d$ $3,14d2$	Seф	м	0,547
9	Поверхня нагріву настінних труб	за конструкт. розмірами	Ннт	м2	3,5
10	Розрахункова поверхня нагріву фестона	за конструкт. розмірами	Нр	м2	19,0
11	Температура димових газів перед фестоном	з розрахунку топки	υ'Т	оС	86,3
12	Ентальпія димових газів перед фестоном	-//-	Г'ф	ккал кг	2391,5
13	Температура димових газів за фестоном	за попереднім вибором	υ''	оС	793
14	Ентальпія димових газів за фестоном	за I-υ - таблицею	Г''ф	ккал кг	2256
15	Сумарне тепло сприймання фестону і труб в області фестона	$φ(I'ф-I''ф)$	Qба л	ккал кг	$0,967(2391,5-2256)=131$
16	Температура кипіння	за табл. Вукаловича	тки п	оС	255

17	Середня температура газів	$\frac{v_{г+в''}}{2}$	$v_{сер}$ р	оС	$(863+793)/2=828$
18	Середній температурний тиск	$v_{сер-t_{кип}}$	Δt	оС	$828-255=573$
19	Переріз для проходу димових газів (середнє значення)	АВ-z1dl	F _г	м2	$1,75*5,6-17*0,07*1,75=9,7$
20	Середня швидкість газів у фестоні	$\frac{V_p V_{г}(v_{сер+273})}{3600 * F_{г} * 273}$	W _г	м/ сек	$6134*7,9(828+273)/3600*9,7*273=5,65$
21	Коефіцієнт забруднення	за табл.	ϵ	м2го д оС	0,01
22	Коефіцієнт тепловіддачі конвекції	за номогр. III	α_k	ккал/ м2го д оС	$0,95*0,94*0,94*35=30,63$
23	Сумарна поглинальна спроможність 3-х атомних газів	PrnS	PrS	-	$0,125*0,547=0,068$
24	Коефіцієнт послаблення променів зол. частинками	за номогр. IX	K _{зо} л	1 м кгс м2	0,62
25	Коефіцієнт послаблення променів 3-х атомними газами	за номогр. IX	K _г	1 м кгс м2	7,2
26	Сумарна оптична товщина запиленого газового потоку	$(K_{гrn}+K_{з \mu z})PS$	K _р S	-	$(7,2*0,189+0,062*7,253)*0,547=0,62$
27	Ступінь чорноти випромінюючого середовища	за мал. 5-4	a	-	0,40
28	Температура забрудненої стінки	$t_{ст}+80$	t _{ст}	оС	$255+90=345$
29	Коефіцієнт тепловіддачі випромінюванням	за номогр. XI	$\alpha_{пр}$ ом	ккал/ м2го д оС	$143*0,4=57,2$
30	Коефіцієнт використання поверхні нагріву	§5-2	ζ	-	1

31	Коефіцієнт тепловіддачі від газів до стінці	$\varepsilon(\alpha_k + \alpha_{\text{пром}})$	α_1	ккал/м ² год оС	$1*(30,63+57,2)=87,83$
32	Коефіцієнт забрудненості	мал. 6-13	ε	м ² оС/ккал	0,0095
33	Коефіцієнт теплопередачі	α_1 $1+\varepsilon\alpha_1$	К	ккал/м ² год оС	$87,83/(1+0,0095*87,83)=48,8$
34	Теплосприймання фестоно по рівнянню теплопередачі	$K N_p \Delta t / V_p$		Qфест	$48,81*28,7*573/6134,8=130,84$
35	Відношення величин теплосприймання	$Q_{\text{фест}} - Q_{\text{бал}}$ $Q_{\text{фест}}$	ΔQ	%	$(130,84-131)*100/130,84=0,137$

Таблиця 3.7.

Повірковий розрахунок II ступені пароперегрівника (радіаційний)

№ п/п	Найменування	Розрахункова формула	Поз	Од.	Розрахунок
1	Діаметр труб	за конструкт. розмірами	d	м	38x3
2	Крок труб поперечний	-//-	S1	мм	125
3	Крок труб поздовжній	-//-	S2	мм	70
4	Відносний крок поперечний	-//-	S1/d		3,28
5	Відносний крок поздовжній	-//-	S2/d		1,84
6	Перетин для проходу газів	-//-	Fr	м ²	6,8
7	Перетин для проходу пари	-//-	f	м ²	0,0297
8	Поверхня нагріву	-//-	H	м ²	205
9	Ефективна товщина випромінююч. шару з урах. випром. газового об'єму	$0,9(4S_1S_2-1)d$ $3,14d^2$	S'e φ	м	$0,9(4*0,125*0,07-1)0,038/3,14*0,038^2=0,2297$

10	Число рядів по ходу руху газів	за конструкт. розмірами	Z1	шт	12
11	Число труб в ряду поперек газоходу	-//-	Z2	Шт.	74
12	Температура газів на вході в ступінь	з розрахунку фестона	v'	оС	793
13	Ентальпія газів на вході в ступінь	з розрахунку фестона	Γ'	ккал кг	2256
14	Температура пари на вході в ступінь	за попереднім вибором	t'	оС	300
15	Ентальпія пари на вході в ступінь	за табл. Вукаловича	i'	ккал кг	705,1
16	Ентальпія пари на виході із ступені	за табл. Вукаловича	i''	ккал кг	795,27
17	Теплосприймання ступені по балансу	$(i_{пе} - i' + \Delta i_{по})D/Vp$	Qба л	ккал кг	$(795,3 - 705,1 + 15) * 36000 / 6134,8 = 529,9$
18	Ентальпія газів на виході із ступені	$\Gamma' - Q_k / \phi + \Delta a_{пе} i_{прс}$	Γ''	ккал кг	$2256 - 529,9 / 0,986 + 0,3 * 53 = 1730$
19	Середнє питоме тепл. навантаження топки	з розрахунку топки	qсе рт	ккал м2	107500
20	Коеф. розподілу тепл. навантаж. по висоті	мал. 5-9 мал. 5-7	η_k $\eta_{ст}$		0,8 1,0
21	Теплосприймає вихідного вікна топки	$q_{серт} \eta_k$	qпр	ккал м2	$164 * 1 * 0,8 = 131200$
22	Кутовий коеф. фестону	мал. 5-1	Xф		0,78
23	Температура газів на виході з ступені	за I-v – табл.	v''	оС	654
24	Температура пари на виході з ступені	по завданню	t''	оС	450
25	Середня температура пари	$\frac{t' + t''}{2}$	tсер	оС	$(300 + 450) / 2 = 375$
26	Середній питомий об'єм пари	за табл. Вукаловича	V V	м3 кг	0,07297

27	Середня швидкість пари	$DV/3600f$	W_n	м с	$36000*0,07297/3600*0,0297=25,46$
28	Середня температура газів	$\frac{v' + v''}{2}$	$v'c$	оС	$(793+653)/2=723,5$
29	Середня швидкість газів	$\frac{VpVr(v'+273)}{3600*Fr*273}$	W_r	м с	$6134,8*8,3*(723+273)/3600*8,8*273=5,86$
30	Коеф. послаблення променів 3-х атомних газів	за номогр. 4	КГ	1/ м кгс/ см ²	5,4
31	Коеф. послаблення промен. золотими частинками	за номогр. 4	Кз	1/ м кгс/ см ²	0,075
32	Коеф. тепловіддачі від стінки до пари	за номогр. V	α_2	ккал/ м ² го д оС	$0,99*1116=1104$
33	Сумарна оптична товщина запиленого потоку	$(K_{grn}+K_z \mu_z)PS$	КР S	-	$(5,4*0,183+0,075*7)0,2297=0,3475$
34	Ступінь чорноти продуктів згорання	за номогр. 5-4	a		0,29
35	Коеф. забруднення	$\epsilon=\epsilon_0CdC_{фракц} + \Delta\epsilon$	ϵ	м ² го доС ккал	0,0095
36	Температура забруднення стінки	$t + (\epsilon+1/\alpha_2)QVp/H$	t_z	оС	$375+(0,0095+1/1004)530*6134/205=527$
37	Коеф. тепловіддачі випромінюванням	за номогр. XI $a_{ан}$	$\alpha_{пр}$ ом	ккал/ м ² го д оС	$0,29*151=44$
38	Коеф. тепловіддачі конвекцією	за номогр. III	α_k	ккал/ м ² го д оС	43,5
39	Коеф. тепловіддачі від газів до стінки	$\zeta(\alpha_{пром}+\alpha_k)$	α_1	ккал/ м ² го д оС	$44+43,5=87,5$

40	Коеф. теплової ефективності	табл. 6-2	ψ	-	0,55
41	Коеф. теплопередачі	$\alpha_1 \alpha_2$ $\alpha_1 + \alpha_2$	K	ккал/ м ² го д оС	$0,5 \cdot 87,5 \cdot 1104 /$ $(87,5 + 1104) = 45,1$
42	Температурний напір на вході в ступінь	$t'' - t'''$	Δt_b	оС	$795 - 450 = 345$
43	Температурний напір на виході газів з ступені	$t'' - t'$	Δt_m	оС	$654 - 300 = 354$
44	Температурний напір	$\Delta t_b - \Delta t_m$ $2,3 \lg \Delta t_b / \Delta t_m$	Δt	оС	$(345 - 354) /$ $2,3 \cdot \lg 345 / 354 = 348,5$
45	Теплосприймання пароперегрівача по рівнянню теплопередачі	$K N_p \Delta t / V_p$	$Q_{тепл}$ плп ер	ккал/ кг	$45,1 \cdot 205 \cdot 348,5 /$ $6134 = 525,3$
46	Розбіжність розрахункових теплосприймань	$Q_{тепл} - Q_{бал}$ $Q_{тепл}$	ΔQ	%	$(525,3 - 529,9) 100 /$ $525,3 = 0,87$

Таблиця 3.8

Повірковий розрахунок I ступені пароперегрівника (конвективний)

№ п/п	Найменування	Розрахункова формула	Поз	Од.	Розрахунок
1	Діаметр труб	за конструкт. розмірами	d	м	38x3
2	Крок труб поперечний	-//-	S1	мм	125
3	Крок труб поздовжній	-//-	S2	мм	70
4	Відносний крок поперечний	-//-	S1/ d		3,28
5	Відносний крок поздовжній	-//-	S2/ d		1,84
6	Перетин для проходу газів	-//-	Fr	м ²	6,1
7	Перетин для проходу пари	-//-	f	м ²	0,0297

8	Поверхня нагріву	-//-	H	м ²	130
9	Ефективна товщина випромінююч. шару з урах. випром. газового об'єму	$0,9(4S_1S_2-1)d$ 3,14d ²	S'e φ	м	$0,9(4*0,125*0,07-1)0,038/3,14*0,0382$ =0,2297
10	Число рядів по ходу руху газів	за конструкт. розмірами	Z	шт	8
11	Температура газів на вході в ступінь	з розрахунку п/п II ст	v'	оС	654
12	Ентальпія газів на вході в ступінь	з розрахунку п/п II ст	I'	ккал кг	1730
13	Температура пари на вході в ступінь	з розрахунку	t'	оС	255
14	Ентальпія пари на вході в ступінь	за табл. Вукаловича	i'	ккал кг	678,2
15	Ентальпія пари на виході із ступені	за табл. Вукаловича	i''	ккал кг	705,0
16	Теплосприймання ступені по балансу	$(i_{pe} - i' + \Delta i_{по})D/V_p$	Qба л	ккал кг	$(705-678+15)*36000$ /6134,8=245,3
17	Ентальпія газів на виході із ступені	$I' - Q_k / \phi + \Delta \alpha_{ne} I_{прс}$	I''	ккал кг	$1730-245 /$ /0,986+0,3*53=1479
18	Температура газів на виході з ступені	за I-v – табл.	v''	оС	508
19	Температура пари на виході з ступені	по завданню	t''	оС	300
20	Середня температура пари	$\frac{t' + t''}{2}$	t _{сер}	оС	$(255+350)/2=302,5$
21	Середній питомий об'єм пари	за табл. Вукаловича	V	м ³ кг	0,06022
22	Середня швидкість пари	$DV/3600f$	W _n	м с	$36000*0,005299/3600*0,0297=17,84$
23	Середня температура газів	$\frac{v' + v''}{2}$	v'с	оС	$(654+508)/2=581$

24	Середня швидкість газів	$V_p V_T (v' + 273)$ $3600 * Fr * 273$	W_T	м с	$6134,8 * 8,5 * (581 + 273) / 3600 * 6,1 * 273 = 5,86$
25	Коеф. послаблення променів 3-х атомних газів	за номогр. 4	КГ	1/ м кгс/ см ²	5,5
26	Коеф. послаблення промен. золотими частинками	за номогр. 4	Кз	1/ м кгс/ см ²	0,08
27	Коеф. тепловіддачі від стінки до пари	за номогр. V	α_2	ккал/ м ² го д оС	$0,99 * 1075 = 1064$
28	Сумарна оптична товщина запиленого потоку	$(K_{grn} + K_z \mu_z) PS$	КР S	-	$(5,5 * 0,177 + 0,08 * 6,777) 0,2297 = 0,348$
29	Ступінь чорноти продуктів згорання	за номогр. 5-4	a		0,28
30	Коеф. забруднення	$\epsilon = \epsilon_0 C_d C_{фракц} + \Delta \epsilon$	ϵ	м ² го доС ккал	0,0095
31	Температура забруднення стінки	$t + (\epsilon + 1 / \alpha_2) Q V_p / H$	tз	оС	$302,5 + (0,0095 + 1 / 1064) 302 * 6134 / 205 = 397$
32	Коеф. тепловіддачі випромінюванням	за номогр. XI аан	апр ом	ккал/ м ² го д оС	$0,28 * 101 = 28,3$
33	Коеф. тепловіддачі конвекцією	за номогр. III	ак	ккал/ м ² го д оС	38,9
34	Коеф. тепловіддачі від газів до стінки	$\zeta (\alpha_{пром} + \alpha_k)$	α_1	ккал/ м ² го д оС	$38,9 + 28,3 = 67,2$
35	Коеф. теплової ефективності	табл. 6-2	ψ	-	0,6

36	Коеф. теплопередачі	$\alpha_1 \alpha_2$ $\alpha_1 + \alpha_2$	K	ккал/ м2го д оС	$0,6*67,2*1064/$ $(67,2+1064)=38,1$
37	Температурний напір на вході газів в ступінь	$v'' - t''$	$\Delta t_б$	оС	$654-300=354$
38	Температурний напір на виході газів з ступені	$v'' - t'$	$\Delta t_м$	оС	$508-255=253$
39	Температурний напір	$\Delta t_б - \Delta t_м$ $2,3 \lg \Delta t_б / \Delta t_м$	Δt	оС	$(354-252)/$ $2,3 * \lg 354 / 252 = 244,8$
40	Теплосприймання пароперегрівача по рівнянню теплопередачі	$K N_p \Delta t / B_p$	$Q_{тепл}$ плп ер	ккал/ кг	$38,1 * 130 * 304 /$ $/6134 = 244,78$
41	Розбіжність розрахункових теплосприймань	$Q_{тепл} - Q_{бал}$ $Q_{тепл}$	ΔQ	%	$(244,7 - 245,3) 100 /$ $/244,7 = 0,21$

Таблиця 3.9

Повірковий розрахунок II ступені сталевого економайзера

№ п/п	Найменування	Розрахункова формула	Поз	Од.	Розрахунок
1	Діаметр труб	за конструкт. розмірами	$d_{зов}$ $d_{вн}$	мм мм	32 26
	Відносний крок поперечний	-//-	S1/ d		1,56
3	Відносний крок поздовжній	-//-	S2/ d		4,4
4	Перетин для проходу газів	-//-	Fr	м2	6,12
5	Перетин для проходу пари	-//-	f	м2	0,017
6	Поверхня нагріву	-//-	H	м2	410

7	Ефективна товщина випромінююч. шару з урах. випром. газового об'єму	$0,9(4S_1S_2-1)d$ $3,14d^2$	$S'e$ ϕ	м	$0,9(4*0,05*0,03-1)0,032/3,14*0,0322$ $=0,504$
8	Число рядів по ходу руху газів	за конструкт. розмірами	Z	шт	32
9	Температура газів на вході в ступінь	з розрахунку п/п I ст	v'	оС	508
10	Ентальпія газів на вході в ступінь	з розрахунку п/п I ст	I'	ккал кг	1479
11	Температура води на вході в ступінь	приймаємо	t'	оС	170
12	Ентальпія води на вході в ступінь	$i_{жв} + \Delta i_{поD/Дек}$	i'	ккал кг	172,6
13	Температура газів на виході з ступені	за I-v – табл.	v''	оС	335
14	Ентальпія газів на виході із ступені	за I-v – табл.	I''	ккал кг	980
15	Теплосприймання ступені по балансу	$(i' - I'' + \Delta\alpha * I_{0хв})\phi$	Qба л	ккал кг	$(1479-980+0,03 * 52,9) * 0,986 = 494$
16	Тепловміст води на виході з ступені	$i'' + Q_{бВр}/Дек$	i''	ккал кг	$172,6 + 493 * 6134,8 / 36720 = 255$
17	Температура води на виході	за табл. Вукаловича	t''	оС	254
18	Температурний напір на вході газів	$v' - t''$	$\Delta t_б$	оС	$508 - 254 = 254$
19	Температурний напір на виході газів	$v'' - t'$	$\Delta t_м$	оС	$335 - 170 = 165$
20	Температурний напір	$\Delta t_б - \Delta t_м$ $2,3lg \Delta t_б / \Delta t_м$	Δt	оС	$(254 - 165) / 2,3 * lg 254 / 165 = 206$
21	Середня температура газів	$v' + v''$ 2	$v'c$	оС	$(508 + 335) / 2 = 421,5$
22	Середня температура води	$t' + t''$ 2	t_c	оС	$(170 + 254) / 2 = 212$
23	Температура забрудненої стінки	$t_c + 100$	t_z	оС	$212 + 100 = 312$

24	Середня швидкість газів	$V_p V_T (v' + 273)$ $3600 * Fr * 273$	W_T	м с	$6134,8 * 9 * (421 + 273) / 3600 * 6,1 * 273 = 6,43$
25	Коеф. тепловіддачі конвекцією	за номогр. III	α_K	ккал/ м ² го д оС	44,7
26	Коеф. послаблення променів 3-х атомних газів	за номогр. IX	КГ	1/ м кгс/ см ²	2,0
27	Коеф. послаблення промен. золотими частинками	за номогр. IX	Кз	1/ м кгс/ см ²	0,02
28	Сумарна поглинальна спроможність газів	$(K_{Grn} + K_z \mu_z)$	К	1/ м кгс/ см ²	$2 * 0,0168 + 0,02 * 6,43 = 0,464$
29	Сумарна оптична товщина запиленого потоку	$(K_{Grn} + K_z \mu_z) PS$	КР S	-	$0,464 * 0,504 * 1 = 0,23$
30	Ступінь чорноти продуктів згорання	за номогр. 5-4	а		0,15
31	Коеф. тепловіддачі випромінюванням	за номогр. XI $\alpha_{пр} = a \alpha_n$	$\alpha_{пр}$ ом	ккал/ м ² го д оС	$60 * 0,15 = 9,0$
32	Коеф. забруднення	$\epsilon = \epsilon_0 C_d C_{фракц} + \Delta \epsilon$	ϵ	м ² го доС ккал	0,0095
33	Коеф. теплопередачі	$\alpha_K + \alpha_{пр}$ $1 + \epsilon(\alpha_K + \alpha_{пр})$	К	ккал/ м ² го д оС	$(44,7 + 9,0) / 1 + 0,0095 * (44,7 + 9,0) = 35,8$
34	Теплосприймання ступені по рівнянню теплопередачі	$K H_p \Delta t / V_p$	$Q_{теп}$ лпер	ккал/ кг	$35,8 * 410 * 206 / 6134,8 = 493$
35	Розбіжність розрахункових теплосприймань	$Q_{тепл} - Q_{бал}$ $Q_{тепл}$	ΔQ	%	$(493 - 493,6) * 100 / 493 = 0,13$

Таблиця 3.10

Повірковий розрахунок I ступені сталевго економайзера

№ п/п	Найменування	Розрахункова формула	Поз	Од.	Розрахунок
1	Діаметр труб	за конструкт. розмірами	d _{зо} в d _{вн}	мм мм	32 26
	Відносний крок поперечний	-//-	S1/ d		1,56
3	Відносний крок поздовжній	-//-	S2/ d		4,4
4	Перетин для проходу газів	-//-	Fr	м ²	6,12
5	Перетин для проходу пари	-//-	f	м ²	0,017
6	Поверхня нагріву	-//-	H	м ²	565
7	Ефективна товщина випромінююч. шару з урах. випром. газового об'єму	$0,9(4S_1S_2-1)d$ $3,14d^2$	S'e φ	м	$0,9(4*0,05*0,03-1)0,032/3,14*0,0322$ $=0,504$
8	Число рядів по ходу руху газів	за конструкт. розмірами	Z	шт	32
9	Температура газів на вході в ступінь	з розрахунку II ст. ек.	v'	оС	335
10	Ентальпія газів на вході в ступінь	з розрахунку II ст. ек.	I'	ккал кг	980
11	Температура води на вході в економайзер	за табл. Вукаловича	t'	оС	120
12	Ентальпія води на вході в ступінь	i _{жв} +Δі _{поD/Дек}	i'	ккал кг	120,5
13	Температура газів на виході з ступені	за I-v – табл.	v''	оС	195
14	Ентальпія газів на виході із ступені	за I-v – табл.	I''	ккал кг	677
15	Теплосприймання ступені по балансу	(i' - I'' + Δα * I _{0хв})φ	Q _{ба} л	ккал кг	(980-677+0,03*52,9)*0,986=304,6

16	Тепловміст води на виході з ступені	$i'' + Q_{бВр}/Dек$	i''	ккал кг	$122+304,6*6134,8/36720=172,6$
17	Температура води на виході	за табл. Вукаловича	t''	оС	170
18	Температурний напір на вході газів	$v' - t''$	$\Delta t_{б}$	оС	$335-170=165$
19	Температурний напір на виході газів	$v'' - t'$	$\Delta t_{м}$	оС	$195-120=75$
20	Температурний напір	$\Delta t_{б}-\Delta t_{м}$ $2,3lg \Delta t_{б}/\Delta t_{м}$	Δt	оС	$(165-75)/2,3*lg 165/75=114$
21	Середня температура газів	$\frac{v' + v''}{2}$	$v'c$	оС	$(335+195)/2=262,5$
22	Середня температура води	$\frac{t' + t''}{2}$	t_c	оС	$(170+120)/2=145$
23	Температура забрудненої стінки	t_c+100	t_z	оС	$145+100=245$
24	Середня швидкість газів	$V_p V_r (v' + 273)$ $3600 * Fr * 273$	W_r	м с	$6134,8 * 9,46 * (262,5 + 273) / 3600 * 6,1 * 273 = 5,17$
25	Коеф. тепловіддачі конвекцією	за номогр. III	α_k	ккал/ м ² го д оС	37,9
26	Коеф. послаблення променів 3-х атомних газів	за номогр. IX	КГ	1/ м кгс/ см ²	2,0
27	Коеф. послаблення промен. золотими частинками	за номогр. IX	Кз	1/ м кгс/ см ²	0,01
28	Сумарна поглинальна спроможність газів	$(K_{ггп} + K_z \mu_z)$	К	1/ м кгс/ см ²	$2 * 0,016 + 0,01 * 6,12 = 0,093$

29	Сумарна оптична товщина запиленого потоку	$(K_{grn} + K_z) \mu_s$ PS	КР S	-	$0,093 * 0,504 * 1 = 0,0468$
30	Ступінь чорноти продуктів згорання	за номогр. 5-4	а		0,1
31	Коеф. тепловіддачі випромінюванням	за номогр. XI $\alpha_{пр} = \alpha_{сн}$	$\alpha_{пр}$ ом	ккал/ м ² го д оС	$28 * 0,1 = 2,8$
32	Коеф. забруднення	$\epsilon = \epsilon_0 C_d C_{фракц} + \Delta \epsilon$	ϵ	м ² го доС ккал	0,0095
33	Коеф. теплопередачі	$\alpha_k + \alpha_{пр} / (1 + \epsilon(\alpha_k + \alpha_{пр}))$	К	ккал/ м ² го д оС	$(37,9 + 2,8) / (1 + 0,0095 * (37,9 + 2,8)) = 29,1$
34	Теплосприймання ступені по рівнянню теплопередачі	$K_{Нр} \Delta t / V_p$	Q _{тепл} плп ер	ккал/ кг	$29,1 * 565 * 114 / 6134,8 = 305,5$
35	Розбіжність розрахункових теплосприймань	$(Q_{тепл} - Q_{бал}) / Q_{тепл}$	ΔQ	%	$(305,5 - 304,6) * 100 / 305,5 = 0,29$

Таблиця 3.11

Повірковий розрахунок чавунного економайзера

№ п/п	Найменування	Розрахункова формула	Поз	Од.	Розрахунок
1	Діаметр труб	за конструкт. розмірами	$d_{зов}$ $d_{вн}$	мм мм	60 48
	Довжина однієї труби	-//-	l	м	2
3	Число труб в горизонтальному ряді	-//-	n	шт	12
4	Число труб в горизонтальному ряді	-//-	Z	шт	8
5	Число колонок	-//-	N	шт	2
6	Загальна к-сть труб	$n * N * Z$	-	шт	192
7	Площа поверхні нагріву однієї труби	F _{тр}	F _{тр}	м ²	3,9

8	Перетин для проходу газів	-//-	Fr	м2	6,12
9	Перетин для проходу води	$3,14 \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot 12$ 4	f	м2	0,02169
10	Поверхня нагріву	-//-	H	м2	749
11	Температура газів на вході в ступінь	з розрахунку I ст. ек.	v'	оС	195
12	Ентальпія газів на вході в ступінь	з розрахунку I ст. ек.	I'	ккал кг	677
13	Температура води на вході в чавунний економайзер	приймаємо	t'	оС	102
14	Ентальпія води на вході	за табл. Вукаловича	i'	ккал кг	102
15	Температура газів на виході	приймаємо	v''	оС	160
16	Ентальпія газів на виході	за I-v – табл.	I''	ккал кг	525
17	Теплосприймання ступені по балансу	$(i' - I'' + \Delta\alpha \cdot I_{\text{охв}}) \cdot \varphi$	$Q_{\text{ба}}$ л	ккал кг	$(677 - 525 + 0,05 \cdot 52,9) \cdot 0,986 = 122,8$
18	Тепловміст води на виході з ступені	$i'' + Q_{\text{бВр}} / \text{Дек}$	i''	ккал кг	$102 + 122,8 \cdot 6134,8 / 36720 = 122,5$
19	Температура води на виході	$t_{\text{кип}} + (i' - i_{\text{кв}}) \cdot 0,5$	t''	оС	120
20	Температурний напір на вході газів	$v' - t''$	$\Delta t_{\text{б}}$	оС	$195 - 102 = 93$
21	Температурний напір на виході газів	$v'' - t'$	$\Delta t_{\text{м}}$	оС	$160 - 120 = 40$
22	Температурний напір	$\frac{\Delta t_{\text{б}} - \Delta t_{\text{м}}}{2,31g \cdot \Delta t_{\text{б}} / \Delta t_{\text{м}}}$	Δt	оС	$(93 - 40) / (2,3 \cdot 1g(93/40)) = 62,8$
23	Середня температура газів	$\frac{v' + v''}{2}$	$v'_{\text{с}}$	оС	$(195 + 160) / 2 = 177,5$
24	Середня температура води	$\frac{t' + t''}{2}$	$t_{\text{с}}$	оС	$(102 + 120) / 2 = 111$
25	Середня швидкість газів	$\frac{V_{\text{рВг}}(v' + 273)}{3600 \cdot Fr \cdot 273}$	$W_{\text{р}}$	м с	$6134,8 \cdot 10 \cdot (177,5 + 273) / 3600 \cdot 4,03 \cdot 273 = 7,0$

32	Коеф. забруднення	$\varepsilon = \varepsilon_0 C_d C_{\text{фракц}} + \Delta\varepsilon$	ε	м2го доС ккал	0,004
33	Коеф. теплопередачі	$\alpha_k + \alpha_{\text{пром}} + \varepsilon * \alpha_k$	K	ккал/ м2го доС	$17,15 / (1 + 0,004 * 17,15) = 16,04$
34	Теплосприймання ступені по рівнянню теплопередачі	$K_{\text{Нр}} \Delta t / V_{\text{р}}$	Qтепл плп ер	ккал/ кг	$16,04 * 749 * 62,8 / 6134,8 = 122,9$
35	Розбіжність розрахункових теплосприймань	$Q_{\text{тепл}} - Q_{\text{бал}}$ $Q_{\text{тепл}}$	ΔQ	%	$(122,9 - 122,5) * 100 / 122,9 = 0,39$

Таблиця 3.12.

Розрахунок неув'язки теплового балансу

№	Найменування	Формула	Поз	Од.	Розрахунок
1	Теплота передана випромінюванням в топці	$Q_{\text{тпром}} = \varphi(Q_{\text{т}} - I_{\text{т}})$	Qтп р	ккал кг	$0,986(4992,6 - 2391,5) = 2564,1$
2	Розрахункова неув'язка балансу (різниця тепла по балансу та теплопередачі)	$\Delta Q = \Sigma Q - \Sigma Q$ $(Q_{\text{тпр}} + Q_{\text{бфес}} + Q_{\text{бІстп/п}} + Q_{\text{бІстп/п}} + Q_{\text{бІстек}} + Q_{\text{бІстек}} + Q_{\text{бчавек}}) - (Q_{\text{тепл}} + Q_{\text{фестепл}} + Q_{\text{теплІстп/п}} + Q_{\text{теплІстп/п}} + Q_{\text{теплІстек}} + Q_{\text{теплІстек}} + Q_{\text{теплчавек}})$	увід х	ккал кг	$(2564 + 131 + 245,3 + 529,9 + 493,6 + 304,6 + 122,5) - (2564,1 + 130,8 + 244,78 + 525,3 + 493 + 305,5 + 123 + 4391,3 - 4386,32) = 4,98$
3	Неув'язка відсоткова	$(Q_{\text{тепл}} - Q_{\text{бал}}) * 100 / Q_{\text{бал}}$	ΔQ	%	$(4386,3 - 4391,3) * 100 / 4391,3 = 0,13$
4	Допустима неув'язка балансу	$\Delta Q \leq 0,005 Q_{\text{рр}}$	ΔQ	ккал кг	$\Delta Q_{\text{доп}} = 0,005 * 5081 = 25,4$ $\Delta Q = 4,98 \leq 25,4$

Таблиця 3.13

Перевірка димососу

№ п/п	Найменування	Розрахункова формула	Позначення	Од.	Розрахунок
1	Розрахункова кількість димових газів	з теплового розрахунку	$Q_{розр}$	м ³ /год	100760
2	Продуктивність встановленого димососу	паспортні дані	$Q_{аст}$	м ³ /год	132300
3	Розрахунковий опір	$\rho \Delta H$	$H_{розр}$	кгс/м ²	$1,1 * 250 = 275$
4	Тип димососу	125А+К	-	-	-
5	Число обертів	n		об/хв	980
6	Продуктивність димососу номінальна	Характеристика	$Q_{ном}$	м ³ /год	126000
7	Потрібна потужність електродвигуна	$1,1 Q_p H_p / 3670 \eta$	N	кВт	$1,1 * 132300 * 275 / 3670 * 81 = 122$
8	ККД димососу	-	η	%	81
9	Вибір електричного двигуна	каталог	N _{дв}	кВт	200
10	Марка електричного двигуна	каталог	-	-	Sд 355М6А
11	Число обертів двигуна	каталог	n	об/хв	980
12	Напруга електричного двигуна	каталог	V	В	380/660
13	Система управління продуктивністю	Направляючий апарат			

3.2. Розрахунок основних енергетичних показників ТЕЦ

За допомогою комп'ютерної програми для математичних розрахунків MathCAD був проведений розрахунок існуючої і також нової ТЕЦ. Визначені основні енергетичні показники наведені нижче в табл. 3.18.

Таблиця 3.14

Основні енергетичні показники ТЕЦ

Найменування параметрів	Варіант р-ку	
	існуюча	новий
Продуктивність, т/добу		
Дигестія,%	15,50	15,50
Відкачка,%	120,00	120,00
Сумарна потреба споживачів у парі, т/год	39,79	39,79
Фактична сумарна потужність турбогенераторів, МВт	2,10	2,10
Відпускання електроенергії від ТЕЦ у енергосистему, МВт	0,00	0,00
Витрата перегрітої пари на турбіну, т/год	31,42	27,98
Вихлоп пари після турбіни в атмосферу внаслідок перевищення електричного навантаження над тепловим, т/год	0,00	0,00
Витрата пари після турбіни, т/год	32,85	29,58
Продуктивність РОУ технологічної пари, т/год	6,95	12,21
Витрата гострої пари на РОУ технологічної пари, т/год	5,98	10,60
Витрата пари з парогенераторів, т/год	38,92	36,06
Подавання живильної води на парогенератори, т/год	40,09	36,82
Витрата теплової енергії на переробку буряків, МВт	25,19	25,19
Питома витрата теплової енергії на переробку буряків, Мкал/т	207,88	207,88
Питома витрата пари на переробку буряків, %	39,73	39,73
Питома витрата електроенергії на переробку буряків, кВт*год/т	20,16	20,16
ККД ТЕЦ за виробленою електроенергією, %	0,86	0,71
ККД ТЕЦ за виробленою теплоенергією, %	0,94	0,77
Питома витрата умовного палива на вироблену теплову енергію, кг/Гкал	152,87	186,12
Питома витрата умовного палива на відпущену теплову енергію, кг/Гкал	160,51	195,42

Питома витрата умовного палива на вироблену електроенергію, г/(кВт*год)	142,20	173,17
Питома витрата умовного палива на відпущену електроенергію, г/(кВт*год)	163,56	199,14
Витрата умовного палива на ТЕЦ, т/год	3,70	4,71
Витрата фактичного палива на ТЕЦ, м3/год (т/год)	3206,35	6,49
Питома витрата умовного палива на вироблення електроенергії для переробки цукрових буряків, %	0,29	0,35
Питома витрата умовного палива на вироблення теплової енергії для переробки цукрових буряків, %	3,18	3,87
Питома витрата умовного палива на випалювання вапнякового каменю для переробки цукрових буряків, %	0,55	0,55
Питома витрата умовного палива на сокодобування (з газ. піччю), %	4,01	4,77

3.3. Основне та допоміжне обладнання

3.3.1. Обладнання існуючої ТЕЦ

Існуюча ТЕЦ забезпечує виробництво тепловою і електричною енергією, хоча частина парогенераторів фізично зношена і потребує капітального ремонту. Характеристика парогенераторів ТЕЦ наведена в табл. 3.15.

Таблиця 3.15

Характеристика парогенераторів ТЕЦ

Найменування	Тип	Номінальна паропроductивність, т/год	Тиск перегрітої пари, бар	Температура перегрітої пари, °С
Парогенератор 1	ДКВр-14-23	14	23	350
Парогенератор 2	ДКВр-14-23	14	23	350
Парогенератор 3	ДКВр-14-23	14	23	350
Парогенератор 4	ДКВр-14-23	14	23	350
Парогенератор 5	ДКВр-10-23	10	23	350

Турбогенератор має номінальну електричну потужність 2,5 МВт, але працює з перевантаження до 10 %.

Існує проблема невідповідності теплового і електричного навантаження. Теплоелектроцентралі виробляють електроенергію на тепловому споживанні, що

забезпечує їх велику ефективність. ТЕЦ заводу працює за електричним графіком, тобто, регулювання турбогенератора відбувається не за тепловим, а за електричним навантаженням – витрата пари на турбіну залежить не від витрати пари на завод, а від споживання електроенергії наявними електроспоживачами. Відпрацьована у турбогенераторі пара йде до споживачів теплової енергії (ВУ, підігрівник соку перед ВУ 4 групи тощо). Якщо відпрацьованої пари не достатньо, то кількість пари, якої не вистачає, подається споживачам через РОУ. Такий режим роботи є нормальним для цукрових заводів. Якщо кількість відпрацьованої пари більша, ніж її потрібно споживачам теплової енергії, то при роботі за електричним графіком доводиться працювати з вихлопом пари в атмосферу для вироблення потрібної кількості електроенергії. Ця проблема притаманна всім ТЕЦ, які оснащені парогенераторами, що виробляють перегріту пару низьких параметрів ($p < 3,9$ МПа, $t < 450$ °С) і полягає в тому, що чим вище потенціал перегрітої пари, тим менше її потрібно на виробництво однакової кількості електроенергії. За існуючого обладнання ТЕЦ Кашперівського цукрового заводу з врахуванням його економічності на виробництво 1 кВт електроенергії витрачається 15,6 кг водяної пари, на виробництво якої необхідно 1,35 м³ природного газу. В ТЕЦ з середніми параметрами перегрітої пари ($p = 3,9$ МПа, $t = 450$ °С) ці витрати приблизно у 1,5 рази менші. Вирішенню цієї проблеми сприяють такі заходи:

підвищення температури перегрітої пари;

зменшення електричного навантаження генератора за рахунок упорядкування схеми електроспоживання і за рахунок підвищення активної складової потужності виробленої електроенергії;

впровадження енергоощадного електрообладнання, що вимагає додаткових капіталовкладень;

переведення частини електрообладнання на живлення від районної енергомережі, де вартість її значно вища за власну. Вжиття цього заходу потребує техніко-економічного обґрунтування;

3.3.2. Обладнання нового приміщення ТЕЦ

Для переробки 2,5 тис. т. буряка за добу необхідна кількість пари на технологічні потреби складе:

$$D_{\tau} = K A q / 24 * 100 = 1,1 * 2500 * 22 / 24 * 100 = 40 \text{ т/год,}$$

де: $K=1,1$ – коефіцієнт нерівномірності роботи цукрового заводу;

$A=2500$ т буряка за добу – потужність заводу;

$q=35\%$ – питома витрата пари на масу переробленого буряка.

Дану продуктивність забезпечить один паровий котел OR-32M, $D=36$ т/год.

Для забезпечення заводу технологічною парою і електроенергією передбачено встановлення турбоагрегата Т-6/3-1 з генератором, потужністю 6 МВт.

В проекті також передбачена технологічна РОУ 40-3,9/0,3.

Паровий котел OR-32; $Q=36$ т/год; $P=3,9$ МПа; $t=440^{\circ}\text{C}$ встановлюється в новому приміщенні. За відмітку 0,000 прийнята відмітка підвального поверху котельного залу, що відповідає відмітці 214,00 по генплану.

Котлоагрегат розміщується на залізобетонному рамному фундаменті. Відмітка обслуговування котла прийнята 9,975м.

На відм. 5,025 котельного залу розміщуються два вентилятори WWOax-80, $Q=30000$ м³/год, $H=183$ мм.вод.ст. з електродвигуном $N=22$ кВт, вентилятор вторинного дуття WP-25/1, $Q=3500$ м³/год, $H=367$ мм.вод.ст. з електродвигуном $N=7,5$ кВт, транспортери видалення золи.

Біля фронтної стіни на відм. 5,025 встановлюється сепаратор безперервної продувки $Dy=300$, розширювач дренажів високого тиску, розширювач дренажів низького тиску, бак чистих дренажів, два насоси чистих дренажів “SEAR” IR32-160NA, $Q=16$ м³/год, $H=50$ м.вод.ст. Біля зовнішньої стіни встановлюється циклон.

Поруч з циклоном, біля зовнішньої стіни, встановлюється сепаратор періодичної продувки $Dy=2020$, $V=7,5$ м³. За циклоном встановлюється димосос WWOax-125, $Q=44000$ м³/год, $H=400$ мм.вод.ст. з електродвигуном $N=160$ кВт. Димові гази після димососа відводяться в існуючу димову трубу.

Турбоагрегат Т 6/3-1 встановлюється на залізобетонному фундаменті. Відмітка обслуговування турбоагрегата 5,425 м. На відм. Обслуговування розміщуються турбоагрегат і щити турбіни.

3.3.3. Вибір допоміжного обладнання

3.3.3.1. Живильні насоси

До установки передбачено 2 живильних електронасоса 80 YS n9, один – робочий, один – резервний, максимально продуктивністю 75 т/год і напором 540 м.вод.ст. Насоси вибрані з урахуванням перспективи установки ще одного котла.

3.3.3.2. Деаератори

Проектом передбачено використання існуючого деаератора атмосферного типу з деаераційною колонкою ДА-50. Ємність баку $V=25 \text{ м}^3$. Є резервний бак, ємністю $V=25 \text{ м}^3$.

3.3.3.3. Хімоводоочистка

Проектом передбачено використання існуючої хімоводоочистки. Хімоводоочистка працює по схемі спільного амоній-натрій катіонування, продуктивністю 25 т/год.

Живлення парового котла передбачено поверненими конденсатами.

Робота на хімоводоочищеній воді повинна здійснюватись в пусковий період, під час випарки або тимчасового забруднення повернених конденсатів.

3.3.3.4. Сепаратор безперервної продувки, сепаратор періодичної продувки

Передбачена установка сепаратора безперервної продувки $Dy=300$ з теплообмінником для підігріву хімовочищеної води.

Періодична продувка передбачена в сепаратор періодичної продувки $Dy=2020$.

3.3.3.5. Розширювач дренажів високого і низького тиску

Продувка і підігрів паропроводів високого тиску здійснюється в розширювач дренажів високого тиску $Dy=300$.

Дренаж від паропроводів низького тиску здійснюється в розширювач дренажів низького тиску $Dy=300$.

3.3.3.6. Система маслопостачання

Система маслопостачання призначена для забезпечення змазки і відводу тепла підшипників турбіни і генератора, а також, для постачання маслом гідравлічної системи регулювання і захисту турбіни. Всі елементи маслопостачання входять в об'єм поставки турбіни.

Для заливки чистого масла в маслобак використовується долив очний бак масла, $V=1,5 \text{ м}^3$.

Для очистки масла використовується масло очисна установка передвижка ПСМ1-3000. Регенерація масла буде здійснюватися за межами підприємства.

3.3.3.7. Трубопроводи та інше допоміжне обладнання

На першому поверсі машзали розміщується допоміжне обладнання турбоагрегата: маслоохолодник і повітроохолодник.

Між відмітками 0,00 і 9,975 проходять трубопроводи свіжої і відпрацьованої пари, охолоджуючої води на масло- і повітроохолодники.

На відм. 5,425 в турбозалі також розміщується РОУ 3,9/0,3 МПа, D=40 т/год. Для монтажу і ревізії турбоагрегата передбачено кран, вантажопідйомністю 12 т.

За межами приміщення машзалу передбачається установка підземного баку аварійного зливу масла.

Живильні насоси 80YS n9, Q75 м³/год, H=540 м.вод.ст. з електродвигуном "ЕМІТ" SO 355 2S, N=200 кВт, встановлюється в існуючому приміщенні котельної. Для живлення котлів під час пуску котельної і виварки випарних апаратів використовується існуюча хімводоочистка. Підготовка води для живлення котла здійснюється в існуючому деаераторі.

3.3.3. Теплова схема

Встановлюваний паровий котел OR-32 по гострій парі трубопроводом Ø219x13 підключається до колектора гострої пари. На виході з котла встановлена електрична засувка, біля колектора також передбачена запобіжна засувка. Для вимірювання витрати пари від котла встановлена діафрагма. Пара

від колектора гострої пари Ø219x16 розподіляється на турбіну (Ø219x13) і на РОУ (Ø159x9). Для вимірювання витрати пари на турбіну і на РОУ передбачені діафрагми.

Живильна вода від живильних насосів Ø89x6, подається на вузол живлення котла. Для вимірювання витрати води на котел встановлюється діафрагма. Живильна вода від колектора подається також на охолоджувальні установки відпрацьованої пари турбіни, Ø38x3, і РОУ Ø57x3,5.

Безперервна продувка від котла передбачена в розширювач періодичної продувки.

Продувка і прогрів паропроводу високого тиску здійснюється в розширювач дренажів високого тиску. Дренажі від паропроводів низького тиску здійснюються в розширювач низького тиску.

Конденсати від розширювачів і підігрівника направляються в бак чистих дренажів. Конденсат з бака чистих дренажів насосами “SEAR” IR32-160NA трубопроводом Ø57x3,5 подається в деаератор.

4. РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАПРОПОНОВАНИХ РІШЕНЬ

4.1. Вихідні дані

1. Середньомісячна заробітна плата працівників ТЕЦ в режимі повної занятості по даним за 2020р. – 12500 грн.
2. Ціна на природний газ по даним на 2020р. – 13000 грн. за 1000 м³.
3. Ціна купівлі електроенергії – 6,7грн /(кВт год) по даним за 2020р.
4. Кількість використаного газу за сезон 2020р. – 8 млн. 800 тис. м³.
5. Ціна на кам'яне вугілля з урахуванням транспортних витрат – 9000 грн за 1 т.
6. Теплотворна здатність кам'яного вугілля – 6000 ккал.
7. Теплотворна здатність природного газу – 7800 ккал.
8. Капітальні затрати на реалізацію проекту – 195 757 155 грн. з ПДВ.
9. Чисельність працівників ТЕЦ до реконструкції – 30 чол.
10. Чисельність працівників ТЕЦ після реконструкції – 45 чол.

4.2. Амортизація основних фондів

Для визначення вартості заново введених основних фондів, при розрахунку амортизаційних відрахувань, із загальної суми капіталовкладень виключається ПДВ. При цьому вартість заново введених основних фондів складе 163 130 962 грн.

Амортизація основних фондів нараховується по податковому методу, згідно з яким річна сума амортизації визначається множенням залишкової вартості основних фондів на початку року, на норму амортизаційних відрахувань.

Норма амортизаційних відрахувань в розрахунку прийнята 6%. Розрахунок амортизації заново введених основних фондів з 2020р по 2027р. наведений в табл. 4.1

Табл.4.1

Розрахунок заново введених основних фондів

Роки експлуатації	Залишкова вартість основних фондів, тис. грн.	Амортизаційні відрахування, тис.грн.
2020	163 130,8	9787,9
2021	153 342,9	9200,7
2022	145 424,7	8648,5
2023	135 493,6	8129,7
2024	127 363,9	7601,4
2025	119 722	7183,3
2026	112 538,7	6752,2
2027	105 786	6347,2

4.3. Затрати на паливо

Вартість палива для ТЕЦ за період роботи з вересня по грудень місяць, тис. грн.

$$G = C_y \times P_y \times K_1 + C_r \times P_r \times K_2,$$

де: C_y – ціна на кам'яне вугілля, грн. за 1 тону; C_r – ціна на природній газ, грн. за тис. н.м³; P_y – витрата кам'яного вугілля, т; P_r – витрата природного газу в

натуральному численні, тис. н. м³; K_1 – коефіцієнт використання кам'яного вугілля; K_2 – коефіцієнт використання природного газу.

$$K_1=36/50=0,72; \quad K_2=14/50=0,28.$$

Витрата кам'яного вугілля визначаємо за формулою:

$$P_y \times T_y \times K_y = P_g \times T_g \times K_g,$$

де: $K_y = 0,8$ – коефіцієнт корисної дії вугільного котла; $K_g = 0,92$ – коефіцієнт корисної дії газових котлів; T_y – теплотворна здатність кам'яного вугілля; T_g – теплотворна здатність природного газу. Звідси

$$P_y = 8880 \times 7800 \times 0,92 / 6000 \times 0,8 = 13275,6 \text{ т.}$$

Затрати на паливо:

$$G = 800 \times 13275,6 \times 0,72 + 2958 \times 8880 \times 0,28 = 15001516,8 \text{ грн.} = 67\,506,7 \text{ тис. грн.}$$

4.4. Затрати на ремонт і технічне обслуговування

Затрати на ремонт і технічне обслуговування приймаємо в розмірі 1,00% від заново введених основних фондів:

$$36251,3 \times 0,01 = 1631,2 \text{ тис. грн.}$$

4.5. Заробітна плата

Заробітна плата працівників, які обслуговують ТЕЦ:

$$12000 \times 45 \times 4 = 2\,160\,000 \text{ грн.}$$

Відрахування в соціальні фонди:

$$450,0 \times 0,36 = 777\,600 \text{ грн.}$$

Сумарні витрати, зв'язані із заробітною платою працівників:

$$2\,160\,000 + 162,0 = 2\,937\,600 \text{ грн.}$$

4.6. Інші витрати

Інші витрати приймаємо в розмірі 5% від суми попередніх витрат без амортизаційних відрахувань:

$$(15001,5 + 362,5 + 612,0) \times 0,05 = 798,8 \text{ тис. грн.}$$

приведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2

Виробничі витрати в перший рік експлуатації після реконструкції

№ п/п	Найменування	Затрати, тис. грн.
1	Амортизація	2175,1
2	Вартість палива	15001,5
3	Затрати на ремонт і технічне обслуговування	362,5
4	Заробітна плата і відрахування в соц. фонди	612,0
5	Інші затрати	778,4
	Всього	18521,5

Виробничі витрати до реконструкції приведені в табл. 4.3

Таблиця 4.3

Виробничі витрати до реконструкції

№ п/п	Найменування	Затрати, тис. грн.
1	Вартість палива	26267,0
2	Затрати на ремонт технічне обслуговування	120,0
3	Заробітна плата і відрахування в соц. фонди	408,0
4	Інші затрати	26,4
	Всього	26821,4

4.7. Розрахунок терміну окупності капіталовкладень

Термін окупності або простий термін повернення капіталовкладень відноситься до числа найбільш часто використовуваних показників ефективності інвестицій. Ціль знаходження даного показника полягає у визначенні тривалості періоду, на протязі якого проект буде працювати «на себе». При цьому весь об'єм згенерованих проектом грошових засобів, головними складовими якого являються прибуток (економія виробничих витрат) і сума амортизаційних відрахувань, зараховується як повернення на початковий інвестиційний капітал.

Так як прибуток поділений між роками нерівномірно, то термін окупності розраховується прямим підрахунком кількості років, на протязі яких інвестування буде погашено нерозподіленим прибутком і амортизаційними відрахуваннями.

Валовий прибуток (економія виробничих витрат) в перший рік експлуатації:

$$26821,4 - 18521,5 = 8299,9 \text{ тис. грн.}$$

Податок на прибуток:

$$8299,9 \times 0,25 = 2074,9 \text{ тис. грн.}$$

Чистий прибуток:

$$8299,9 - 2074,9 = 6225,0 \text{ тис. грн.}$$

Акумуляований чистий прибуток із амортизаційними відрахуваннями:

$$6225,0 + 2175,1 = 8400,1 \text{ тис. грн.}$$

Розрахунки по рокам експлуатації зведені в табл. 4.4

Таблиця 4.4

Звіт про прибутки і витрати

№ п/п	Найменування	Показники по рокам					
		2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Виробничі витрати, тис.грн.	83346,7	82759	82207,3	81688,5	80739	80311,05
2	Амортизаційні відрахування, тис.грн.	9787,95	9200,7	8648,5	8129,7	7183,35	6752,25
3	Виробничі витрати до реконструкції, тис.грн.	120694	120964	120694	120694	120694	120694
4	Валовий прибуток, тис.грн.	37349,5	37934,8	38488,9	39006	39951	40383
5	Податок на прибуток, тис.грн.	9333	9481	9621	9792	9985	10093

6	Чистий прибуток, тис.грн.	28012	28449	28863	29254	29965	30285
7	Акумуляований нерозподілений прибуток, тис.грн.	28012	56431	85329	114583	144549	174838
8	Акумуляований нерозподілений прибуток із амортиз. відрахуваннями, тис.грн.	37800	65664	93798	122715	151735	181593

Термін окупності:

$$X = 5 + (36251,3 - 33719,2) / (40354,3 - 33719,2) = 5 + 0,38 = 5,38 \text{ років.}$$

Із звіту про прибутки і витрати бачимо, що окупність наступить на шостий рік з початку експлуатації.

Основні техніко-економічні показники наведені в табл. 4.5.

Таблиця 4.5

Основні техніко-економічні показники

№ п/п	Найменування	Показники
1	Встановлена електрична потужність, кВт	6000
2	Встановлена паропродуктивність котла, т/год	36,0
3	Капітальні затрати без ПДВ, тис.грн.	163129,5
4	Виробництво електроенергії за сезон, кВт.год.	7920000
5	Питома витрата умовного палива на відпуск електроенергії, г.у.п./кВт.год	150,0
6	Чисельність додаткового персоналу, чел.	15
7	Простий термін окупності, років	5,38

4.8. Штатний розпис

При встановленні вугільного котла і нового турбоагрегата набирається додатковий обслуговуючий персонал згідно штатного розпису.

Зразок штатного розкладу обслуговуючого персоналу ТЕЦ наведено в табл. 4.6.

Таблиця 4.6

Зразок штатного розкладу обслуговуючого персоналу ТЕЦ

№ п/п	Посада	Чисельність	
		Всього	В макс. зміну
1	Начальник ТЕЦ	1	1
2	Зам. нач. ТЕЦ	1	1
3	Змінний інженер ТЕЦ	4	1
4	Змінний інженер електрик	4	1
5	Лаборант ХВО	2	1
Всього		12	5
1	Машиніст парового котла	4	1
2	Машиніст парової турбіни	4	1
3	Черговий слюсар	4	1
4	Черговий електрослюсар	4	1
5	Електрослюсар КВП і А	4	1
6	Бульдозерист-тракоист	4	1
7	Оператор завантаження вугілля	4	1
8	Прибиральник промислових приміщень	1	1
Всього		33	9

ВИСНОВКИ

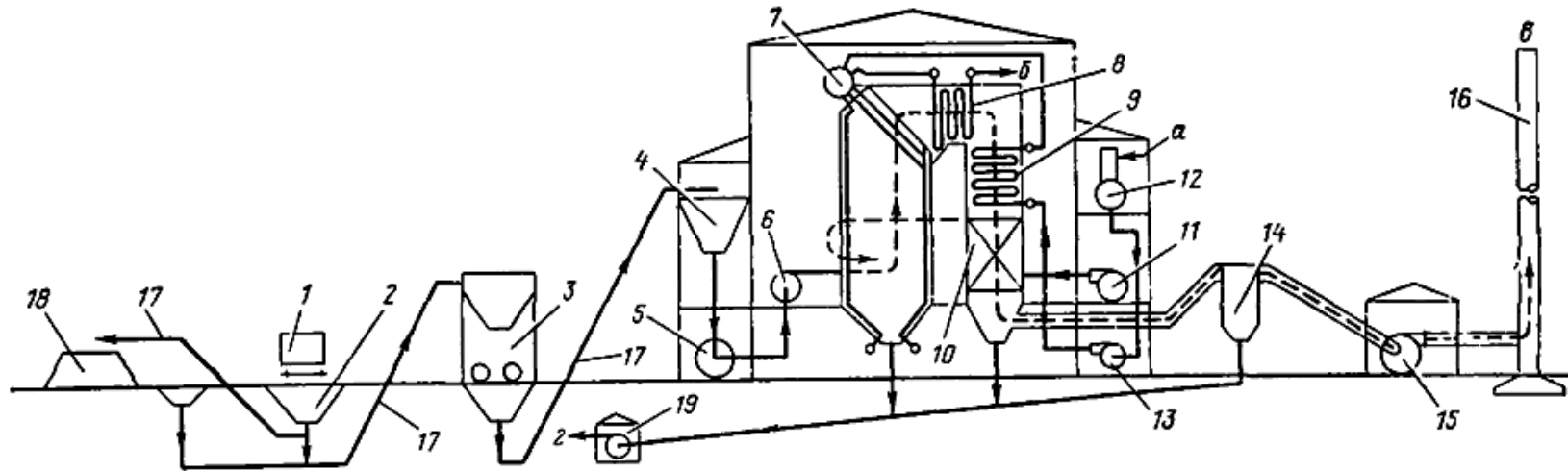
1. Проведений аналіз тепломеханічної частини існуючої ТЕЦ Кашперівського цукрового заводу показав її моральну і фізичну зношеність.
2. Аргументовано вибране паливо і найбільш ефективний спосіб його спалювання в реконструйованій ТЕЦ.
3. Виконано техніко-економічний розрахунок системи теплоенергопостачання для порівняння різних способів спалювання за існуючих умов роботи підприємства і вибраний оптимальний варіант.
4. В умовах нинішньої ситуації, яка склалася на ринку цін на природній газ, переведення на тверде паливо є необхідним. Запропоновані технічні рішення по реконструкції ТЕЦ економічно обґрунтовані.
5. Для вибраного варіанту проведено розрахунок і вибір основного і допоміжного обладнання.
6. Відповідно до результатів техніко-економічного розрахунку накопичені затрати при організації спалювання вугілля в шарі складуть: на першому етапі реконструкції ТЕЦ – 7,35 млн \$, термін окупності 3,7 років; на другому – 5,38 років.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Сидельковский Л.Н., В.Н. Юренев Котельные установки промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 527 с.
2. Губарев А.В., Васильченко Ю.В. Теплогенерирующие установки. Часть 1: учебное пособие / Под общ. ред. Ю.В. Васильченко. – Белгород: Изд-во БГТУ им. В.Г. Шухова, 2008. – 162 с.
3. Стырикович М.А., Катковская К.Я., Серов Е.П. Котельные агрегаты / Под ред. В.В. Николаева. – М.: Государственное энергетическое издательство, 1959. – 488 с.
4. Соколов Б.А. Котельные установки и их эксплуатация: учебник для нач. проф. образования – 2-е изд., испр. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 432 с.
5. Бойко Е.А. Котельные установки и парогенераторы. – Красноярск, 2005. 292 с.
6. Кірута В.Л., Гришаков В.С., Чернявський М.В. НТУУ «КПІ», Інститут вугільних енерготехнологій НАН України – Київ, 2010.
7. Частухин В.И. Тепловой расчет промышленных парогенераторов. – К.: Вища школа, 1980. – 182 с.
8. Частухин В.И., Лабутин А.А. Промышленные котлоагрегаты. – К.: "ВИПОЛ", 1993. – 365 с.
9. Соколов Ю.П. Промышленные тепловые электростанции. – М.: Энергия, 1979. – 296 с.
10. Джерела енергопостачання промислових підприємств [Електронний ресурс] [Текст] : курс лекцій для здобувачів освіт. ступ. "Бакалавр" спец. 144 "Теплоенергетика", освіт.-проф. програми "Теплоенергетика та енергоефективні технології" ден. та заоч. форм навч. / В. М. Філоненко ; Нац. ун-т харч. технол. — Київ : НУХТ, 2022. — 260 с.
11. Джерела енергопостачання промислових підприємств [Електронний ресурс] [Текст] : метод. рекомендації до викон. курсового проекту для здобувачів освіт. ступ. "Бакалавр" спец. 144 "Теплоенергетика" освіт.-проф. програми "Теплоенергетика та енергоефективні технології" ден. та заоч. форм навч. / уклад. : В. М. Філоненко ; Нац. ун-т харч. технол. — Київ : НУХТ, 2022. — 56 с.

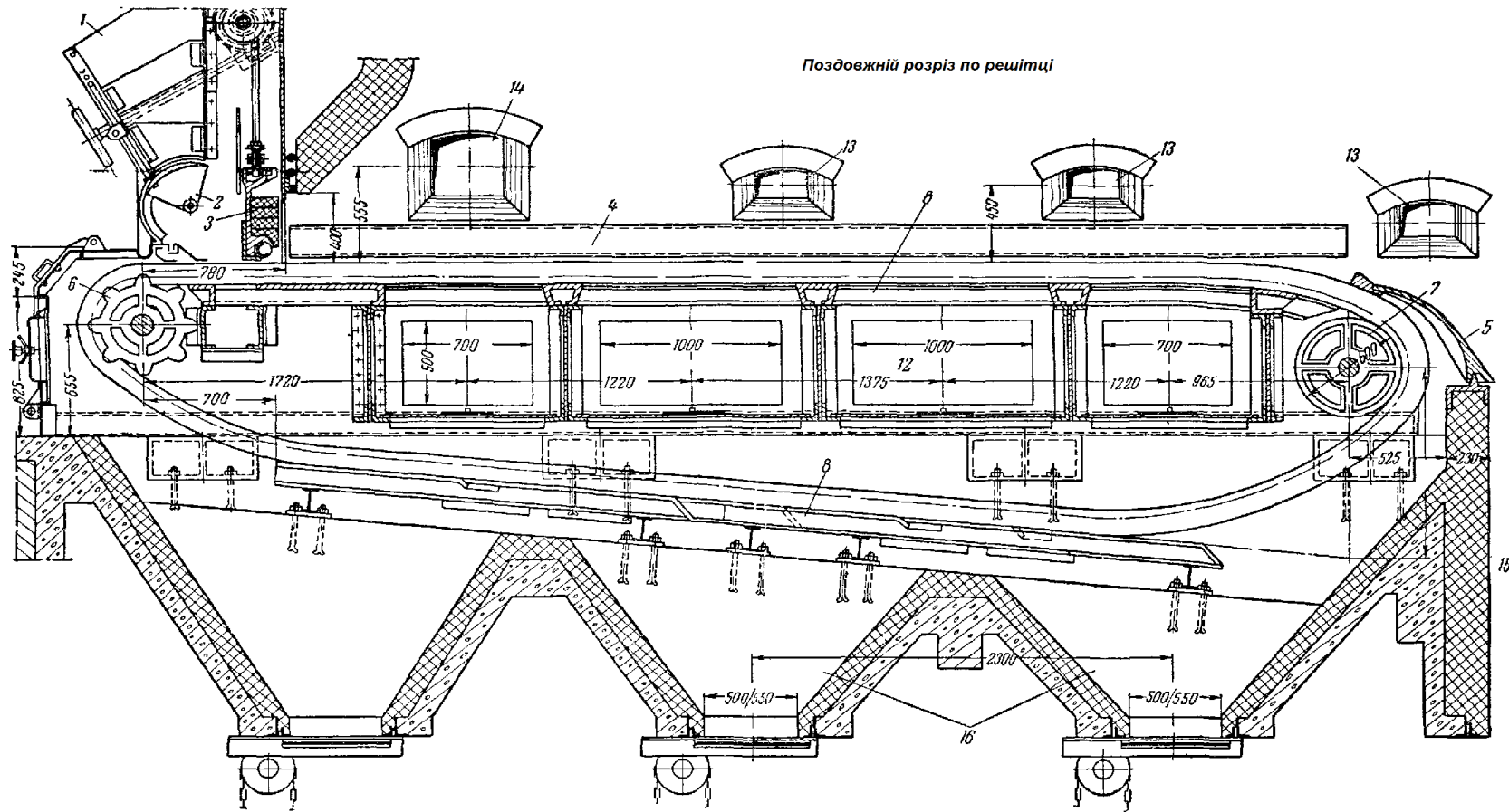
ДОДАТКИ

Додаток 1



Технологічна схема котельної установки, яка працює на твердому паливі

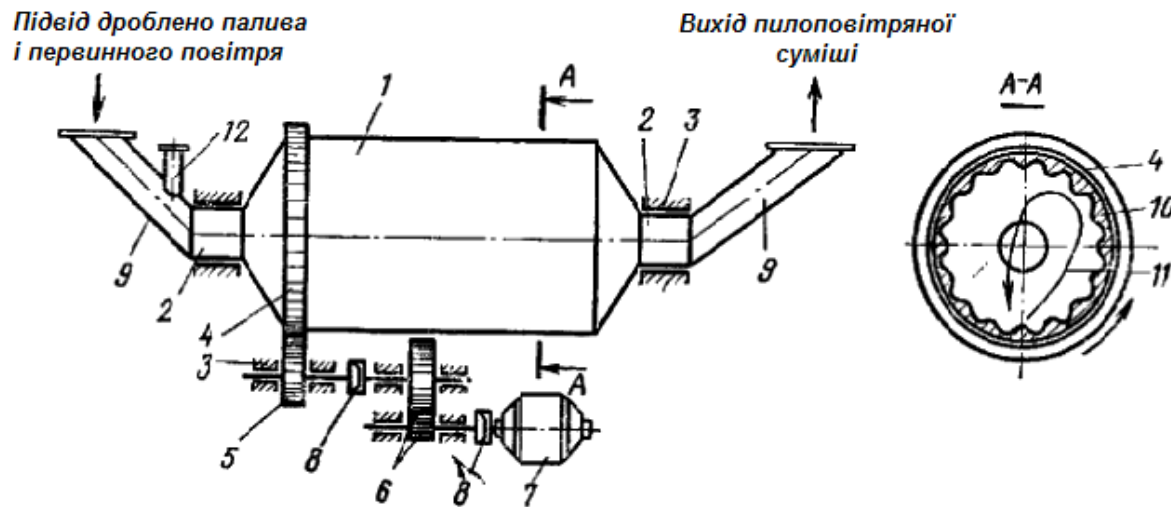
1 – вагон з паливом; 2 – бункер розвантажувального приладу; 3 – дробильний блок; 4 – бункер котла для сирого палива; 5 – млин; 6 – ексгаустер; 7 – барабан котла; 8 – пароперегрівник; 9 – економайзер; 10 – повітропідігрівник; 11 – вентилятор; 12 – деаератор; 13 – живильний насос; 14 – золоуловлювач; 15 – димосос; 16 – димова труба; 17 – стрічковий транспортер; 18 – штабель вугілля; 19 – багерна система золовидалення; а – живильна вода; б – перегріта пара; в – продукти згорання; г – шлак і зола.



Безпровальна ланцюгова решітка:

1 – завантажувальний бункер; 2 – секторний запобіжник; 3 – шибер для регулювання товщини шару палива; 4 – охолоджувана водою бокова панель; 5 – шлакознімач; 6 – ведуча зірочка; 7 – ведений шків; 8 – рама решітки; 9 – чавунний ролик; 10 – тримач колосників; 11 – колосник; 12 – канал для підводу повітря; 13 – шурувальний отвір; 14 – лаз; 15 – шлаковий бункер; 16 – бункер для провалу.

Додаток 3

*Кульовий барабанний млин:*

1 - барабан; 2 - цапфи; 3 - підшипник; 4 - велика шестерня; 5 - мала шестерня; 6 - редуктор, 7 - електродвигун; 8 - муфта зчеплення; 9 - нерухомі патрубки; 10 - броньові плити хвилястої форми; 11 - траєкторія руху кульок; 12 - повернення з сепаратора.

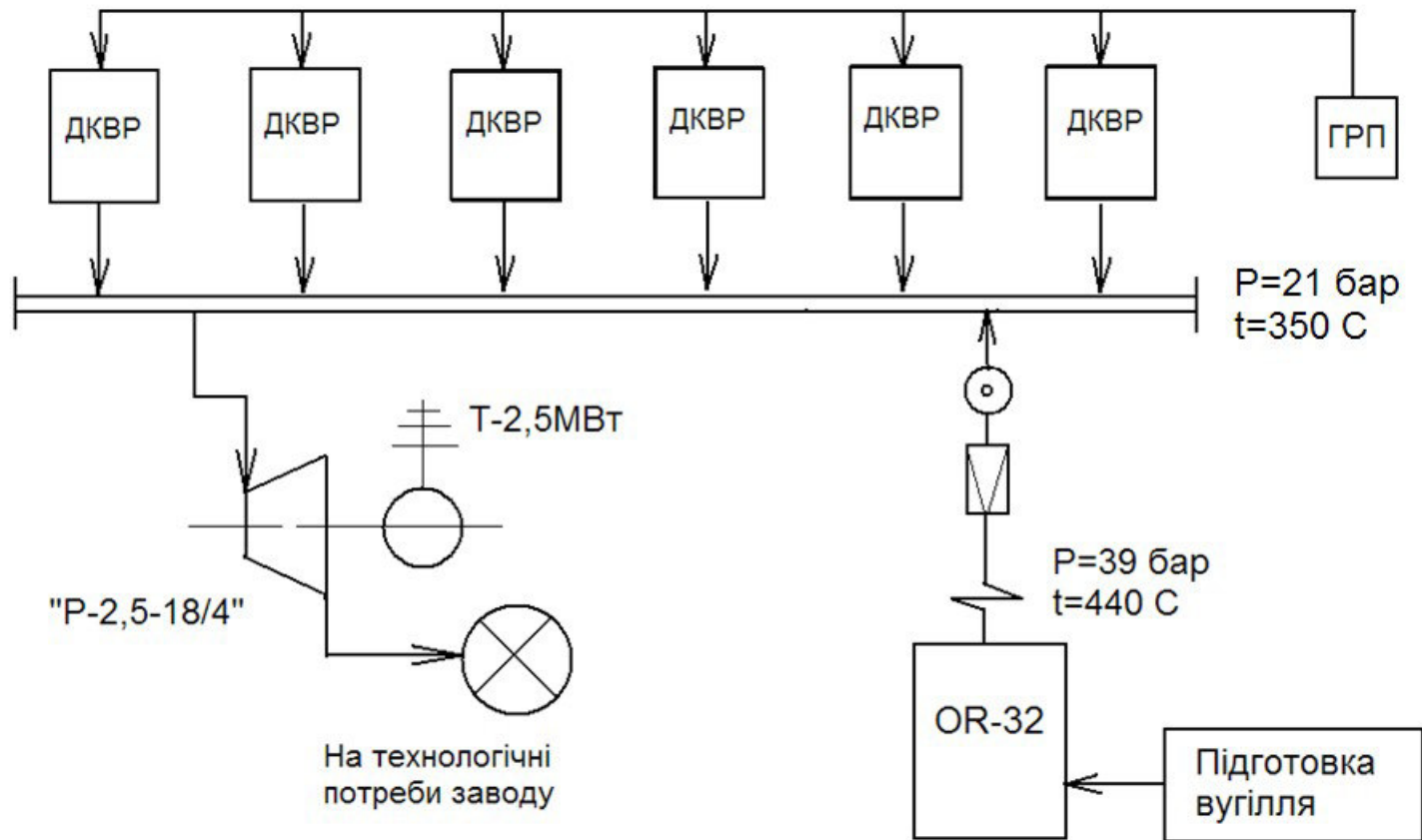
Молотковий млин:

1 - вал, 2 - диски; 3 - билотримачі; 4 - била, 5 - корпус, 6 – підшипники.

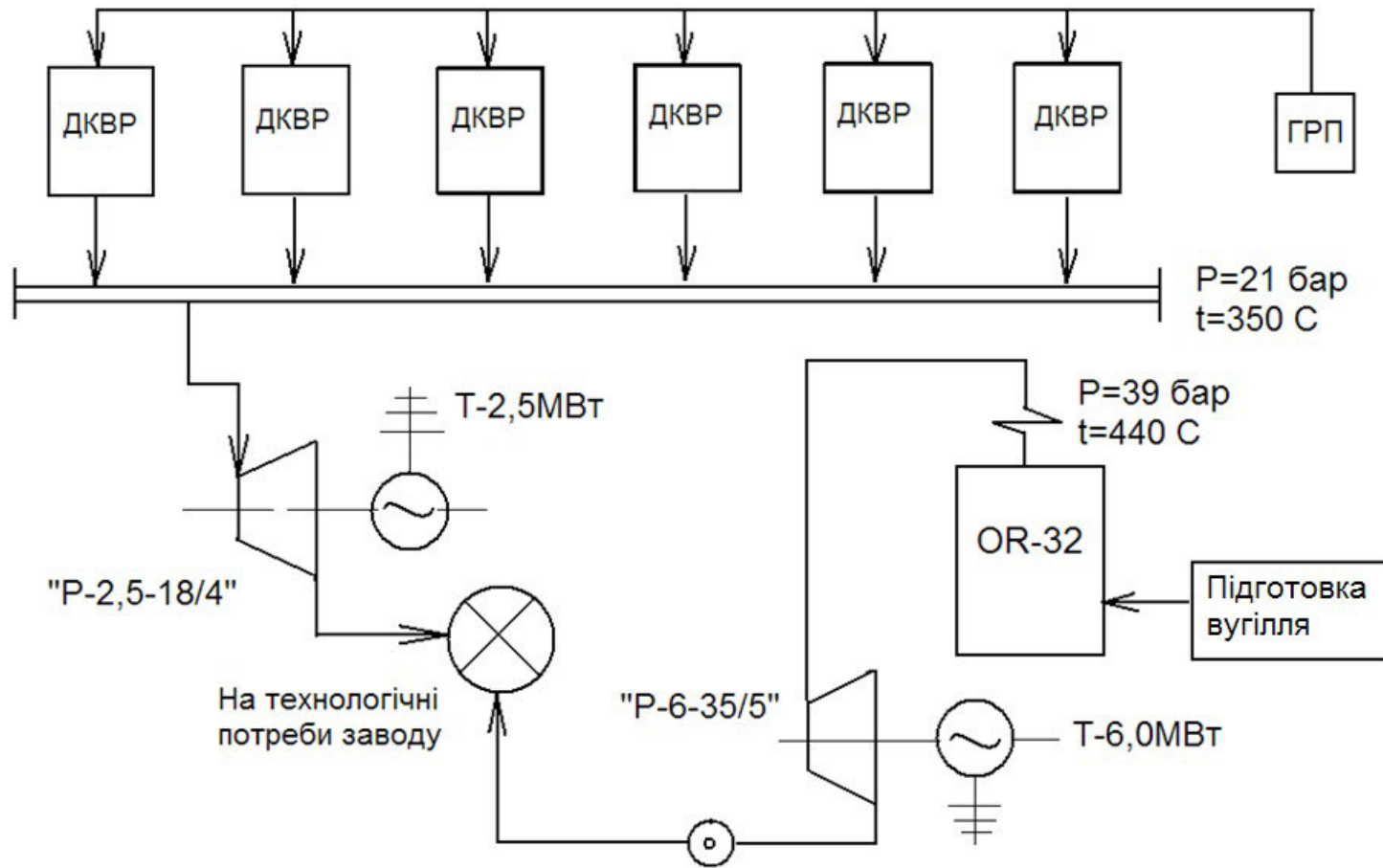
Прайс-лист ГЗФ «Центральна»

МАРКА	ФРАКЦІЯ, мм	ЗОЛА, %	ВОЛОГА, %	СІРКА, %	КАЛОРІЙНІСТЬ, ккал/кг	ЦІНА, FCA, USD	ФРАКЦІЯ, мм
АК	50-100	6,7	5,0	8,0	7173	154	50-100
АКО	25-100	7,4	4,8	9,0	7166	154	25-100
АО	25-50	10	4,9	9,0	7159	158	25-50
АОМ	13-50	9,5	5,0	1,5	6906	152	13-50
АМ	13-25	10	5,0	1,0	6895	146	13-25
АС	6-13	11,2	5,0	1,0	6765	122	6-13
АШ	0-6	19,2	7,8	9,0	6046	83	0-6
Т	0-100	16,9	7,8	1,0	6000	83	0-100

Принципова
схема

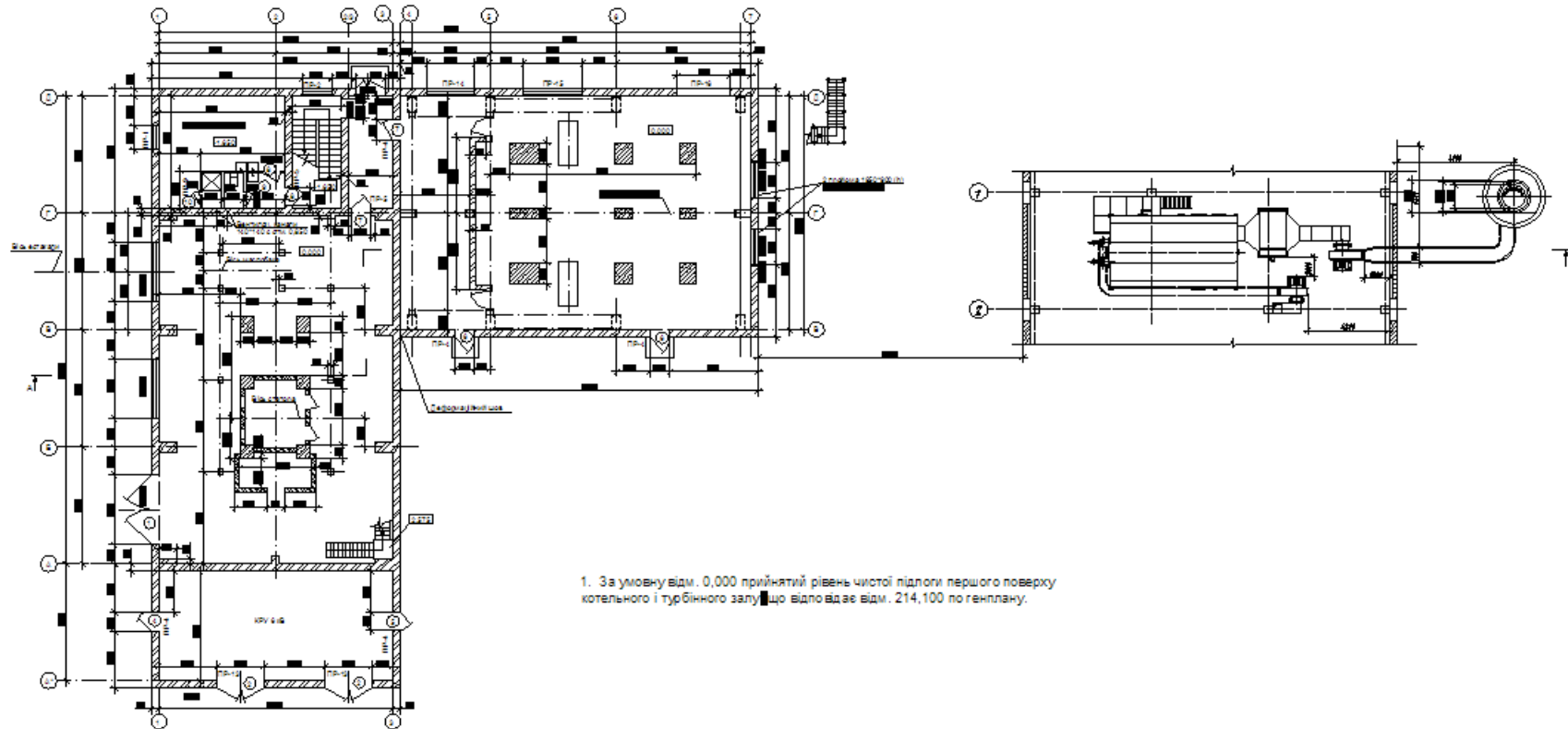


реконструкції ТЕЦ (етап 1)



Принципова схема реконструкції ТЕЦ (етап 2)

План на відм. 0,000



1. За умовку відм. 0,000 прийнятий рівень чистої підлоги першого поверху котельного і турбінного залу, що відповідає відм. 214,100 по генплану.

Розріз А-А

