

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

КАФЕДРА ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКИ ТА ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ

Кваліфікаційна робота

___ другий магістерський ___
(рівень вищої освіти)

на тему: «Дослідження шляхів підвищення ефективності роботи котельного обладнання ТЕЦ на ПАТ «Запоріжсталь»

Виконав: студент __ІІ__ курсу, групи 8.1440з-дн
спеціальності теплоенергетика
освітньої програми теплоенергетика

Хоролець Максим Дмитрович
(ініціали та прізвище)

Керівник доц. каф., к.т.н. Карпенко Г.В.
(вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Рецензент проф., д.т.н., Банах В.А.
(вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя
2022

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ
ім. Ю.М. ПОТЕБНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Кафедра Теплоенергетики та гідроенергетики

Рівень вищої освіти другий магістерський

Спеціальність 144 Теплоенергетика

Освітня програма Теплоенергетика

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

« 02 » 02 2022 року

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

Хоролець Максим Дмитрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи (проекту) «Дослідження шляхів підвищення ефективності роботи котельного обладнання ТЕЦ на ПАТ «Запоріжсталь»

керівник роботи Карпенко Ганна Володимирівна, канд. техн. наук.

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

затверджені наказом ЗНУ від « 30 » червня 2021 року № 975-с

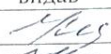
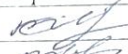


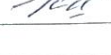

2 Строк подання студентом роботи 08 лютого 2022 року.

3 Вихідні дані до роботи: Котлоагрегат ПТ-150, його конструктивні особливості.

Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): 1. Призначення теплоелектроцентралі ПАТ «Запоріжсталь», 1.1 Структура роботи теплоелектроцентралі ПАТ «Запоріжсталь», 1.2 Аналіз конструктивних особливостей та основних видів витрат котлоагрегатів, 1.3

Аналіз можливих заходів покращення роботи котельних установок, 2 Технічна характеристика котлів та допоміжного обладнання ТЕЦ ПАТ «Запоріжсталь», 2.1 Пуск котлоагрегату в роботу, 2.2. Розрахунок теплового балансу котлоагрегату, 3 Автоматизація системи роботи котельного обладнання, 3.1 Регулювання теплового навантаження та палива
 4 Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): Титульний аркуш, мета та завдання роботи, структура роботи ТЕЦ, план ТЕЦ, основні види витрат цеху, конструкція котлоагрегату.


5 Консультанти розділів роботи

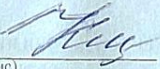
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Карпенко Г.В., доц. каф. ТГЕ		
Розділ 2	Карпенко Г.В., доц. каф. ТГЕ		
Розділ 3	Карпенко Г.В., доц. каф. ТГЕ		

6 Дата видачі завдання 30.06.2021 р.


КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз ефективності заходів щодо покращення роботи котлоагрегатів	30.10.2021	
2	Аналіз конструктивних особливостей та основних видів витрат котлоагрегатів	07.11.2021	
3	Розрахунок теплового балансу котлоагрегату	21.12.2022	
4	Впровадження систем автоматизації котла	12.01.2022	
5	Оформлення та підготовка до захисту	01.02.2022	

Студент  М.Д. Хоролець
(підпис) (ініціали та прізвище)

Керівник роботи (проекту)  Г.В. Карпенко
(підпис) (ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер  С.С. Чижов

АНОТАЦІЯ

Хоролець М.Д. Дослідження шляхів підвищення ефективності роботи котельного обладнання ТЕЦ на ПАТ «Запоріжсталь».

Кваліфікаційна випускна робота для здобуття ступеня вищої освіти магістра за спеціальністю 144 «Теплоенергетика». Науковий керівник - канд. техн. наук, доц. Карпенко Г.В. Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю.М. Потебні Запорізького національного університету. Кафедра теплоенергетики та гідроенергетики, 2022 р.

Здійснено аналіз конструктивних особливостей та основних видів витрат котлоагрегатів. Досліджена основна методика можливих заходів покращення роботи котельних установок. Виконаний розрахунок теплового балансу котлоагрегату, описані системи автоматизованого регулювання. Отримані експериментальні данні викладені в повному обсязі в текстовому та графічному вигляді згідно діючих нормативних документів. Зроблені висновки за результатами дослідження та сформульовані рекомендації щодо подальшого забезпечення впровадження систем автоматизації в роботу котлоагрегатів на підприємстві.

Ключові слова: КОТЛОАГРЕГАТ, ТЕЦ, АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА, ДОМЕНІЙ ГАЗ, ПРИРОДНИЙ ГАЗ , ТУРБОКОМПРЕСОР, КЕРУВАННЯ, ПРИЛАД КОНТРОЛЮ, ПАЛИВО, ГОРІННЯ.

Список публікацій магістранта:

1. Хоролець М.Д., Чейлітко А.О., Карпенко Г.В., Чижов С.Є. Аналіз шляхів підвищення ефективності камерних печей. Актуальні питання сталого науково-технічного та соціально-економічного розвитку регіонів України : зб. тез доп. І всеукр. наук.-практ. конф., м. Запоріжжя, 19-21 жовт.2021р. Запоріжжя, 2021. С.73-74.

2. Karpenko A., Khorolets M. Paragenerator operation analysis and features of its testing methods. "Innovations and prospects of world science" : VI International Scientific and Practical Conference. Vancouver, 2-4 February 2022. P. 82-89.

ANNOTATION

Khorolets M.D. Researching Ways to Increase the Working Modes Efficiency of Boiler Equipment of CHP in "Zaporizhstal" PJSC.

Qualifying final work for obtaining a master's degree in the specialty 144- Thermal Power Engineering. Supervisor - Ph.D. tech. Sciences, Assoc. Karpenko G.V. Engineering Educational and Scientific Institute named after Yu.M. Potebnya of Zaporizhzhya National University. Department of Thermal Power Engineering and Hydro. Power Engineering, 2022. The analysis of design features and main types of boiler costs is carried out. The basic technique of possible measures to improve the operation of boiler plants is studied. The calculation of the heat balance of the boiler unit is performed, the automated control systems are described. The obtained experimental data are presented in full in text and graphics in accordance with current regulations. Conclusions based on the results of the study and recommendations for further implementation of automation systems in the operation of boilers at the enterprise.

Key words: BOILER UNIT, CHP, AUTOMATED SYSTEM, DOMAIN GAS, NATURAL GAS, TURBOG COMPRESSOR, CONTROL, CONTROL DEVICE, FUEL, GORINE.

List of undergraduate publications:

1. Khorolets M.D., Cheilitko A.O., Karpenko A.V., Chizhov S.E. Analysis of ways to increase the efficiency of chamber furnaces. Current issues of sustainable scientific and technical and socio-economic development of the regions of Ukraine: collection of abstracts of the first all-Ukrainian scientific-practical conference, Zaporizhzhya, 19-21st of Oct. 2021, Zaporizhzhya, 2021, p. 73-74.

2. Karpenko A., Khorolets M. Paragenerator operation analysis and features of its testing methods. "Innovations and prospects of world science" : VI International Scientific and Practical Conference. Vancouver, 2-4 February 2022. P. 82-89.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 ПРИЗНАЧЕННЯ ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ ПАТ «ЗАПОРІЖСТАЛЬ»	10
1.1 Структура роботи теплоелектроцентралі ПАТ «Запоріжсталь»	10
1.2 Аналіз конструктивних особливостей та основних видів витрат котлоагрегатів	14
1.3 Аналіз можливих заходів покращення роботи котельних установок	17
1.4 Висновки до розділу	22
2 ДОСЛІДЖЕННЯ ХАРАКТЕРИСТИК КОТЛІВ ТА ДОПОМІЖНОГО ОБЛАДНАННЯ ТЕЦ ПАТ «ЗАПОРІЖСТАЛЬ»	24
2.1 Загальна характеристика об'єкта досліджень	24
2.1.1 Технічна характеристика котлів та допоміжного обладнання ТЕЦ ПАТ «Запоріжсталь»	24
2.2.1 Пуск котлоагрегату в роботу	53
2.2 Розрахунок теплового балансу котлоагрегату	68
2.3 Висновки до розділу	76
3 АВТОМАТИЗАЦІЯ СИСТЕМИ РОБОТИ КОТЕЛЬНОГО ОБЛАДНАННЯ	78
3.1 Регулювання теплового навантаження та палива	78
3.2 Автоматизована система регулювання «паливо-повітря»	94
3.3 Висновки до розділу	105
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	106
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	107

ВСТУП

Актуальність роботи. Пріоритетними напрямками енергозбереження є зниження енергоємності виробництва, скорочення споживання первинних паливно-енергетичних ресурсів за рахунок впровадження новітніх енергоефективних та енергозберігаючих заходів. Найбільш важливими проблемами перспективного розвитку теплової енергетики світу залишається, як і колись, подальше технологічне вдосконалення теплоелектроцентралі з метою підвищення надійності та екологічної чистоти виробництва електричної та теплової енергії. Розробка нових систем автоматизованого регулювання роботи котельного обладнання дозволить підвищити показники економічності та енергоефективності процесу.

Мета роботи полягає у аналізі ефективності заходів щодо покращення роботи котельного обладнання.

Для досягнення зазначеної мети дослідження в магістерській роботі вирішуються такі задачі:

- вивчення структури теплоелектроцентралі;
- наліз конструктивних особливостей та наявних проблем котельного обладнання;
- дослідження шляхів підвищення енергоефективності котельного обладнання;
- проведення озрахунку теплового балансу котлоагрегата.

Об'єктом дослідження є котельна установка ТП-150.

Методи та способи дослідження. Поставлені задачі вирішувались за допомогою розрахунково-теоретичного методу, що базується на використанні класичних законів тепломасообміну, спільне застосування розрахункових і інженерних методик дослідження.

Наукова новизна отриманих результатів. Запропоновано і обґрунтовано нові системи автоматизованого регулювання роботи котельного обладнання, які дозволяють підвищити показники економічності та енергоефективності процесу.

Практична цінність роботи. На підставі проведених теоретичних досліджень підтверджена можливість використання даних систем автоматизації безпосередньо на підприємстві.

Апробація роботи. Результати роботи представлені на I Всеукраїнській науково-практичній конференції здобувачів вищої освіти, аспірантів та молодих вчених «Актуальні питання сталого науково-технічного та соціально-економічного розвитку регіонів України» 19-21 жовтня 2021 р. та VI International Scientific and Practical Conference. Vancouver, 2-4 February 2022.

Структура та обсяг кваліфікаційної випускної роботи. Магістерська робота включає вступ, три розділи, висновки та перелік джерел посилання з 20 позицій. Загальний обсяг складає 102 сторінки, у тому числі 33 ілюстрації та 9 таблиць.

1 ПРИЗНАЧЕННЯ ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ ПАТ «ЗАПОРІЖСТАЛЬ»

1.1 Структура роботи теплоелектроцентралі ПАТ «Запоріжсталь»

Теплоелектроцентраль (ТЕЦ) ПАТ «Запоріжсталь» призначена для постачання комбінату енергоресурсами: доменним дуттям для забезпечення технологічного процесу виробництва чавуну, електроенергією, тепловою енергією у вигляді технологічної пари та гарячої води [1].

Завданням технологічного процесу ТЕЦ є перетворення енергії палива, що спалюється в котлах, в енергію пари з подальшим перетворенням її інші види енергії: електричну, теплову, доменного дуття, стисненого повітря. Газоподібне паливо та мазут надходить у топки котлоагрегатів котельного цеху. Тепло, що отримується при спалюванні палива, використовується для випаровування конденсату та хімічно очищеної води, підготовляється хімічним цехом для отримання пари заданих параметрів (тиск і температура).

Забезпечення дуттям доменних печей - дуже відповідальна і необхідна компонента доменного процесу, що повністю залежить від роботи турбінного цеху, що входить до складу ТЕЦ.

Турбінний цех - це підрозділ, який призначений для забезпечення доменного цеху так званим «холодним» дуттям, збагаченим киснем, що йде до кауперів доменних печей, в них він нагрівається, і далі через фурмені прилади потрапляє в піч. Це дуття тримає шихту, бере участь у процесі горіння, плавки чавуну[1].

Доменний процес немислимий без дуття. Якщо припиниться подача дуття в доменні печі, вони зупиняться, зупиниться сталеплавильне виробництво, прокатне. Образно кажучи, ТЕЦ тримає весь комбінат на своїх плечах. У складі турбінного цеху шість відцентрових компресорних машин із паровим приводом. Схема роботи

така, що один турбокомпресор працює на одну доменну піч. Схема повітряної естакади досить гнучка і дозволяє варіювати будь-який компресор на будь-яку піч.

Таким чином, кінцевою продукцією технологічного процесу ТЕЦ є доменне дуття, теплоенергія, електроенергія, хімічно очищена вода.

До складу теплоелектроцентралі ПАТ «Запоріжсталь» входять п'ять основних виробничих ділянок (таблиця 1.1).

Таблиця 1.1 – Основні виробничі ділянки ТЕЦ ПАТ «Запоріжсталь»

Котельний цех №1	Котельний цех №2	Турбінний цех	Електроцех	Хімічний цех
Котли 1-7	Котел-утилізатор №2,5,6-8,10-12	Турбокомпресорний агрегат №1-4,6,7	Головне розподільне влаштування ГРУ ТЕЦ – 6 кВ; РУСН - 6 кВ;	Сатуратора та відстійника - 4 комплекти; катіонітових фільтрів 1-го ступеня – 7 шт.;
Багерна насосна	Насосно-деаераторна	Турбо-генератор №1	Генератор ст. №1; Трансформатори власних потреб 6/0,4 кВ;	катіонітових фільтрів 2-го ступеня – 2 шт.; освітлювальних фільтрів – 11 шт.;

Продовження таблиці 1.1

Мазуто-господарство	Водогрійний котел ПТВМ-50	Деаераційно-поживна установка;	Кабельні лінії 6кВ та 0,4 кВ	соляних фільтрів – 1
---------------------	---------------------------	--------------------------------	------------------------------	----------------------

	№3; Водогрейний котел ПТВМ-50 №4; Паровий котел ДЕ-25-14; Димососи КУ ЦГПТЛ;	Тепло-фікаційна установка;	власних потреб; Акумулятор-ні батареї резервного електро-живлення.	шт.; двох ям для розвантаження солі, ємністю 145 т; баків для зберігання ХВВ.
--	--	----------------------------	---	--



Рисунок 1.1 – Котельний цех №1 ТЕЦ ПАТ «Запоріжсталь».



Рисунок 1.2 – Котельний цех №2 ТЕЦ ПАТ «Запоріжсталь».



Рисунок 1.3 – Турбінний цех ТЕЦ ПАТ «Запоріжсталь».



Рисунок 1.4 – Електроцех ТЕЦ ПАТ «Запоріжсталь».



Рисунок 1.5 – Хімічний цех ТЕЦ ПАТ «Запоріжсталь».

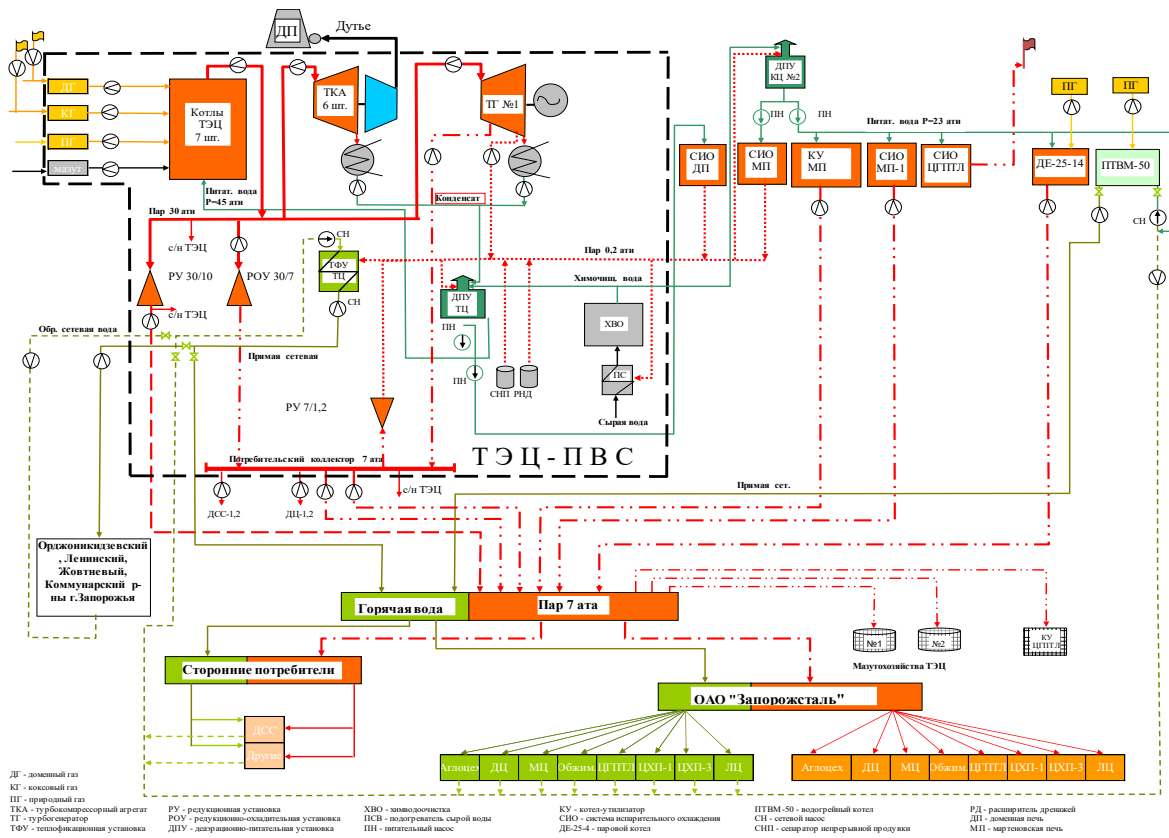


Рисунок 1.6 – Технологічна схема виробництва ТЕЦ ПАТ «Запоріжсталь».

1.2 Аналіз конструктивних особливостей та основних видів витрат котлоагрегатів

Паливо, що спалюється в топках котлоагрегатів – джерело тепла для вироблення пари за рахунок перетворення хімічної енергії палива на теплову енергію продуктів згоряння (використання тепла екзотермічної реакції)[2].



Рисунок 1.7 – Схема витрати газу (теоретична) м³.

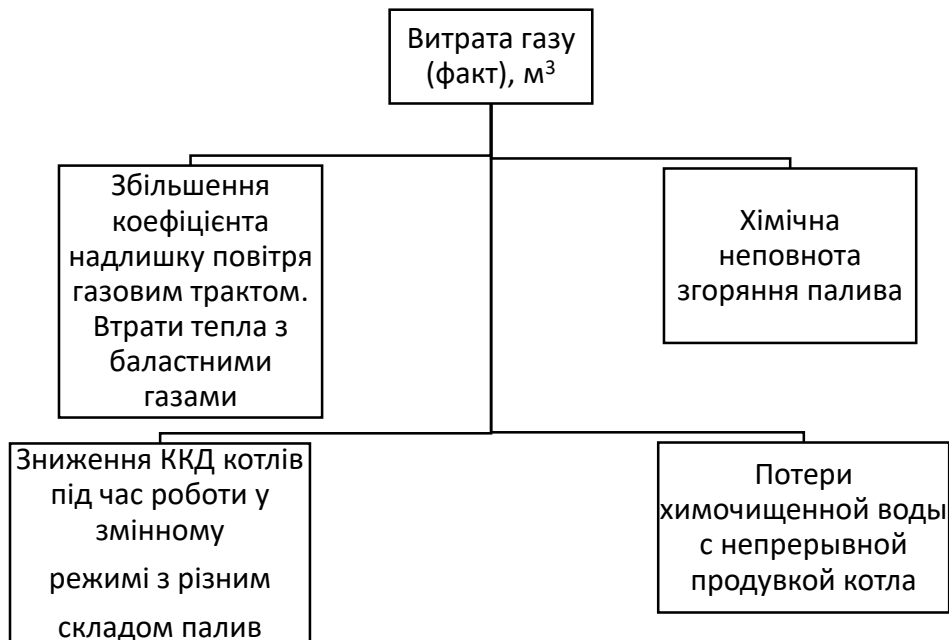


Рисунок 1.8 – Схема витрати газу (фактична) м³.

В ході аналізу роботи КЦ №1 були виявлені такі основні види втрат (рисунок 1.9).



Рисунок 1.9 – Основні види втрат КЦ №1.

Безперервне продування – один з інструментів ведення водно-хімічного режиму котлоагрегату, при якому забезпечується необхідна якість пари, котлової води. З продуванням виводиться певна частка солей жорсткості. Величина безперервного продування визначається декількома факторами: якістю вихідної води, навантаженням котлоагрегату, надійністю схем циркуляції та сепарації. У зв'язку з одноступінчастим випаром на котлоагрегатах №№ 1, 2 спостерігається збільшений відсоток продування для підтримки заданої якості пари.

Таблиця 1.2 – Величина безперервної продувки на котлоагрегатах.

Параметр		Нормативне значення	Фактичне
% безперервної продувки	К – 1	5	0
	К – 2	5	3,17
	К – 3	5	3,17
	К – 4	5	3,43
	К – 5	5	2,47
	К – 6	5	3,30
	К – 7	5	3,23

Коефіцієнт надлишку повітря – показник, що характеризує ефективність організації процесу спалювання палива у топках котлоагрегатів, а також технічний стан котлоагрегату. Зі збільшенням коефіцієнта надлишку повітря зростає вміст кисню та баластних газів у димових газах, що призводить до додаткової втрати тепла, а, отже, і палива. Джерела таких втрат виникають з двох причин [2]. Перша – неправильне співвідношення «паливо-повітря», друга – присоси повітря по газовому тракту за рахунок не щільностей обмуровки, газоходів та фурнітури котла. Зменшити рівень втрат палива можливо за рахунок ущільнення обмурівки, фурнітури та ремонту газоходів. Крім того, коефіцієнт надлишку повітря залежить і від складу спалюваних газів: зі збільшенням частки доменного газу зростає коефіцієнт надлишку повітря, температура газів, що йдуть, а коефіцієнт корисної дії котлоагрегату знижується.

Таблиця 1.3 – Нормативні та фактичні значення коефіцієнту надлишку повітря на котлоагрегатах.

Коефіцієнт надлишку повітря	Нормативне значення	Фактичне
Котлоагрегат №1	-	-
Котлоагрегат №2	1,2	1,43
Котлоагрегат №3	1,11	1,19
Котлоагрегат №4	1,24	1,48
Котлоагрегат №5	1,41	1,33
Котлоагрегат №6	1,41	1,58
Котлоагрегат №7	1,25	1,4

1.3 Аналіз можливих заходів покращення роботи котельних установок

Загальна ефективність котельної установки визначається як 100 % мінус відносна сума втрат в відсотках [3]. Для котла з $D=20$ т/год, $P=0,7$ МПа, який працює на природному газі і вмісту CO_2 рівному 9 % від об'єму сухих продуктів згорання з температурою відхідних газів $170^{\circ}C$, з величиною повернення конденсату 60 % і з солевмістом 60 ppm втрати складають:

з відхідними газами – 12,52 %;

в навколишнє середовище – 1,9 %;

від хімічної неповноти згорання – неістотні;

з продувкою – 1,25 %.

Загальні втрати складають 15,67 %, тобто ККД котельної установки – 84,33 %. Розрахунки наведені по вищій теплоті згорання палива на номінальному режимі роботи.

Типові значення ККД котлів різного типу при розрахунках по вищій теплоті згорання палива такі:

- водогрійний барабанний котел – 78...84 %;
- паровий барабанний котел – 75...88 %;
- водотрубний з економайзером – 80...88 %.

Приведенні дані зроблені для котлів, які працюють без зупинок і при максимальному або майже максимальному навантаженні. В дійсності все відбувається інакше. Нормальний режим роботи скоріше означає, що котли працюють з неповним або стрибкоподібним навантаженням[3].

Неповне навантаження дає ряд ефектів:

- рівень надлишкового повітря збільшується при зменшенні навантаження котла. Це призводить до збільшення втрат з відхідними газами;
- теплопередача менш ефективна при зниженні швидкості димових газів, що призводить до більш високої температури відхідних газів і, таким чином, до збільшення втрат з відхідними газами;
- втрати в навколишнє середовище (від теплового випромінювання і конвекції) при середньому навантаженні 50 % від максимального майже подвійні.

При стрибкоподібному навантаженні котли працюють з постійною продуктивністю, а система регулювання встановлена таким чином, що котел зупиняється, коли досягається нижня межа по тиску. В межах встановлених параметрів пара постачається за допомогою акумуляторів гарячої води. При цьому втрати енергії в навколишнє середовище в залежності від часу роботи котлів значно збільшуються.

Рішення використання часткового або стрибкоподібного навантаження залежить від:

- від максимальної продуктивності котла і потреби в парі;
- допустимого рівня коливань тиску в системі пароспоживання;

— наявності системи регулювання.

За даними експлуатації паровиробних установок і котлів можна зробити загальні висновки щодо переліку енергозаощаджуючих заходів, які викладені нижче.

1. Виявлення місць підсмоктування повітря і проведення ремонтних робіт.

Виявлення місць підсмоктування повітря необхідно проводити як тільки підвищується вміст кисню в відхідних газах, збільшується їх об'єм, або знижується їх температура.

2. При використанні великих газових котлів потужністю більше 1 МВт потрібен постійний контроль температури відхідних газів і вмісту в ньому O_2 , CO_2 та CO (газовий аналіз) для забезпечення максимальної ефективності використання палива і якості його згорання при будь-якому навантаженні. Отримані дані дозволяють оператору настроїти пальник на відповідний режим роботи. З цією метою оператор повинен мати в розпорядженні контрольно-вимірювальну апаратуру для швидкого контролю вмісту O_2 або CO_2 , визначення кількості надлишку повітря, контролю вмісту CO і якості згорання палива, а також термометр для виміру температури відхідних газів.

При умові споживання в кілька мільйонів m^3 за рік природного газу на більшості українських підприємств можна отримати економію до 5...10 % тільки шляхом настройки роботи пальників.

За даними [10] треба підтримувати надлишок кисню не вище 5 %.

Найменша температура, до котрої можна охолоджувати димові гази залежить від типу використовуваного палива і складає за даними [10]:

- для природного газу – біля $122\text{ }^\circ\text{C}$;
- для вугілля і низькосірчастого мазуту – $150\text{ }^\circ\text{C}$;
- для високосірчастого мазуту – $178\text{ }^\circ\text{C}$.

3. Постійний контроль температури повітря, яке подається на пальники та їх регулювання.

Температура повітря, яке подається в топку котла, дуже сильно впливає на ККД котла. Зміна температури повітря викликає або збільшення КНП або його зменшення.

Зменшення КНП призводить до неповного згорання палива, відкладань сажи і внаслідок цього до значних витрат енергії і до зниження ККД котла.

Підвищення КНП також призводить до підвищення витрат енергії і до зниження ККД котла.

Для скорочення цих витрат пальники сучасної конструкції настроюють на роботу з максимальною ефективністю при КНП 1,15. Ця величина може коливатись в залежності від типу палива і конструкції котла. Вона не може бути постійною і залежить від сезону (температури повітря).

4. Для забезпечення максимальної ефективності спалювання газоподібного палива необхідно настроювати пальники на оптимальне співвідношення «повітря – паливо» для режиму переважного навантаження.

5. Постійний контроль технічного стану регулятора тиску газу.

Забруднення або несправність регулятора призводить до зміни тиску газу. Непостійність тиску призводить до згорання перезбагаченої суміші, до збільшення викидів CO і забрудненню сажею, що знижує ККД.

6. Постійний контроль за станом факелу в пальниках для спалювання мазуту.

Сопла пальників схильні до забруднення сажею.

7. Підтримання постійного значення тиску мазуту перед форсунками.

8. Використання економайзерів і повітропідігрівників.

9. Заміна пневматичних і аналогових електронних систем управління роботою котлів на цифрові децентралізовані системи на базі мікропроцесорів.

10. Використання клапану витрат палива з заданою витратною характеристикою.

11. Глибока утилізація теплоти відхідних газів котлів, які працюють на природному газі.

В цьому випадку продукти згорання охолоджуються до температури точки роси і максимально використовується не тільки фізична теплота газів, але й прихована теплота водяної пари, яка в них містяться.

12. Ізоляція поверхонь котлів для зниження втрат теплоти в навколишнє середовище внаслідок конвективного і променистого теплообміну поверхні котла з оточуючим середовищем.

Ця процедура виконується після ретельного вивчення технічної документації на котел для запобігання порушення режиму роботи окремих вузлів його із-за більш високого температурного режиму роботи цих вузлів.

13. Автоматизація процесу продувки котлів.

14. Встановлення утилізаційного теплообмінника на лінії продувки.

15. Оптимізація навантаження поміж котлом і випарником.

16. В ході планування внесення змін в структуру виробництва або якої-небудь іншої реконструкції підприємства необхідно продумати можливість прив'язки невеликих паровиробних установок поруч з виробництвами, які використовують пару. Потужність таких установок визначається в залежності від конкретних потреб. Така прив'язка дозволяє отримати значну економію, оскільки виключає втрати, які пов'язані з транспортуванням пари до споживачів.

17. Регулярна перевірка чистоти поверхні димових труб.

В системі з природною тягою (найбільш чутливою до забруднення) дуже важливим є стан внутрішньої поверхні верхньої частини димової труби. При сильному її забрудненні втрачається більше 50 % корисної площі і тим самим погіршується тяга.

Збільшення тяги може бути досягнуто збільшенням висоти труби, або встановленням барометричних регуляторів тяги.

Найбільш ефективна комбінована система. Така система має в основі труби температуру на 40 % нижче, ніж в системі з задовільною природною тягою.

18. Заміна котлів старої конструкції з низьким ККД на сучасні котельні установки.

19. Регулярне проведення ЕА і впровадження ЕМ.

Нижче приводяться основні заходи по підвищенню енергетичної ефективності допоміжного обладнання[3].

1. Використання витяжних і дуттьових вентиляторів з аеродинамічним профілем лопатів. Їх ККД складає 90 %. Найбільш ефективний привід – привід з регульованою швидкістю обертання.

2. Використання живильних насосів з приводом від електродвигунів з регульованою швидкістю обертання або з електродвигуном постійної швидкості обертання з гідравлічним приводом перемінної швидкості.

1.4 Висновки до розділу

Виходячи із сучасних критеріїв різкого підвищення енергоефективності, зниження витрат та мінімізації впливу на навколишнє середовище, виникла потреба в розширенні наукових досліджень і розробок в теплоенергетиці. Науково-дослідні, конструкторські та проектні роботи в теплоенергетиці повинні бути націлені на створення вискоелективних і екологічно безпечних ТЕЦ з використанням прогресивних технологій та енергетичного обладнання, забезпечуючи вирішення наступних завдань: підвищення ефективності енергопостачання шляхом збільшення його надійності та зниження витрат на виробництво електроенергії; максимальне скорочення шкідливих викидів ТЕЦ в навколишнє середовище; збільшення продуктивності й поліпшення умов праці, зниження витрат на ремонтно-відновлювальні роботи

Важливими напрямками науково-технічного прогресу в теплоенергетиці є:

- створення нових поколінь енергоустановок;
- реконструкція і модернізація діючого обладнання;

- перехід від концепції продовження терміну служби обладнання до концепції управління ресурсом на базі сучасних комбінованих методів і критеріїв зі спільним урахуванням показників його надійності та ефективності;
- забезпечення необхідного рівня промислової безпеки енергетичного обладнання;
- високоефективне виробництво електроенергії і тепла на основі застосування парогазових і газотурбінних установок, технічне переозброєння і подальший розвиток теплових електростанцій для підвищення їх економічної та екологічної ефективності, надійності, маневреності та керованості;
- створення ефективних газоочисних систем;
- комплексна автоматизація устаткування ТЕЦ;

2 ДОСЛІДЖЕННЯ ХАРАКТЕРИСТИК КОТЛІВ ТА ДОПОМІЖНОГО ОБЛАДНАННЯ ТЕЦ ПАТ «ЗАПОРІЖСТАЛЬ»

2.1 Загальна характеристика об'єкта досліджень

2.1.1 Технічна характеристика котлів та допоміжного обладнання ТЕЦ ПАТ «Запоріжсталь»

Основним котельним агрегатом на ТЕЦ ПАТ «Запоріжсталь» є Котлоагрегат фірми "Рілей-Стокер" №2. *Котел «Рілей-Стокер»* - 2-х барабанний, вертикально-водотрубний з розвиненими екранними поверхнями нагріву та конвективним пучком, розташованим між верхнім та нижнім барабанами[4].

Номинальна паропродуктивність котла 110 т/год при робочому тиску в барабані 34 кг/см² та температурі перегрітої пари 395 °С.

Топка котла камерного типу об'ємом 850 м³ повністю екранована трубами діаметром 83х4мм із кроком 190,5 мм, загальна площа поверхні нагріву топки становить 616 м². Розміри топки: висота – 11,1 м, глибина – 7,63 м, ширина – 8,1 м.

Топка обладнана двома багатопаливними плоскофакельними пальниками конструкції ПТП «Укренергочермет» розташованими: котел №1 – на фронтівій стінці, котел №2 – на бічних стінках[4].

Максимальна витрата кожного пальника становить:

- 1) по доменному газу – 45000 м³/год;
- 2) по коксовому газу – 6000 м³/ч;
- 3) по природному газу – 5000 м³/ч;
- 4) по мазуту – 4350 кг/ч.

Пальник складається з двох (верхнього та нижнього) напрямних сопел, встановлених під кутом один до одного, через які подається гаряче повітря та паливо.

Доменний газ подається у верхнє повітряне сопло, оброблене шістьма перегородками на рівні частини.

Коксовий газ шістьма трубами $\varnothing 108 \times 4$ мм підводиться також до верхнього повітряного сопла всередині короба, на виході з якого поєднується з доменним газом.

Природний газ підводиться за допомогою 16 трубок $\varnothing 32$ мм із колектора $\varnothing 200$ мм у нижнє повітряне сопло.

При необхідності спалювання мазуту встановлюється мазутна паромеханічна форсунка типу «Віяло», розпорошений мазут якої спрямовується на перетин повітряних потоків верхнього та нижнього сопел пальника.

Принцип дії пальника заснований на використанні ефекту зіткнення струменів паливних та повітряних потоків, спрямованих один до одного під кутом. Зіткнення потоків призводить до утворення плоского струменя, що злився, має високий ступінь турбулізації і велику поверхню, що забезпечує інтенсивне вигорання палива в топковому обсязі топки. Регулювання подачі повітря на верхнє та нижнє сопло проводиться за допомогою електрифікованих шиберів.

Конвективний пучок.

Між верхнім і нижнім барабаном встановлені труби, що утворюють конвективний пучок, який складається з 11 рядів по 61 трубі $\varnothing 63 \times 4$ мм, 1 ряду по 48 труб і 2 рядів по 48 труб $\varnothing 83 \times 4$ мм. Загальна площа поверхні нагріву конвективного пучка становить 1672 м^2 .

Пароперегрівач.

Пароперегрівач зміювиковий, протиточний з коридорним розташуванням труб, складається з 45 зміювиків із труб $\varnothing 67 \times 4$ мм, що утворюють конвективну та радіаційну частини, загальною площею нагріву 446 м^2 .

Насичена пара з барабана котла направляєється спочатку в конвективну, а потім в радіаційну частину пароперегрівача, де перегрівається, після чого надходить у колектор перегрітої пари.

З вказаного колектора перегріта пара надходить у основні паропроводи.

Колектор пароперегрівача обладнаний трьома продувними точками: ліворуч, праворуч та в середній частині, на одній з яких встановлений електрифікований вентиль, керований вручну або автоматично з щита теплового захисту.

Регулювання температури перегрітої пари здійснюється шляхом зміни співвідношення видів палива, що спалюється, і перерозподілом повітря між верхніми і нижніми соплами пальників.

Водяний економайзер.

У конвективному газоході котла встановлений гладкотрубний водяний економайзер змійникового типу із шаховим розташуванням труб $\varnothing 38 \times 4$ мм.

З двох вихідних колекторів водяного економайзера вода з двох труб $\varnothing 108 \times 4$ мм надходить через торці верхнього барабана в розподільний колектор з отворами, розташований уздовж барабана.

Повітряпідігрівник.

Повітряпідігрівник одноходовий, виконаний із труб $\varnothing 63 \times 2$ мм загальною площею поверхні нагріву – 4088 м². Повітропідігрівник складається з 9 кубів заввишки 11,6 м, по висоті яких встановлені перегородки, що забезпечують поперечно-косе обтікання труб повітрям при русі знизу вгору. Димові гази рухаються усередині трубок зверху донизу.

Повітропідігрівник з промтеплоносієм призначений для попереднього підігріву повітря, що надходить у трубчастий повітропідігрівач. Він є пучок труб, розташований під кутом 100 до горизонталі. Нижні кінці труб поміщені в газохід та обігриваються димовими газами, верхні кінці труб поміщені у повітропровід та охолоджуються повітрям.

Газохід та повітропровід розділені між собою трубною дошкою.

Залитий в трубки конденсат обігривається димовими газами, кипить і пар, що утворюється, надходить в охолоджувану частину трубок, розташованих у повітроводі, де конденсується на більш холодних стінках, віддаючи тепло повітря, конденсат стікає вниз в обігривається частина (газохід) і весь цикл повторюється.

Повітряпідігрівник складається з 8 кубів, набраних їх електрозварювальних труб $\varnothing 32 \times 3$ мм. Довжина труб у повітряній частині – 2,4 м, у газовій – 3,6 м. Площа поверхні нагріву труб у повітряній частині 700 м², у газовій – 1020 м².

Газоходи котлоагрегату.

Димові гази з камери топки проходять послідовно фєстон, радіаційну і конвективну частини пароперегрівача, конвективний пучок, розташований між верхнім і нижнім барабаном.

Після котла димові гази прямують у газохід водяного економайзера, де рухаються зверху вниз під час руху води знизу нагору (протиток).

Після водяного економайзера димові гази прямують у газохід повітропідігрівача, де рухаються зверху вниз усередині трубок під час руху повітря в міжтрубному просторі знизу вгору. Далі димові гази омивають труби повітропідігрівача з промтеплоносієм, після чого димососом прямують у димову трубу.

Циркуляція води в котлоагрегаті.

На котлі здійснюється циркуляція за такими контурами:

- Контур окропу. З верхнього барабана по останнім по ходу газів, що найменш обігрівается поруч труб $\text{Ø } 63 \times 3 \text{ мм}$, які є опускними, котлова вода надходить у нижній барабан (4). Підйомними трубами в зазначеному контурі є: ряд із 48 труб $\text{Ø } 83 \times 4 \text{ мм}$, два ряди з 46 труб $\text{Ø } 83 \times 4 \text{ мм}$ та інші ряди труб $\text{Ø } 63 \times 3 \text{ мм}$ кип'ятільного пучка.
- Контур бокового екрану. З нижнього барабана котлова вода по 5-ти опускних трубах $\text{Ø } 83 \times 4 \text{ мм}$ надходить у нижній колектор бічного екрану. Додатково проводиться підживлення зазначеного колектора з нижнього колектора заднього екрану по 3-м трубам $\text{Ø } 83 \times 4 \text{ мм}$ з нижнього колектора фронтального екрану, по 2-м трубам $\text{Ø } 83 \times 4 \text{ мм}$.

З нижнього колектора бокового екрану вода по 40 підйомним трубам $\text{Ø } 83 \times 4 \text{ мм}$ прямує у верхній колектор, з якого пароводяна суміш по 4 трубам $\text{Ø } 83 \times 4 \text{ мм}$ надходить у верхній барабан і по 16 трубам $\text{Ø } 83 \times 4 \text{ мм}$ – у похилий далі по 14 труб $\text{Ø } 83 \times 4 \text{ мм}$ у верхній барабан.

- Контур заднього та фронтального екрану. З нижнього барабана котлова вода по 42-м опускним трубам $\text{Ø } 83 \times 4 \text{ мм}$ надходить у нижній колектор

заднього екрана, далі по 17-ти водоперепускним трубам $\text{Ø } 83 \times 4 \text{ мм}$ надходить у нижній колектор фронтального екрану.

З нижнього колектора заднього екрана вода по 41 підйомній трубі $\text{Ø } 83 \times 4 \text{ мм}$ прямує у верхній колектор заднього екрана, з якого пароводяна суміш по трьох рядах труб, відповідно: по 23 труби, 22 труби і 45 труб $\text{Ø } 83 \times 4 \text{ мм}$, що утворюють , надходить у верхній колектор фронтального та заднього екрана.

З нижнього колектора фронтального екрану вода по 43-м підйомним трубам $\text{Ø } 38 \times 4 \text{ мм}$ прямує у верхній колектор фронтального екрана, з якого пароводяна суміш по 45 труб $\text{Ø } 83 \times 4 \text{ мм}$ надходить також у верхній колектор фронтального та заднього екрану. Далі по 2-х рядах труб (48 і 46 труб у ряду) $\text{Ø } 83 \times 4 \text{ мм}$ пароводяна суміш від колектора фронтального та заднього екрану прямує у верхній барабан котла.

У верхньому барабані проводиться поділ пароводяної суміші на пару і воду за допомогою паросепараційних пристроїв, що встановлюються.

Котли ТП-150 № 4, 6, 7.

Котел типу ТП-150 – однобарабанный, вертикально-водотрубний з повністю екранованою топкою.

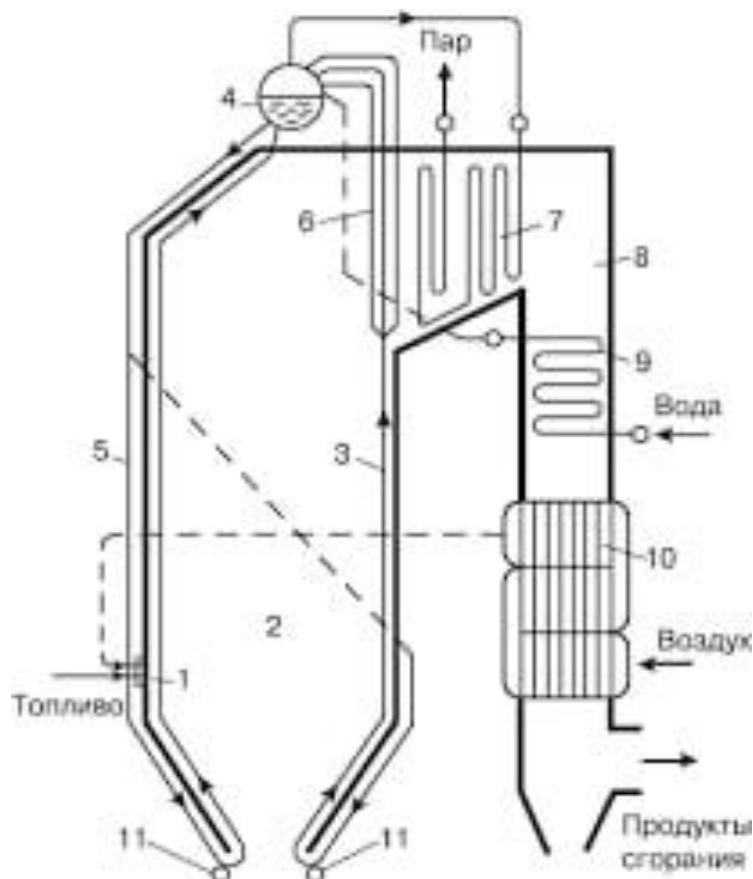


Рисунок 2.1 – Конструкція котлоагрегата.

Номінальна паропроодуктивність котла 150 т/год при робочому тиску 34 кгс/см² та температурі перегрітої пари 395 °С.

Топка котла камерного типу об'ємом 780 м³ екранована трубами Ø 83x4мм із кроком 100 мм загальною площею поверхні нагрівання 409 м².

Розмір топки: висота – 17,5 м, глибина – 7,11 м, ширина – 7,4 м. На позначці 11,0 м топка обладнана двома багатопаливними плоскофакельними пальниками конструкції ВТП «Укренергочермет», розташованих на бічних стінках топки.

Максимальна витрата кожного пальника становить:

- 1) по доменному газу 56 000 м³;
- 2) по коксовому газу 10000 м³;
- 3) по природному газу 7300 м³;
- 4) по мазуту 5000 м³.

Примітка: пальники, встановлені на котлі №№ 4, 6, 7, принципово не відрізняються від пальників, встановлених на котлах «Рілей-Стокер» №№ 1, 2.

Конвективний пучок.

Котел ТП-150 обладнаний конвективним пучком із 108 труб Ø 83x4мм, розташованим між барабаном та колектором.

Пароперегрівач.

Пароперегрівач змійовичний із коридорним розташуванням труб складається з 78 здвоєних змійовиків труб Ø 38x3,5мм загальною площею поверхні нагріву – 665 м².

Насичений пар з барабана котла по 30 труб Ø 83x4мм надходить у сухопарник, з якого направляється в 156 змійовиків пароперегрівача, де перегрівається, після чого надходить у колектор перегрітої пари.

Колектор перегрітої пари обладнаний двома продувними штуцерами: ліворуч із ручним вентилям, праворуч із електрифікованим вентилям, керованим із щита теплового захисту.

З колектора перегрітої пари пара прямує двома паропроводами в головні паропроводи.

Водяний економайзер.

У конвективній шахті котла встановлено гладкотрубний водяний економайзер змійникового типу із шаховим розташуванням труб $\text{Ø } 38 \times 3,5 \text{ мм}$ загальною площею поверхні нагрівання 1140 м^2 . Поживна вода надходить у два вхідні колектори водяного економайзера, потім по змійовиках прямує у два проміжні колектори і далі по змійовиках – у вихідні колектори.

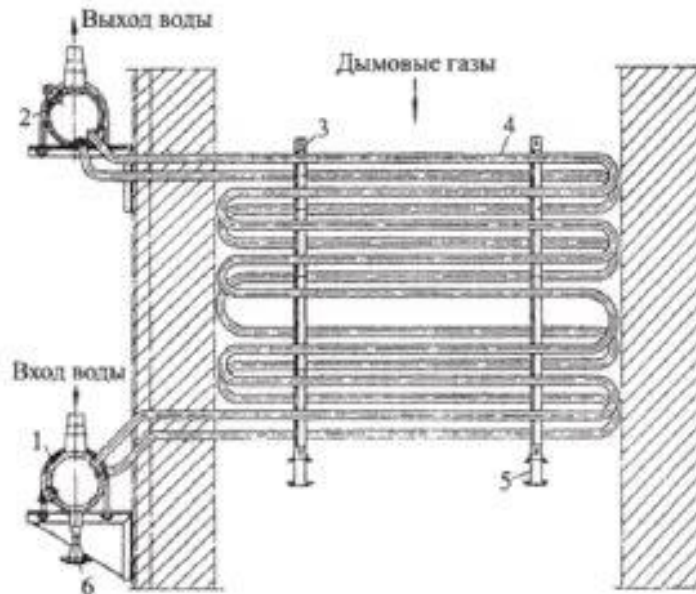


Рисунок 2.2 – Конструкція економайзера.

З вихідних колекторів водяного економайзера трубами $\text{Ø } 108 \times 4 \text{ мм}$ живильна вода надходить у чистий відсік барабана. Для здійснення пропуску води через водяний економайзер у період розпалювання та зупинки котла, між барабаном та вхідним колектором водяного економайзера встановлені дві рециркуляційні труби $\text{Ø } 57 \times 3,5 \text{ мм}$ із запірною арматурою.

Повітропідігрівник.

Повітропідігрівник по повітрі чотириходовий, виконаний з труб $\text{Ø } 51 \times 1,5 \text{ мм}$ та $\text{Ø } 41 \times 1,5 \text{ мм}$ загальною площею поверхні нагріву 6040 м^2 .

Повітропідігрівник складається з двох секцій, між якими встановлено компенсатор, що забезпечує теплове розширення повітропідігрівача. Нижня секція складається з двох частин: нижня частина труб $\text{Ø } 41 \times 1,5 \text{ мм}$ заввишки 2 м , верхня частина із труб $\text{Ø } 51 \times 1,5 \text{ мм}$ з висотою $2,5 \text{ м}$. Верхня секція складається з труб $\text{Ø } 51 \times 1,5 \text{ мм}$. У кожній секції встановлена перегородка, що забезпечує 2 ходи

зовнішнього поперечного обтікання трубок повітрям при русі знизу вгору. Димові гази рухаються усередині трубок зверху донизу.

Газохід котлоагрегату.

Котел має П-подібне компонування. Димові гази з камери згоряння проходить через фестон, утворений з труб заднього екрана, розведених в 4 ряди, конвективний пучок з 3-х рядів по 36 труб і пароперегрівач.

Потім димові гази надходять у конвективну шахту, де послідовно проходять газоходи водяного економайзера та повітропідігрівача, після чого димососами прямують у димову трубу.

Сепараційні пристрої.

Котел виконаний за схемою двоступінчастого випаровування. Для цього водяний простір барабана розділено поперечними перегородками на чистий відсік (середня частина барабана) та два солоних відсіки, розташовані по торцях барабана.

Нижні та верхні колектори бічних екранів за допомогою перегородок розділені на передню та задню частину.

У першу ступінь випаровування включені фронтний, задній, передня частина бічних екранів та конвективний пучок; у другий ступінь задня частина бічних екранів.

Поживна вода після водяного економайзера надходить у чистий відсік барабана котла.

З чистого відсіку барабана, через переливні труби $\varnothing 159 \times 4,5$ мм, що є в перегородках, котлова вода надходить в солоні відсіки. Безперервне продування здійснюється із солоних відсіків. Пароводяна суміш конвективного пучка надходить у водяний об'єм чистого відсіку барабана котла. Пароводяна суміш від фронтного, заднього та бічних екранів надходить у циклони, розташовані в чистому та солоних відсіках барабана котла, де здійснюється груба сепарація пари. Більш тонка сепарація пари проводиться у жалюзійних сепараторах, встановлених на циклонах. Пар із солоних відсіків, пройшовши через вікно в перегородках, надходить у чистий відсік.

З чистого відсіку пара проходить перфорована стеля, де здійснюється додаткова сепарація його, і через 30 трубок прямує до сухопарника.

Циркуляція води в котлі здійснюється за такими контурами:

- Контур фронтального екрана. З чистого відсіку барабана котлова вода по 8 опускних труб $\varnothing 108 \times 5$ мм надходить у нижній колектор фронтального екрана, потім рухається вгору по 72 підйомних труб $\varnothing 83 \times 4$ мм, з яких пароводяна суміш прямує в чистий відсік барабана котла.
- Контур заднього екрана. З чистого відсіку барабана котлова вода по 5 опускних трубах з лівої та 5 опускних труб з правої сторони $\varnothing 108 \times 5$ мм надходить відповідно до лівого та правого вертикального колектора. У зазначені колектори надходить також дренаж із сухопарника по 6 труб $\varnothing 83 \times 3,5$ мм. З вертикальних колекторів котлова вода по 10 трубам $\varnothing 108 \times 5$ мм надходить у нижній колектор заднього екрана, потім рухається вгору по 72 підйомних труб $\varnothing 83 \times 4$ мм, з яких пароводяна суміш прямує в чистий відсік барабана котла.
- Контур переднього бокового екрана. З чистого відсіку барабана котлова вода по 3 опускних трубах $\varnothing 83 \times 4$ мм надходить у передню частину кожного нижнього колектора бічного екрана, потім по підйомних трубах $\varnothing 83 \times 4$ мм прямує в передню частину верхнього колектора бічного екрана, з якого по 3 трубах 5 м пароводяна суміш надходить у чистий відсік барабана котла.
- Контур заднього бокового екрана. З солоного відсіку барабана котлова вода по 8 опускних трубам $\varnothing 83 \times 4$ мм надходить у задню частину кожного нижнього колектора бічного екрана, потім по підйомним трубам $\varnothing 83 \times 4$ мм прямує в задню частину верхнього колектора бічного екрана, з якого по 13 трубам пароводяна суміш надходить у солоні відсіки барабана котла.
- Контур конвективного пучка. З чистого відсіку барабана котлова вода по 8 опускних труб $\varnothing 159 \times 6$ мм надходить у нижній колектор

конвективного пучка, потім рухається вгору по 108 підйомних труб \varnothing 83x4мм, з яких пароводяна суміш прямує в чистий відсік барабана котла.

3) Котел ПК-8 №5

Котел типу ПК-8 однобарабанний, вертикально-водотрубний з повністю екранованою топкою.

Номінальна паропроодуктивність котла 150 т/год при робочому тиску 34 кгс/см² та температурі перегрітої пари 420 °С.

Топка котла камерного типу об'ємом 765 м³ екранована трубами \varnothing 83x4мм із кроком фронтального та заднього екранів – 100 мм, бічних екранів – 130 мм загальною площею поверхні нагрівання 470 м².

Розмір топки: висота – 16,95 м, глибина – 6,75 м, ширина – 7,0 м. На позначці 11,0 м топка обладнана багатопаливними плоскофакельними пальниками конструкції ВТП «Укренергочермет», розташованих на бічних стінках топки, характеристика яких аналогічна пальникам, встановленим на котлах ТП-150 №№ 4, 6, 7.

Конвективний пучок.

Котел ПК-8 обладнаний конвективним пучком із 108 труб \varnothing 83x4мм, розташованим між барабаном та колектором.

Пароперегрівач.

Пароперегрівач зміювичний із коридорним розташуванням труб складається з 86 здвоєних зміювиків труб \varnothing 38x3,5мм загальною площею поверхні нагрівання 590 м².

Насичений пар з барабана котла по 13 трубам \varnothing 159x4,5мм надходить на сухопарник, з якого йде в 172 зміювика пароперегрівача, потім надходить на колектор перегрітої пари. Колектор перегрітої пари обладнаний двома продувними штуцерами: ліворуч із ручним вентилям, праворуч із електрифікованим вентилям, керованим із щита теплового захисту. З колектора перегрітої пари по 8 пароперепускним трубам \varnothing 133x6мм перегріта пара прямує в паросбірний колектор, з якого по двох паропроводах надходить до головних паропроводів.

Водяний економайзер.

У конвективній шахті котла встановлено гладкотрубний водяний економайзер змійникового типу із шаховим розташуванням труб $\varnothing 38 \times 3,5$ мм загальною площею поверхні нагрівання 1400 м². Поживна вода надходить у два вхідні колектори водяного економайзера. Потім по змійовикам поживна вода прямує у два проміжні колектори, з яких по змійовиках надходить у два вихідні колектори водяного економайзера. Далі по 44 трубам $\varnothing 38 \times 3,5$ мм живильна вода надходить у чистий відсік барабана. Для здійснення пропуску води через водяний економайзер у період розпалювання та зупинки котла між барабаном та вхідними колекторами встановлені дві рециркуляційні труби із запірною арматурою.

Повітропідігрівник.

Повітропідігрівник по повітрям триходовий виконаний із труб $\varnothing 51 \times 1,5$ мм загальною площею поверхні нагрівання 5712 м². Повітропідігрівник складається з двох секцій, між якими встановлено компенсатор, що забезпечує теплове розширення повітропідігрівача. Нижня секція складається з двох частин: висота нижньої частини – 2 м, верхньої – 2,4 м. Димові гази рухаються усередині трубок зверху вниз.

Газоходи котла ПК-8 №5 виконані аналогічно до газоходів котлів ТП-150 №№ 4, 6, 7.

Сепараційні пристрої.

Котел виконаний за схемою двоступінчастого випаровування. Для цього водяний простір барабана розділено поперечними перегородками на чистий відсік (середня частина барабана) та два солоних відсіки, розташовані по торцях барабана.

Нижні та верхні колектори бічних екранів за допомогою перегородок розділені на три частини: середня частина – чистий відсік, крайні частини – солоні відсіки. У першу ступінь випаровування включені фронтний, задній, середня частина бічних екранів та конвективний пучок; на другий ступінь – крайні частини бічних екранів.

Поживна вода після водяного економайзера надходить у чистий відсік барабана котла. З чистого відсіку барабана через переливні труби $\varnothing 159 \times 4,5$ мм котлова вода надходить у солоні відсіки. Безперервне продування здійснюється із солоних відсіків. Пароводяна суміш від фронтного, заднього, середньої частини бічних екранів та конвективного пучка надходить у чистий відсік барабана.

Чистий відсік барабана обладнаний зануреним дірчастим щитом та пароприймальною стелею. Занурений дірчастий щит обладнаний гідрозатвором висотою 150 мм, під який підводиться пароводяна суміш від фронтного, а також живильна вода після водяного економайзера. Пароводяна суміш від конвективного пучка підводиться вище зануреного щита у водяний об'єм чистого відсіку, де встановлені відбійні щілинні щити.

Пароводяна суміш від крайніх частин бічних екранів надходить у внутрішньобарабанні циклони Ду-250мм, які розташовані в сольових відсіках барабана (по 5 циклонів у кожному відсіку), де проводиться груба сепарація пари.

Більш тонка сепарація пари проводиться в жалюзійному стелі, встановленому над кожною групою з 5 циклонів. Далі пара із солоних відсіків через отвори в перегородках надходить у чистий відсік. Додаткова сепарація пари з чистого та солоного відсіків проводиться у жалюзійному сепараторі висотою 80мм, встановленого перед пароприймальним стелею.

З чистого відсіку пара по 13 труб $\varnothing 159 \times 4,5$ мм прямує в сухопарник.

Циркуляція води в казані.

З чистого відсіку барабана котлова вода по 22 трубам $\varnothing 83 \times 4$ мм надходить у вертикальні колектори, розташовані ліворуч та праворуч, з яких прямує в наступні контури:

- Контур переднього екрану. З кожного вертикального колектора котлова вода по 4 опускних трубах $\varnothing 108 \times 5$ мм надходить у нижній колектор фронтного екрана, потім рухається вгору по 71 підйомній трубі $\varnothing 83 \times 4$ мм зазначеного екрану, з якого пароводяна суміш прямує під вантажний щит чистого відсіку.

- Контур заднього екрану. З кожного вертикального колектора котлова вода по 4 опускних трубах $\text{Ø } 108 \times 5 \text{ мм}$ надходить у нижній колектор заднього екрану, потім рухається по 71 підйомній трубі $\text{Ø } 83 \times 4 \text{ мм}$ зазначеного екрану, з яких пароводяна суміш прямує під підвантажений щит чистого відсіку.
- Контур середньої частини бокового екрану. З кожного вертикального колектора котлова вода по 2 опускних трубах $\text{Ø } 108 \times 5 \text{ мм}$ надходить у середню частину колектора бічного екрану, потім рухається вгору по 17 підйомних трубах $\text{Ø } 83 \times 4 \text{ мм}$ зазначеного екрану, з яких пароводяна суміш прямує під підвантажений щит чистого.
- Контур конвективного пучка. З чистого відсіку барабана котлова вода по 24 труб $\text{Ø } 83 \times 4 \text{ мм}$ надходить і проміжний колектор живлення конвективного пучка, потім по 14 опускних труб $\text{Ø } 108 \times 5 \text{ мм}$ в колектор конвективного пучка, далі рухається вгору по 108 підйом суміш прямує над занурений щит чистого відсіку барабана.
- Контур крайньої частини бокового екрану. З солоного відсіку барабана котлова вода по 2 опускних трубах $\text{Ø } 83 \times 4 \text{ мм}$ надходить у крайню частину бічного екрану, далі рухається вгору по 18 підйомних труб $\text{Ø } 83 \times 4 \text{ мм}$, з яких пароводяна суміш прямує в солоний відсік барабана.

4) Тягодуті установки.

Димосос.

На котлоагрегаті № 2 встановлено один, а на решті котлів – по два димососи двостороннього всасу. Регулювання продуктивності димососів здійснюється автоматично або дистанційно з щита керування котла, а також вручну з майданчика димососів за допомогою шибєрів, встановлених на всмоктуванні димососів. В аварійних випадках димососи можуть бути зупинені аварійною кнопкою, розташованою за місцем їх встановлення. На димососах котлів №№ 4-7 встановлені підшипники ковзання з роз'ємними корпусами, вкладишами, що

самовстановлюються, кільцевим мастилом і водяним охолодженням масляної ванни за допомогою змійовиків, опущених в нижню частину корпусу підшипника.

Примітка: на котлах №№ 1, 2 водяне охолодження масляної ванни здійснюється за допомогою водяної сорочки верхнього та нижнього вкладиша підшипника. З боку електродвигуна встановлений опорноупорний підшипник, а другий - завзятий.

Коротка технічна характеристика димососів наведена у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Коротка технічна характеристика димососів

Найменування	Од. вимірювання	Величини	
		Котел №1-2	Котли №4-7
1. Завод-виробник		фірма "Грін", США	Подільський завод ім. Орджонікідзе
2. Тип		-	Д 300/400
3. Подання	м3/год	370000	300000
4. Натиск	кгс/м2	368	400
5. Потужність електродвигуна	кВт	630	630
6. Частота обертання	про/хв	735	740
7. Напруга	В	6000	6000
8. Кількість на котел	шт.	1	2

Дутьові вентилятори.

На всіх котлах встановлені по два консольні вентилятори одностороннього всасу.

Регулювання продуктивності вентилятора здійснюється дистанційно або автоматично з щита машиніста котла, а також вручну з майданчика вентиляторів за допомогою направляючого апарату, встановленого на всах вентилятора.

Коротка технічна характеристика вентиляторів наведена у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Коротка технічна характеристика вентиляторів

Найменування	Од. вимірювання	Величини	
		Котли №1,2	Котли №4-7
1. Завод-виробник		Подільський завод ім. Орджонікідзе	
2. Тип		ВД 15,5	ВД 15,5
3. Подання	м3/год	96000	96000
4. Натиск	кгс/м2	650	650
5. Потужність електродвигуна.	кВт	315	315
6. Частота обертання	про/хв	990	990
7. Напруга	В	6000	6000
8. Кількість на котел	шт.	2	2

Охолодження підшипників та технологічні блокування.

Охолодження підшипників димососів та вентиляторів проводиться технічною водою, що подається насосами технічної води №1 та №2, встановленими у турбінному цеху, у баки технічної води №1 та №2, розташовані на майданчику димососів.

5) Дробеструмні установки котлів №№ 2, 4-7.

Дробеструмні установки призначені для періодичного очищення конвективних поверхонь нагріву вільним падінням дроби округлої форми розміром 3-5 мм.

Основними вузлами дробеструмної установки є:

1) вузол підйому дроби, в який входить дробовловлювач, живильник дроби, повітряний ежектор і підйомний дробопровід;

2) вузол розподілу дроби, в який входить розподільник з конічною мигалкою та розкидач;

3) вузол збору дроби, до якого входить труба для відвіювання золи, мигалка на виході з короба та бункер дроби.

На котлі передбачено два контури циркуляції дробу з нижнім зберіганням, у кожному контурі встановлено по два розкидачі. Під тиском компресорного повітря через змішувач Вентурі, розташований під живильником дробу, здійснюється пневмотранспорт дробу. Дроб, піднятий нагору конвективної шахти, прямує в газохід і розкидається по всьому перерізу газоходу. Кожна дробинка багаторазово бере участь у процесі очищення, оббиваючи золу з поверхні нагрівання. Відпрацьований дріб збирається в бункерах під шахтою і знову піднімається нагору. Кількість дробу, необхідне роботи одного контуру – 500 кг.

Включення дробоструминної установки проводиться одночасно по двох контурах, після обдування пароперегрівача.

б) Фосфатування котлової води.

Метою фосфатування котлової води є попередження утворення кальцієвого накипу шляхом введення тринатрійфосфату або гексаметафосфату, наявність якого сприяє утворенню неприкипаючого шламу, що видаляється продуванням.

Установка для приготування та дозування фосфатного розчину складається з наступних елементів:

- 1) бак для виготовлення розчину фосфату ємністю 3 м³, розташованого в хімцеху;
- 2) два фосфатні насоси хімцеху 2 ½ НФ;
- 3) роздавальний бак ємністю 8 м³, розташований біля котла №7;
- 4) чотири видаткові бачки для котлів №№ 2, 4-7;
- 5) п'ять дволунжерних насосів-дозаторів типу НД-80/60 (подача – 80 л/год); напір – 60 кгс/см²) з електродвигунами потужністю 1 кВт, частотою обертання 1410 об/хв;
- б) сім дозаторів, по одному на котел, для подачі розчину фосфату в котел без включення насосів-дозаторів.
- 7) Паропроводи казанів.

Перегріта пара від котлоагрегату № 2 прямує паропроводом, на якому послідовно встановлені: головна парова засувка, термопара, вимірювальна шайба, штуцер з двома вентилями і дренажем на сифон. Потім паропровід від кожного із

зазначених котлів розгалужується на два паропроводи, якими пара підводиться у верхній і нижній головні паропроводи.

Перегріта пара від котлів №№ 4-7 за двома паропроводами, у кожному з яких встановлені головна парова засувка, термопара та вимірювальна шайба, прямує у верхній та нижній головні паропроводи.

Перед підключенням до головних паропроводів встановлені засувки гострої пари з байпасами, перед якими дренажі врізані.

Головні паропроводи розділені електрифікованими засувками на секцію №1 ліворуч та секцію №2 праворуч.

8) Газопроводи природного газу (чорт.).

Природний газ надходить від ГРП-П в газопровід котельні діаметром 820x9мм по двох газопроводах діаметром 630x9мм.

Підведення природного газу до котлоагрегату №2 виконано по газопроводу діаметром 358x8мм, на якому послідовно встановлені: дві засувки ПГ-21 і ПГ-22 з продувним трубопроводом з двома засувками між ними, продувний трубопровід з двома засувками після засувки ПГ-22, вимірювальна шайба, штуцер із краном на тепловий захист, відсічний клапан змінного струму, засувка та штуцер із краном для виміру тиску. Потім газопровід розгалужується на два газопроводи діаметром 219x6мм, якими газ підводиться до пальників. На газопроводі діаметром 219x6мм до кожного пальника встановлені: продувний трубопровід, штуцер з вентилям для відбору проб, електрифікована та ручна засувки з трубопроводом безпеки між ними розпалювальний байпас діаметром 57x3,7мм із двома засувками для подачі газів при розпалюванні котла.

Підведення природного газу до котлоагрегату №4 виконано по газопроводу діаметром 377x10мм, на якому послідовно встановлені дві засувки ПГ-41 та ПГ-42 з продувним трубопроводом та відгалуженням на різання металу між ними, продувний трубопровід після засувки ПГ-42 вимірювальна шайба, шту на тепловий захист, відсічні клапани постійного та змінного струму, регулюючий дросель, електрифікована засувка ПГ-43 і штуцер з краном для виміру тиску, потім

газопровід розгалужується на два газопроводи, по яких газ підводиться до пальників.

Підведення природного газу до котлоагрегату №5 виконано по газопроводу діаметром 377x10мм, на якому послідовно встановлені дві засувки ПГ-51 і ПГ-52 з продувним трубопроводом між ними, продувний трубопровід після засувки ПГ-52, вимірювальна шайба, шту на тепловий захист, відсічний клапан змінного струму, регулюючий дросель, електрифікований засувка ПГ-53, відсічний клапан постійного струму та штуцер з клапаном для виміру тиску. Потім газопровід розгалужується на два газопроводи, якими газ підводиться до пальників.

На газопроводі до кожного пальника встановлені: штуцер з краном для відбору проб на аналіз, продувний трубопровід, електрифікована та ручна засувки з трубопроводом безпеки між ними та розпалювальний байпас діаметром 57x3,5мм із двома засувками для подачі газу до пальника при розпалюванні котла.

Підведення природного газу до котлоагрегату №6 виконано по газопроводу діаметром 377x10мм, на якому послідовно встановлені: дві засувки ПГ-61 та ПГ-62 з продувним трубопроводом між ними, продувний трубопровід після засувки ПГ-62, вимірювальна шайба, штуцер з краном на теплову, відсічний клапан змінного струму, регулюючий дросель, відсічний клапан постійного струму, електрифікована засувка ПГ-63 та штуцер з краном для виміру тиску. Потім газопровід розгалужується на два газопроводи, якими газ підводиться до пальників. На газопроводі до кожного пальника встановлено: продувний трубопровід, штуцер з краном для відбору проб на аналіз, електрифікована та ручна засувки з трубопроводом безпеки між ними та розпалювальний байпас діаметром 57x3,5мм з двома засувками для подачі газу до пальника під час розпалювання котла.

Підведення природного газу до котлоагрегату №7 виконано по газопроводу діаметром 377x10мм, на якому послідовно встановлені: дві засувки ПГ-71 і ПГ-72 з продувним трубопроводом і відгалуженням на різання металу між ними, продувний трубопровід після засувки ПГ-72 вимірювальна шайба з відгалуженням на різання металу турбінного цеху, штуцер із краном на тепловий захист, відсічний

клапан змінного струму, дросель регулюючий, відсічний клапан постійного струму, штуцер із вентиляем, електрифікована засувка ПГ-73 та штуцер із краном для виміру тиску. Потім газопровід розгалужується на два газопроводи, якими газ підводиться до пальників. На газопроводі до кожного пальника встановлено: продувний трубопровід,

Для продування повітрям перед ремонтом газопроводу природного газу котельні на продувному газопроводі перед правим пальником передбачений штуцер із заглушкою для підключення стисненого повітря.

9) Газопроводи коксового газу.

Подача коксового газу в колектор котельні проводиться за наступним введенням:

1) від газопроводу з коксохімзаводу, на якому розташовані засувка, заглушка (очко) Шмідта та вимірювальна шайба;

2) з відгалуження газопроводу коксового газу на ДСС, на якому розташовані засувка, заглушка (очко) Шмідта, вимірювальна шайба, засувка КГ-8 з продувними трубопроводами СКГ-0 і СКГ-01 відповідно до і після засувки КГ-8.

Від колектора котельні проводиться подача коксового газу до кожного газу.

Підведення коксового газу до котлоагрегату №2 виконане по газопроводу Ду-450мм, на якому послідовно встановлені: засувка КГ-21, продувний трубопровід із засувкою СКГ-2, штуцер із краном на тепловий захист, штуцер із краном для виміру тиску до дроселя, вимірювальна шайба, відсічний клапан постійного струму та електрифікована засувка КГ-22. Потім газопровід приєднується до колектора коксового газу, розташованого перед пальниками, який врізані наступні трубопроводи:

1) штуцер із краном для виміру тиску коксового газу в колекторі після дроселя;

2) газопровід на кожному з двох пальників з двома засувками та трубопроводами безпеки між ними (у т.ч. безпосередньо перед пальниками встановлені КГ-23, КГ-24, КГ-25, КГ-26);

3) трубопровід із засувкою на водовідвідник ВК-2;

4) паропровід тиском 17 кгс/см² для пропарювання газопроводу.

Підведення коксового газу до котлоагрегату №4 виконано по газопроводу Ду-400мм, на якому послідовно встановлені: засувка КГ-41, продувний трубопровід із засувкою СКГ-4, штуцер із краном для виміру тиску до дроселя, вимірювальна шайба, електрифікована засувка КГ-42, штуцер із краном на тепловий захист, відсічний клапан змінного струму, врізання паропроводу тиском 17 кгс/см² для пропарювання, штуцер із вентилям для вимірювання тиску після дроселя. Потім газопровід приєднується до колектора коксового газу, розташованого перед пальниками, який врізані наступні трубопроводи:

1) газопровід ліворуч, яким коксовий газ підводиться до лівого пальника з двома засувками КГ-43, КГ-44 і трубопроводом безпеки між ними;

2) газопровід праворуч, яким коксовий газ підводиться до правого пальника з двома засувками КГ-45, КГ-46 і трубопроводом безпеки між ними;

3) трубопровід із вентилям на водовідвідник ВК-4;

4) паропровід тиском 17 кгс/см² для пропарювання газопроводу, врізання якого виконані між засувками КГ-43 та КГ-44, КГ-45 та КГ-46, а також у підвідний газопровід.

Підведення коксового газу до котлоагрегату №5 виконано по газопроводу Ду-350мм, на якому послідовно встановлені: засувка КГ-51, продувний трубопровід із засувкою СКГ-5, фланцеві з'єднання для установки заглушки, продувний трубопровід із засувкою, штуцер з краном для вимірювання тиску дроселя, штуцер з краном на тепловий захист, вимірювальна шайба, електрифікована засувка КГ-52, клапан відсіку змінного струму, дросель регулюючий, відсічний клапан постійного струму. Потім газопровід приєднується до колектора коксового газу, розташованого перед пальниками, який врізані наступні трубопроводи:

1) газопровід ліворуч, яким коксовий газ підводиться до лівого пальника з двома засувками КГ-53, КГ-54 і трубопроводом безпеки між ними;

2) газопровід праворуч, яким коксовий газ підводиться до правого пальника з двома засувками КГ-55, КГ-56 і трубопроводом безпеки між ними;

- 3) штуцер із краном для виміру тиску після дроселя;
- 4) трубопровід із засувкою на водовідвідник ВК-5;
- 5) паропровід тиском 17 кгс/см² для пропарювання газопроводу, врізання якого виконані між засувками КГ-53 та КГ-54, а також КГ-55 та КГ-56.

Підведення коксового газу до котлоагрегату №6 виконано по газопроводу Ду-400мм, на якому послідовно встановлені: засувка КГ-61, продувний трубопровід із засувкою СКГ-6, штуцер із краном на тепловий захист, штуцер із краном для виміру тиску до дроселя, вимірювальна шайба, відсічний клапан змінного струму, регулюючий дросель, електрифікована засувка КГ-62 і відсічний клапан постійного струму. Потім газопровід приєднується до колектора коксового газу, розташованого перед пальниками, який врізані наступні трубопроводи:

- 1) газопровід ліворуч, яким коксовий газ підводиться до лівого пальника з двома засувками КГ-63, КГ-64 і трубопроводом безпеки між ними;
- 2) газопровід праворуч, яким коксовий газ підводиться до правого пальника з двома засувками КГ-65, КГ-66 і трубопроводом безпеки між ними;
- 3) трубопровід із засувкою на водовідвідник ВК-6;
- 4) паропровід тиском 17 кгс/см² з двома врізками для пропарювання газопроводу.

Підведення коксового газу до котлоагрегату №7 виконано по газопроводу Ду-400мм, на якому послідовно встановлені: засувка КГ-7, продувний трубопровід із засувкою СКГ-7, вимірювальна шайба, штуцер з краном на тепловий захист, штуцер з краном для вимірювання тиску до дроселя, відсічний клапан постійного струму, регулюючий дросель, електрифікована засувка КГ-72, відсічний клапан змінного струму та штуцер з краном для виміру тиску після дроселя. Потім газопровід приєднується до колектора коксового газу, розташованого перед пальниками, який врізані наступні трубопроводи:

- 1) газопровід ліворуч, яким коксовий газ підводиться до лівого пальника з двома засувками КГ-73, КГ-74 і трубопроводом безпеки між ними;

2) газопровід праворуч, яким коксовий газ підводиться до правого пальника з двома засувками КГ-75, КГ-76 і трубопроводом безпеки між ними;3) трубопровід із засувкою на водовідвідник ВК-7;

10) Газопроводи доменного газу.

Подача доменного газу в цеховий газопровід котельні Ду-2500мм, розташований на даху, здійснюється за такими введеннями:

1) основний, на якому розташовані вимірювальна шайба, засувка М-9 та гідрозатвор у комплекті з водовідвідником ВД-01;

2) перший і другий вводи, на яких розташовані електрифіковані засувки, відповідно, М-10 та М-11, продувні трубопроводи та вимірювальні шайби.

Примітка: засувки М-9, М-10 та М-11 обслуговуються персоналом газового цеху.

Газопроводи доменного газу котлоагрегату №2.

З цехового газопроводу котельної газ надходить у колектор доменного газу котлів №1-2 Ду-2450мм, на якому встановлено продувальні трубопроводи із засувками СД-02, СД-03 і з якого виконано підведення до водовідвідників ВД-02 та ВД-03 .

З колектора доменного газу котлоагрегату №2 підведення до котла №2 виконано по газопроводу Ду-1400мм, на якому встановлені: секторна засувка, продувний трубопровід із засувкою СД-2А, штуцер із краном для виміру тиску до дроселя, штуцер з краном на тепловий захист, вимірювальна шайба, дросель регулюючий та відсічний клапан змінного струму. Потім газопровід приєднується до колектора доменного газу, розташованого перед пальниками, з якого газ спрямовується на ліву та праву пальника. На газопроводі перед кожним пальником встановлені: відсічний клапан постійного струму, паропровід для пропарювання та електрифікований шибер. У колектор доменного газу перед пальниками врізані такі трубопроводи:

1) трубопровід із двома засувками на водовідвідник ВД-2;

2) паропровід із засувкою для пропарювання газопроводу;

3) штуцер із краном для виміру тиску після дроселя.

Газопроводи доменного газу котлоагрегатів №№4-7.

З цехового газопроводу котельної газ газопроводом Ду-2000 мм підводиться до колектора доменного газу котлів №№ 2,4 Ду-1600 мм, на якому встановлено: продувні трубопроводи ліворуч із засувкою СД-05 та праворуч із засувкою СД-07, штуцер для виміру тиску (прилад розташований у кабінеті начальника зміни), трубопроводи з двома засувками на водовідвідники ВД-04 та ВД-05.

З колектора доменного газу котлів №№ 4-7 підведення газу до кожного котла виконано по газопроводу Ду-1600мм, на якому встановлені: секторна засувка, продувний трубопровід із засувкою, штуцер із краном для виміру тиску до дроселя, штуцер із краном на тепловий захист, вимірювальна шайба, відсічний клапан змінного струму та регулюючий дросель. Потім газопровід приєднується до колектора доменного газу перед пальниками Ду-2450мм, який врізані наступні трубопроводи:

- 1) паропровід для пропарювання газопроводу;
- 2) трубопровід з вентиляем на водовідвідник зліва (тільки на казані №4);
- 3) штуцер із краном для виміру тиску після регулюючого дроселя;
- 4) газопровід до лівого пальника, на якому встановлені: електрифікована засувка, відсічний клапан постійного струму, паропровід для пропарювання газопроводу, трубопровід із засувкою на лівий водовідвідник (на котлі №5 врізання виконано до відсічного клапана) та електрифікований шиббер;
- 5) газопровід до правого пальника обладнаний аналогічно.

11) Мазутопроводи.

Мазут на мазутонасосній по двох мазутопроводах прямує в подають мазутопроводи №1 і №2, розташовані в котельному цеху №1 ТЕЦ, паралельно яким встановлено мазутопровід рециркуляції на вході подають мазутопроводів №1 і №2 (біля котла №7) встановлені відповідно -1 та МН-2. Для створення рециркуляції мазуту повз подають мазутопроводів №1 і №2 передбачені перемички з вентилями, врізання яких виконані перед засувками МН-1, МН-2, що подають мазутопровід і після засувки МР-4 на мазутопроводі рециркуляції. На вході

кожного з мазутопроводів, що подають, розташовані вимірювальна шайба і манометр, а на виході (біля котла №1) – засувки МН-3 і МН-4, після яких обидва зазначені мазутопроводи приєднані до мазутопроводу рециркуляції, де встановлено регулюючий клапан (РД),

Паралельно мазутопроводам, що подають, встановлені наступні трубопроводи:

1) трубопровід видування мазуту, в який спрямовується замащена вода після очищення парю мазутопроводів кожного котла від залишків мазуту;

2) паропровід, яким проводиться подача пари в форсунки на розпил мазуту від колектора пари тиском 17 кгс/см².

3) конденсатопровід, в який спрямовується невикористана у форсунках пара для розпилу мазуту.

Паромазутопроводи котла №2.

Мазут від обох подавальних мазутопроводів через вентилі МН-21 і МН-22 направляється в прямий мазутопровід котла, на якому встановлені: електрифікована засувка МН-23, відсічний клапан з електроприводом постійного струму, вимірювальна шайба, регулюючий клапан, манометр, відгалуження електрифікованою засувкою, ручним вентилям та манометром, відгалуження на лівий пальник з електрифікованою засувкою, ручним вентилям та манометром. На зворотному мазутопроводі встановлені: електрифікована засувка МР-21 та вентиль МР-23, після якого зворотний мазутопровід врізається в мазутопровід рециркуляції. Після електрифікованої засувки МР-21 встановлено перемичку з вентилям МР-22 між зворотним мазутопроводом котла та трубопроводом видування мазуту.

Пар від загального паропроводу на розпил мазуту по паропроводу надходить до форсунок котла №2, на якому встановлені: вентиль П-21 зі зворотним клапаном, перемичка з двома вентилями між паропроводом та прямим мазутопроводом, відгалуження на розпил мазуту правого пальника з вентилям, зворотним клапаном та манометром, перемичка на продування форсунки лівого пальника з електрифікованою засувкою, двома вентилями та зворотним клапаном,

відгалуження на розпил мазуту лівого пальника з вентиляем, зворотним клапаном та манометром, вентиля П-24 та П-25, після яких паропровід врізається в конденсатний кол.

Паромазутопроводи котлів №№ 4-7.

Паромазутопроводи котлів №4-7 принципово не відрізняються від паромазутопроводів котла №2 за винятком послідовності встановленої арматури, а саме:

- 1) на прямих мазутопроводах котлів №4-7 після електрифікованих засувок встановлені вимірювальні шайби, регулюючі та відсічні клапани;
- 2) на зворотному мазутопроводі котла №7 перед електрифікованою засувкою МР-71 додатково встановлено вентиль.

Характеристика палива, що стискається.

У топках котлів спалюється разом доменний, коксовий, природний газ та мазут.

Доменний газ.

Доменний газ є побічним продуктом, що утворюється у процесі роботи доменної печі.

Склад доменного газу та його калорійність непостійні і залежать від ходу доменної печі, якості та кількості матеріалів, що завантажуються. Середній склад доменного газу (за обсягом):

- окис вуглецю CO-30%;
- водень H₂-3%;
- азот N₂-57%;
- вуглекислий газ CO₂-10%.
- горючими елементами доменного газу є окис вуглецю та водень.

Нижча теплота згоряння доменного газу коливається не більше 950-1100 ккал/м³.

Для спалювання одного м³ доменного газу потрібно в середньому 0,8 м³ повітря. Щільність доменного газу становить 1,3 кгс/м³. Полум'я доменного газу слабке. Температура горіння теоретична – 1500 °С. Доменний газ сильно отруйний,

вибухонебезпечний. Нижня межа вибуховості 40-53% газу газоповітряної суміші, верхня межа 65-73%. Тиск доменного газу газопроводах ТЕЦ коливається не більше 300-1300 кгс/м².

Коксовий газ.

Коксовий газ є побічним продуктом коксування вугілля в процесі коксової печі.

Середній склад коксового газу (за обсягом):

водень H₂-63%;

метан CH₄-25,5%;

важкі вуглеводні C_mH_n-2,5%;

окис вуглецю CO-5,3%;

вуглекислий газ CO₂-1,8%;

азот N₂-1,9%.

Горючими елементами коксового газу є водень, метан, важкі вуглеводні та окис вуглецю. Найнижча теплота згоряння коксового газу становить 4330 ккал/м³. Для спалювання одного м³ коксового газу потрібно 4,5 м³ повітря. Щільність коксового газу становить 0,42 кг/м³. Полум'я коксового газу яскраво-солом'яного кольору, теоретична температура горіння 2100 °С.

Коксовий газ отруйний, вибухонебезпечний. Нижня межа вибуховості – 5% газу газоповітряної суміші, верхня межа – 30%. Тиск коксового газу газопроводах ТЕЦ коливається не більше 350-600 кгс/м².

Природний газ.

Склад природного газу (за обсягом):

- метан CH₄ – 90 %;
- етан C₂H₆ – 3 %;
- важкі вуглеводні C_mH_n - 1,3 %;
- вуглекислий газ CO₂ - 0,3 %;
- азот N₂ - 5,2 %;
- кисень O₂ - 0,2 %.

Горючими елементами газу є: метан, етан, важкі вуглеводні. Нижча теплота згоряння газу становить 8400 ккал/нм³. Для спалювання одного м³ газу потрібно 9,5 м³ повітря. Щільність газу 0,79 кгс/м³. Теоретична температура горіння газу – 2100 °С. Нижня межа вибуховості – 5% газу газоповітряної суміші, верхня межа – 15 %.

Природний газ вибухонебезпечний, не отруйний, при значних концентраціях може призвести до задухи. Тиск природного газу газопроводах ТЕЦ підтримується за допомогою ГРП-2 в межах 0,5 кгс/см².

Мазут.

Мазут є складними колоїдними системами і є продуктом переробки нафти.

Склад мазуту (за вагою):

- вуглець С – 86 %;
- водень Н₂ -12,2 %;
- кисень та азот О₂ + N₂ = 0,8 %;
- сірка S - 0,4 %;
- зола Ar - 0,3 %;
- вологість – 0,3 %.

Горючими елементами мазуту є вуглець, водень та сірка. Найнижча теплота згоряння мазуту становить 9300 ккал/кг. Для спалювання 1 кг мазуту потрібно 10,7 м³ повітря. Щільність мазуту складає 900-970 кгс/м³. Мазут спалюється в факелі, що світиться, з теоретичною температурою горіння 2250 °С. Температура спалаху мазуту 125 °С температури застигання ±100°С.

Тиск у мазутопроводах котельні підтримується в межах 20-25 кгс/см².

2.2.1 Пуск котлоагрегату в роботу

При вводі в роботу котлоагрегату після ремонту повинні бути попередньо виконані всі випробування, виміри, перевірки та огляди, передбачені типовою інструкцією під час приймання котельного обладнання після ремонту[4].

Розпалювання котла після ремонту може проводитись тільки за письмовим розпорядженням начальника котельного цеху або його заступника, записаним в журнал оперативних розпоряджень начальника зміни ТЕЦ. Загальний посібник із пуску здійснюється начальником зміни ТЕЦ.

Розпалювання котла із резерву проводиться машиністом котла під керівництвом старшого машиніста котельні.

Перевірка та підготовка електроустаткування котлоагрегату проводиться черговим персоналом електроцеху[4].

Перевірка та підготовка контрольно-вимірювальних приладів та автоматики котла проводиться черговим персоналом цеху КВП.

Підготовка до запуску.

Перед розпалюванням котла після ремонту необхідно провести огляд:

1) зсередини топки та переконатися у відсутності лісів, сторонніх предметів, у справності обмуровки стін та пальників, у нормальному зовнішньому стані поверхонь нагріву у правильності положення термодар та імпульсних трубок КВП;

2) газоходів котла, водяного економайзера та повітропідігрівача, просвічуючи їх ліхтарем через лази та лючки, та переконатися у нормальному стані та чистоті поверхонь нагріву, без сторонніх предметів та нанесу на трубних дошках повітропідігрівача, після чого лази та лючки щільно закрити;

3) обшивки та ізоляції котлоагрегату з вживанням заходів для ліквідації всіх виявлених нещільностей;

Перевірити закриття люків на димососах, газоходах, повітропроводах, дутьових вентиляторах та газоппроводах.

З пульта керування котла встановити шибер на повітропроводах перед пальниками в таке положення:

1) нижні шибер повністю закрити;

2) верхні шибери відкрити на 25-30% (за ДУП).

Перевірити шляхом відкриття та закриття легкість ходу направляючих апаратів вентиляторів та регулюючих шиберів димососів, правильність написів, що вказують на їхнє положення, справність приводів. Після перевірки направляючі апарати дутьових вентиляторів та шиберів димососів закрити.

Перевірити освітленість, прибрати сміття та сторонні предмети на майданчиках, сходах та обладнання.

Перевірити справність запобіжних клапанів. Вихлопні труби клапанів повинні бути надійно закріплені, дренажі очищені.

Перевірити закриття лазів на барабанах та лючків на колекторах.

Перевірити справність та чистоту покажчиків термічного розширення елементів котла та паропроводів.

Перевірити освітлення всіх водовказівних колонок, а за відсутності вимагати від чергового електрика включення освітлення. Перевірити наявність та правильність розташування вказівників рівнів води на водовказівних колонках.

Підготувати до пуску димососи та дутьові вентилятори, для чого:

- 1) оглянути наявність та справність огорож муфт;
- 2) перевірити стан фундаментних болтів і, якщо необхідно, повідомити старшого машиніста котельні про необхідність підтягти їх;
- 3) перевірити за масловказівником і через лючок наявність олії в підшипниках, а також її чистоту.

У разі виявлення незадовільної якості олії повідомити старшого машиніста котельні та вимагати промивання підшипників та заміни олії.

4) переконатися у справності водяного охолодження підшипників шляхом відкриття води та перевірки пропуску її через підшипники у зливні труби. Одночасно перевірити наявність охолоджувальної води у роздаткових

Перевірити закриття корінних засувок 41 і 42 у верхній та нижній збирання поживних трубопроводів котла, наприклад, № 4, обслуговування яких проводиться персоналом турбінного цеху.

Перевірити справність арматури на вузлі живлення котла, шляхом відкриття та закриття, одночасно встановити її в наступному положенні:

- 1) відкрити електрифіковані вентилі ВП-405 та ВП-406, відповідно, на лівому та правому поживних стояках;
- 2) відкрити первинні вентилі на витіснення фосфатів;
- 3) закрити секційну засувку ВП-403;
- 4) відкрити повітряники ліворуч і праворуч від секційної засувки ВП-403;
- 5) закрити підпірні вентилі ВП-409 та ВП-410;
- 6) відкрити лобові засувки ВП-415 та ВП-416 перед водяним економайзером;
- 7) встановити перемикач управління регулюючими живильними клапанами на щиті котла в положення «Н» (нейтральне) та за допомогою ключів закрити зазначені клапани, орієнтуючись на ДУП (дистанційний показчик положення);
- 8) закрити вентилі ВР розпалювальних трубопроводів;
- 9) закрити дренажі живильних трубопроводів.

Перевірити справність арматури на котлі шляхом відкриття та закриття, одночасно встановити її у наступному положенні:

- 1) закрити вентилі періодичного продування фронтного, бічних та заднього екранів, конвективного пучка та водяного економайзера;
- 2) відкрити первинні вентилі на трубопроводах безперервного продування, а на майданчику управління вентилі на зазначених трубопроводах закрити;
- 3) відкрити первинні та закрити вторинні вентилі відбору проб пари та води.

Включити в роботу водовказівні колонки на барабані, манометри котла та поживних трубопроводів.

Заповнення котлоагрегату.

Заповнення котла водою або його підживлення проводиться після перевірки готовності до запуску з дозволу начальника зміни ТЕЦ.

Перед заповненням котла водою необхідно підготувати схему, для чого:

- 1) відкрити корінні засувки 41 і 42 у верхній та нижній збірок;
- 2) заповнити поживні стояки до підпірних вентилів ВП-409 та ВП-410, після появи води закрити повітряники;
- 3) відкрити вентилі ВР на розпалювальному трубопроводі зліва.

Заповнення проводиться поживною водою протягом двох годин, причому необхідно подавати невелику кількість води (30-40 т/год), орієнтуючись на витратомір води.

Рівень води в барабані перед розпалюванням має бути -50 мм.

Під час заповнення котла водою необхідно перевірити герметичність люків та фланців.

Після заповнення котла перевірте, чи тримається рівень.

Заповнення котла під опресування на робочий тиск проводиться за розпорядженням начальника котельного цеху або його заступника.

При цьому закриваються вентиля продування пароперегрівача, а після появи води з повітря закриваються вентиля на повітрях. Підйом тиску в казані проводиться у присутності майстра котельного цеху.

Одночасно заповнюються водою траси знижених водовказівних приладів. Після огляду котла, що знаходиться під тиском, за вказівкою майстра тиск знижується до нуля, а рівень у барабані -50 мм за допомогою продувних вентилів.

Під час спуску води відкрити повітряники на казані, а після спуску закрити продувні вентиля.

Після підготовки котла до розпалювання старший машиніст котельні зобов'язаний повідомити про готовність начальника зміни ТЕЦ і через нього замовити складання електросхем обладнання, включення контрольно-вимірювальних приладів та встановлення на них діаграм.

Провести випробування технологічних блокувань захисту та сигналізації у присутності чергового електрика та працівника цеху КВП у відповідності з інструкцією з теплового захисту.

Відкрити вентиля на трубопроводах рециркуляції між барабаном та нижніми колекторами водяного економайзера.

Підготувати та прийняти природний газ у газопровід котла № 4.

При позитивних результатах огляду, опресування, перевірки дії блокувань, захисту та сигналізації необхідно приступити до прийому природного газу, який здійснюється під керівництвом старшого машиніста котельні.

Перед прийманням газу необхідно включити в роботу димосос і дутьовий вентилятор, провентилювати топку та газоходи протягом 15 хвилин при розрідженні в топці 4-5 кгс/м² та тиск повітря після повітропідігрівача ~ 30 кгс/м².

Для прийому газу в газопровід котла необхідно:

Перевірити та закрити наступну температуру:

- 1) корінні засувки ПГ-41 та ПГ-42 у цехового колектора;
- 2) засувки на різання металу (відгалуження від продувного трубопроводу між засувками ПГ-41 та ПГ-42);
- 3) крани на штуцерах відбору проб на аналіз перед пальниками ліворуч та праворуч;
- 4) електрифіковані ПГ-44, ПГ-45 та ручні засувки на основних газопроводах перед пальниками ліворуч та праворуч;
- 5) дві ручні засувки перед кожним пальником на розпалювальному газопроводі (байпас);
- 6) крани на штуцерах виміру тиску природного газу перед пальниками зліва та справа (за відсутності приладів).

Перевірити та відкрити наступну арматуру:

- 1) засувки на продувних трубопроводах, встановлених між засувками ПГ-41, ПГ-42 та після засувки;
- 2) кран штуцера на тепловий захист;
- 3) відсічні клапани постійного та змінного струму;
- 4) регулюючий дросель та електрифіковану засувку ПГ-43;
- 5) кран на штуцері для вимірювання тиску природного газу;
- 6) засувки на продувних трубопроводах перед електрифікованими засувками ПГ-44 та ПГ-45;
- 7) вентилялі на трубопроводах безпеки, встановлених між електрифікованими ПГ-44, ПГ-45 та ручними засувками ліворуч та праворуч.

Після зняття заглушки та приведення контрольного опресовування прийняти природний газ у газопровід котла (до пальників) при працюючих димососі та вентиляторі, для чого:

1) відкрити засувки ПГ-41, ПГ-42 та продути газопровід протягом 10 хвилин, рахуючи з моменту появи тиску газу в газопроводі котла;

2) закрити засувки на продувних трубопроводах, встановлених: між корінними засувками ПГ-41 та ПГ-42, після засувки ПГ-42 та перед електрифікованими засувками ПГ-44 та ПГ-45 (ліворуч і праворуч);

3) провести огляд газопроводу і переконатися (на слух і запахом) у відсутності витoku газу.

Розпалювання котла.

Перед розпалюванням котла, щоб уникнути попалення незгорілого палива в газопроводі доменного та коксового газу та утворення вибухонебезпечної суміші необхідно подати пару до зазначених газопроводів.

Подача пари в газопровід доменного газу проводиться за наступною послідовністю:

Перевірити та закрити наступну арматуру:

1) електрифіковані шибери безпосередньо перед лівим та правим пальниками;

3) кран на штуцер теплового захисту;

4) крани на штуцерах добору проб.

Перевірити та відкрити наступну арматуру:

1) засувку СД-4Г на продувному трубопроводі після секторної засувки (по ходу газу);

2) кран на штуцері вимірювання тиску газу в газопроводі котла;

3) відсічні клапани з приводами змінного та постійного струму;

4) регулюючий дросель;

5) електрифіковані засувки ДГ-41 та ДГ-42.

Залити водою водовідвідники ВД-4А зліва та ВД-4Б праворуч до появи води на переливі та включити їх у роботу шляхом відкриття засувок на дренаж між газопроводами та водовідвідниками;

Відкрити пар на пропарювання газопроводу доменного газу та переконатися в ефективності подачі пари по виходу його з продувного трубопроводу після засувки СД-4Г. Тиск пари не повинен перевищувати 1000 кгс/м².

Подача пари в газопровід коксового газу проводиться в наступній послідовності:

Перевірити та закрити наступну арматуру:

- 1) корінну засувку КГ-41 біля цехового колектора;
- 2) засувки КГ-43, КГ-44 і КГ-45, КГ-46, відповідно, перед лівим і правим пальниками;
- 3) кран на штуцер теплового захисту;
- 4) крани на штуцерах добору проб.

4.5.3.2. Перевірити та відкрити наступну арматуру:

- 1) засувку СКГ-4 на продувному трубопроводі після корінної засувки КГ-41 (по ходу газу);
- 2) кран на штуцері вимірювання тиску газу в газопроводі котла;
- 3) відсічні клапани з приводами змінного та постійного струму;
- 4) регулюючий дросель;
- 5) електрифіковану засувку КГ;
- 6) вентилі на трубопроводах безпеки, встановлені між засувками КГ-43, КГ-44 перед лівим пальником та КГ-45, КГ-46 – перед правим пальником.

Залити водою водовідвідник ВК-4 до появи води на переливі та включити його в роботу шляхом відкриття двох вентилів на дренажі між газопроводом та водовідвідником.

Відкрити пар на пропарювання газопроводу коксового газу та переконатися в ефективності подачі пари по входу його з продувного трубопроводу після засувки СКГ-4. Тиск пари в газопроводі не повинен перевищувати 1000 кгс/м².

Розпалювання котла проводиться, як правило, на природному газі, а у разі його відсутності – на коксовому газі. Перед внесенням запальника в топку необхідно взяти аналіз повітря з топки та переконатися у відсутності загазованості.

Розпалювання котла № 4 на природному газі провадиться в наступній послідовності:

- 1) встановити розрідження в топці 2-3 кгс/м² та тиск повітря після повітропідігрівача 30 кгс/м²;
- 2) переконатися, що нижні шибери повністю закриті, а верхні відкриті на 25-30% по ДУП на повітропроводах перед пальниками;
- 3) запалити заготовлений ручний запальник, вставити його в отвір для запальника лівого пальника і візуально, через оглядовий лючок переконатися в стійкості горіння запальника;
- 4) повністю відкрити першу по ходу газу засувку на розпалювальному газопроводі (байпасі) лівого пальника, потім, повільно відкриваючи другий по ходу газу засувку на вказаному газопроводі, переконавшись по шуму про витрату газу, стежити, щоб газ відразу загорівся;
- 5) відрегулювати горіння так, щоб факел був стійким і бездимним, після чого прибрати запальник з лівого пальника;
- 6) включення в роботу правого пальника провадиться аналогічно.

Якщо пальник з будь-якої причини згас, необхідно негайно припинити подачу газу на згаслий пальник шляхом закриття засувок перед ним, провентилувати протягом 5 хвилин топку, з'ясувати і усунути причину згасання і знову за допомогою запальника включити в роботу пальник, попередньо переконавшись у відсутності загазованості топки.

Прийняти коксовий газ у газопровід котла № 4 до пальників, для чого:

- 1) не припиняючи пропарювання, зменшити тиск пари в газопроводі та зняти заглушку після засувки КГ-41;
- 2) обтягнути фланець після зняття заглушки та відновити тиск пари в газопроводі;
- 3) відкрити засувку КГ-41 і, відкривши перші по ходу газу засувки КГ-43 ліворуч та КГ-45 праворуч перед пальниками, продути газопровід парою та газом через трубопроводи безпеки протягом 5 хвилин;

4) закрити пару на продування і продути газопровід газом протягом 10 хвилин, після чого закрити засувки КГ-43 і КГ-45 у пальників та засувку СКГ-4 після засувки КГ-41;

5) відкрити кран штуцера на тепловий захист та за напороміром переконатися в наявності тиску в газопроводі коксового газу котла;

б) провести огляд газопроводу та переконатися у відсутності витоків газу.

Тривалість розпалювання з холодного стану повинна становити:

1) для котлоагрегату №2 – 3 години;

2) для котлоагрегатів № 4-7 - 2,5 години.

Підйом тиску необхідно вести відповідно до рекомендацій у таблиці 2.3

Таблиця 2.3 – Рекомендації щодо підйому тиску

Тиск у барабані, кгс/см ²	Час, хв	
	котли №1, 2	котли №4-7
3,0	60	60
10,0	60	45
20,0	30	25
30,0	30	20
Разом:	180	150

Під час прогрівання котла рівень води в барабані підтримуватиме середнім, періодично спускаючи частину води через продувні трубопроводи нижніх колекторів екранів.

Спостереження за рівнем води в барабані котла вести по «Ігемі» (зниженому показнику рівня), періодично звіряючи її показання з водовказівними колонками.

При підвищенні тиску пари в котлі вище атмосферного, після того, як з повітряників почне виходити пара, необхідно:

1) закрити повітряники на казані;

2) відкрити головну парову засувку та почати прогрівання паропроводу;

3) продути манометри казана.

При тиску в барабані 1 кгс/см², а також перед включенням котла в головні паропроводи зробити продування водовказівних колонок, перевірити правильність їх показань і звірити з ними знижені водовказівні прилади.

Продування водовказівних колонок проводиться в наступній послідовності:

- 1) відкрити дренажний вентиль – колонка продувається парою та водою;
- 2) закрити водяний вентиль – колонка продувається парою;
- 3) відкрити водяний вентиль – колонка продувається парою та водою;
- 4) закрити паровий вентиль – колонка продувається водою;
- 5) відкрити паровий вентиль – колонка продувається парою та водою;
- 6) закрити дренажний вентиль – колонка включена.

Після закриття дренажного вентиля рівень повинен швидко підвищуватись, а потім злегка коливатися. Повільний підйом води у склі вказує на засмічення водяного вентиля, у разі необхідно знову продути колонку. Загальна тривалість продування колонки трохи більше 1,5 хвилин.

Якщо до пуску на котлі робилися роботи, пов'язані з розбалчуванням фланцевих з'єднань, люків і лючків, то при досягненні тиску 3-4 кгс/см² зробити підтяжку болтових з'єднань. Під час тиску понад 5 кгс/см² підтяжка болтів заборонена.

При розпалюванні котла після ремонту слідкувати за термічним розширенням його елементів за положенням реперів і записувати показання в спеціальний журнал.

При тиску 3-4 кгс/см² і повторно при тиску 20-25 кгс/см² зробити періодичне продування колекторів екранів, не допускаючи зниження рівня води нижче допустимого.

Первинні по ходу води вентиляі точок продувки повинні бути повністю відкриті, а продування виробляти вторинними вентилями. Перші вентиляі закрити після включення котла головні паропроводи.

При продуванні переконайтеся, що всі точки працюють нормально і не забиті шламом (по звуку і на дотик). Якщо продувні точки забиті, вжити заходів щодо їх очищення від бруду та шламу аж до припинення розпалювання.

Стежити за температурою димових газів газоходами котла. У разі різкого її підвищення – негайно загасити котел із зупинкою вентилятора та димососа.

Якщо котел розтоплюється після капітального ремонту, перед включенням його в головні паропроводи відрегулювати запобіжні клапани.

Включення котла до основних паропроводів.

Прогрів паропроводів від котла проводиться разом із розпалюванням котла, з відведенням конденсату та пари через дренажі на вільний вихід.

При досягненні тиску в котлі більшого, ніж у розширювачі дренажів низького тиску (РНД), дренажі перевести в колектор високого тиску.

Перед включенням у головні паропроводи необхідно ретельно оглянути і прослухати котел, продути водовказівні колонки, перевірити показання знижених водовказівних приладів та манометрів, переконатися в щільності продувної арматури (по шуму та на дотик) та запобіжних клапанів.

Включення котла до основних паропроводів зробити в наступній послідовності:

- 1) зменшити горіння у топці;
- 2) при тиску в котлі нижче на 0,5-1,0 кгс/см², ніж тиск у головному паропроводі та температурі пари не нижче 350 0С повідомити начальника зміни ТЕЦ про необхідність включення до головних паропроводів;
- 3) після отримання вказівки від начальника зміни ТЕЦ старший машиніст котельні повинен повільно відкрити вентиль байпасу підмагістральної засувки, а після вирівнювання тиску відкрити засувку та повідомити старшого машиніста турбінного цеху. Якщо в період включення котла виникають поштовхи та гідравлічні удари, то засувку (байпас) необхідно прикрити та збільшити продування паропроводу та пароперегрівача.

Примітка. Включення котлоагрегату № 2 до основних паропроводів проводиться персоналом турбінного цеху за командою старшого машиніста котельного обладнання котельного цеху № 1.

Прийняти коксовий газ на пальники котла №4.

Запалення коксового газу має проводитися від факела природного газу.

Для прийому коксового газу на пальник котла необхідно:

- 1) встановити відкриття регулюючого дроселя на газопроводі коксового газу на 15%;
- 2) відкрити першу по ходу газу засувку КГ-43 на газопроводі перед лівим пальником;
- 3) відкрити другу по ходу газу засувку КГ-44 на газопроводі перед лівим пальником і через оглядовий лючок переконатися у запаленні коксового газу;
- 4) закрити вентиль на трубопроводі безпеки, встановленому між засувками КГ-43 та КГ-44;
- 5) включення в роботу правого пальника провадиться аналогічно;
- 6) встановити за допомогою дроселя, що регулюється, необхідну витрату коксового газу і, одночасно, відрегулювати подачу повітря і розрідження в топці.

Підйом навантаження казана.

Приступити до підйому навантаження котла, для чого:

- 1) відкрити електрифікований ПГ-44 і ручний засув на лівий пальник, електрифікований ПГ-45 і ручний засув на правий пальник, підтримуючи необхідну витрату природного газу за допомогою регулюючого дроселя;
- 2) закрити крани на трубопроводах безпеки між електрифікованими засувками ПГ-44 та ПГ-45 та ручними засувками перед пальниками;
- 3) закрити засувки на розпалювальних газопроводах (байпасах) перед пальниками;
- 4) збільшити відповідно до витрати газу витрату повітря;
- 5) закрити вентилі на трубопроводах рециркуляції з барабана на водяний економайзер.

При витраті пари ~ 20 т/год закрити вентилі на трубопроводі продування пароперегрівача та дренаж паропроводів.

Збільшити навантаження котла до 50% від номінальної шляхом збільшення витрати природного та коксового газу повітря, підтримуючи розрідження в топці 2-3 кгс/м².

Включити в роботу регулятор розрідження та регулятор живлення.

Прийняти доменний газ у газопровід та на пальники котла № 4, для чого:

1) не припиняючи пропарювання і переконавшись у стійкості факела в топці, відкрити секторну засувку котлоагрегату № 4 і продути пором і газом газопровід котла протягом 5 хвилин, після чого закрити подачу пари та засувку СД-4Г на продувному трубопроводі після секторної засувки;

2) встановити відкриття регулюючого дроселя на 10% ДУП;

3) відкрити електрифіковані шибери безпосередньо перед лівим та правим пальниками та переконатися через оглядовий лючок у загорянні доменного газу від факела коксового та природного газів;

4) встановити за допомогою регулюючого дроселя потрібну витрату доменного газу і, одночасно, відрегулювати подачу повітря через верхні та нижні сопла;

5) відкрити кран на штуцер теплового захисту;

6) провести огляд газопроводу та переконатися в його справності.

Підготувати та прийняти мазут у мазутопроводи котла № 4, для чого:

Здійснити огляд паромазутопроводів у межах котла та переконатися в їх справності;

Перевірити на стенді справність робітників та резервних форсунок;

Переконатись, що мазутопроводи котельного цеху знаходяться під тиском.

Перевірити та закрити наступну арматуру:

1) корінні вентилі МН-41, МН-42 на мазутопроводах, що подають;

2) вентилі МР-42, МР-43 перед мазутопроводами видування та рециркуляції мазуту;

3) корінний вентиль П-41 на паропроводі подачі пари на розпил мазуту та вентиль ПР-41 на продування мазутопроводів;

4) вентилі П-44 та П-45 на паропроводі перед конденсатним колектором;

5) електрифіковані вентилі МН-44, МН-45 та ручні вентилі після них на мазутопроводах, відповідно, перед лівою та правою форсунками;

6) вентилі П-42, П-43 на паропроводах розпилу мазуту та електрифіковані вентилі ПР-42, ПР-43 на паропроводах продування, відповідно, перед лівою та правою форсунками.

Для встановлення мазутних форсунок необхідно:

1) відкрити корінний вентиль П-41 на паропроводі та вентилі П-44, П-45 перед конденсатним колектором;

2) встановити мазутну форсунку зліва та відкрити вентиль П-42 на паропроводі розпилу, а потім встановити мазутну форсунку праворуч та відкрити вентиль П-43 на паропроводі розпилу перед форсунками.

Продуть пором форсунки, для чого:

1) відкрити ручні вентилі після електрифікованих вентилів ПР-42, ПР-43 на паропроводах продування перед форсунками;

2) відкрити з пульта електрифіковані вентилі ПР-42, ПР-43 на паропроводах продування та візуально переконатися у надходженні пари на продування форсунок.

Подати мазут у кільце мазутного котла, для чого:

1) відкрити регулюючий клапан РК-4, відсічний клапан постійного струму, електрифіковані засувки МН-43 (загальна) та МР-41 (рециркуляції);

2) відкрити вентилі МН-41, МН-42 на мазутопроводах, що подають, і МР-43 на рециркуляції;

3) відкрити вентилі на імпульсних трубках витратомірної шайби та тиску мазуту, а потім за витратою та тиском мазуту переконатися в циркуляції мазуту через мазутне кільце котла.

Прийняти мазут на форсунки казана № 4.

Запалення мазуту повинне здійснюватися від газового факела.

Для прийому мазуту на форсунки котла необхідно:

- 1) відкрити ручні вентиля після електрифікованих вентилів МН-44 та МН-45 на мазутопроводах перед форсунками;
- 2) закрити регулюючий клапан РК-4 та електрифіковану засувку МР-41 перед мазутопроводом рециркуляції;
- 3) закрити електрифіковані вентиля ПР-42 та ПР-43 на паропроводах продування форсунок;
- 4) відкрити електрифіковані вентиля МН-44 та МН-45 на мазутопроводах, відповідно, перед лівою та правою форсунками РК-4 необхідна витрата мазуту та, одночасно, відрегулювати подачу пари на розпил мазуту так, щоб факел був стійким, світло-солом'яного кольору без іскор.

2.2 Розрахунок теплового балансу котлоагрегату

Тепловий розрахунок котла на підігрітому доменному газі[5].

Склад та кількість продуктів згоряння на 1 м^3 доменного газу.

Склад палива:

- Вуглекислота $\text{CO}_2 = 10,5\%$
- Окис вуглецю $\text{CO} = 30,0\%$
- Водень $\text{H}_2 = 2\%$
- Метан $\text{CH}_4 = 0,25\%$
- Азот $\text{N}_2 = 57,25\%$

Робоча теплотворна здатність $Q_p^H = 980 \text{ ккал/м}^3$

Теоретична кількість повітря, необхідна для спалювання 1 м^3 газу.

$$Z_0^1 = \frac{1}{21}(0.5\text{H}_2 + 0.5\text{CO} + 2\text{CH}_4) = (0.5 \cdot 2 + 0.5 \cdot 30 + 2 \cdot 0.25) = 0.786 \text{ м}^3 / \text{м}^3 \quad (2.1)$$

Таблиця 2.4 – Об'ємні характеристики продуктів згоряння в поверхнях нагрівання.

			Топка	Пароперег	Котельний	Водяний	Повітропід
--	--	--	-------	-----------	-----------	---------	------------

п / п	од.вим іру	рівач	пучок	економайзер	ігрівник	
	$VRO_2 = 0.01 (CO_2 + CO + CH_4)$ м3/н м3	0,4075	0,4075	0,4075	0,4075	
	$VH_2O = 0.01(H_2 + 2CH_4 + 0.124(d\Gamma + \alpha Z - 0dB))$ м3/н м3	0,0588	0,0588	0,0588	0,0588	
	$VR_2 = (0.79 Z_0 + 0.01N_2 + (\alpha - 1) ZQ)$ м3/н м3	1,3113	1,3506	1,3899	1,492	1,4685
	$\sum V = VRO_2 + VH_2O + VR_2$ м3/н м3	1,7776	1,8169	1,8562	1,8955	1,9348
	$PRO_2 = VRO_2 / \sum V$ та	0,229	0,224	0,219	0,215	0,21
	$PH_2O = VH_2O / \sum V$ та	0,0331	0,0323	0,0316	0,031	0,0303

d_Γ - вміст вологи в сухому газі приймається 20 г/нм^3

d_n - вміст вологи в сухому повітрі приймається 8 г/нм^3

Зважаючи на малу зміну вмісту вологи в димових газах по газоходах котла, вміст вологи в присмоктаному повітрі приймається постійним, підрахованим за коефіцієнтом надлишку повітря в топці.

Розрахунок природного газу, розрахунок обсягів та ентальпій повітря[7].

Розрахунки палива.

Паливо – природний газ

Склад сухого газу в об'ємних частках, %:

- метан $CH_4 = 91,9$;
- етан $C_2H_6 = 2,4$;

- пропан $C_3H_8 = 1,1$;
- бутан $C_4H_{10} = 0,8$;
- C_5H_{12} і більш важкі $= 0,1$;
- азот $N_2 = 3,2$;
- вуглекислота $CO_2 = 0,5$;

Вологовміст газу, г/м³

$$d = 10$$

Вміст пилу у газі, г/м³

$$a_g = 0$$

Теплота згоряння сухого газу, МДж/м³

$$Q_n^c = 0,01 [Q_{CH_4} CH_4 + Q_{C_2H_6} C_2H_6 + Q_{C_3H_8} C_3H_8 + Q_{C_4H_{10}} C_4H_{10}] = 0,01 \cdot [35,85 \cdot 91,9 + 63,8 \cdot 2,4 + 91,92 \cdot 1,1 + 118,74 \cdot 0,8 + 146,2 \cdot 0,1] = 36,57 \quad (2.2)$$

Об'єм повітря та продуктів згоряння палива.

Об'єм повітря, теоретично необхідного для повного згоряння палива, м³/м³

$$V_g^0 = 0,0476 \left[0,5CO + 0,5H_2 + 1,5H_2S + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) C_m H_n - O_2 \right] = 0,0476(0 + 0 + 0 + 2 \cdot 91,9 + 3,5 \cdot 2,4 + 5 \cdot 1,1 + 6,5 \cdot 0,8 + 8 \cdot 0,1 - 0) = 9,69612 \quad (2.3)$$

Об'єм продуктів згоряння, що виділяється під час горіння палива з теоретичним обсягом повітря, м³/м³

а) триатомних газів

$$V_{RO_2} = 0,01 (CO_2 + CO + H_2S + \sum m C_m H_n) = 0,01(0,5 + 0 + 0 + 91,9 + 2 \cdot 2,4 + 3 \cdot 1,1 + 4 \cdot 0,8 + 5 \cdot 0,1) = 1,042 \quad (2.4)$$

б) азоту

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_g^0 + \frac{N_2}{100} = 0,79 \cdot 9,69612 + \frac{3,2}{100} = 7,692 \quad (2.5)$$

в) водяної пари

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \left(H_2S + H_2 + \sum \frac{n}{2} C_m H_n + 0,124 \cdot d \right) + 0,0161 V_g^0 = 0,01(2 \cdot 91,9 + 3 \cdot 2,4 + 4 \cdot 1,1 + 5 \cdot 0,8 + 6 \cdot 0,1 + 0,124 \cdot 10) + 0,0161 \cdot 9,69612 = 2,1685 \quad (2.6)$$

Об'єм водяної пари в продуктах згоряння під час горіння палива з надлишком повітря, м³/м³

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha_{cp} - 1)V_g^0 \quad (2.7)$$

Об'єм продуктів згоряння, отриманий при горінні палива з надлишком повітря, м³/м³

$$V_z = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O} + (\alpha - 1)V_g^0 \quad (2.8)$$

Числові значення обсягів водяної пари та повних обсягів продуктів горіння, підрахованих за цими формулами при надлишках повітря можливих у газоходах, наведено в таблиці 2.5. Розрахунок отриманий за середніми значеннями надлишку повітря в газоходах, знайдених як середнє арифметичне величин на вході в газохід та на виході з нього.

У таблиці 2.5 дані також об'ємні частки водяної пари і триатомних газів у продуктах згоряння у вигляді відношення

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_z} \quad (2.9)$$

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_z} \quad (2.10)$$

Надлишок повітря в кінці топки прийнято

$$\alpha_T = 1,15$$

У котельній установці передбачено використання трубчастого конвективного повітропідігрівача та сталевого змійникового економайзера. Компонування цих поверхонь прийнято двоступінчастою[8].

Для прийнятої конструкції та компоування поверхонь нагрівання використовують присоси повітря в газохід.

- пароперегрівача $\Delta\alpha_{n.n} = 0,03$;
- котельного пучка (фестону) $\Delta\alpha_\phi = 0,1$;
- повітропідігрівача $\Delta\alpha_{n.n} = 0,06$;

- водяного економайзера $\Delta\alpha_{в.е} = 0,1$;

Відповідно до прийнятих присосів, надлишки повітря газоходами наступні:

- за пароперегрівачем $\alpha''_{пн} = \alpha''_т + \Delta\alpha_{пн} = 1,18$;

- за котельним пучком $\alpha''_{кп} = \alpha''_{пн} + \Delta\alpha_{кп} = 1,28$;

- за повітропідігрівачем $\alpha''_{вп} = \alpha''_{кп} + \Delta\alpha_{вп} = 1,34$;

- за водяним економайзером $\alpha''_{вэ} = \alpha''_{вп} + \Delta\alpha_{вэ} = 1,44$.

Розрахунок ентальпій повітря та продуктів згорання.

Ентальпії теоретичного обсягу повітря в інтервалі температур від 0°C до 2200°C , які можливі в газоходах котельної установки, $\text{МДж}/\text{м}^3$

$$I_B^0 = (c \cdot \vartheta)_B \cdot V_B^0 \cdot 10^{-3} \quad (2.11)$$

Ентальпії газоподібних продуктів згорання палива при горінні з теоретичним обсягом повітря в інтервалі цих температур, розраховуємо за аналогічною формулою, $\text{МДж}/\text{м}^3$

$$I_r^0 = [(c \cdot \vartheta)_{N_2} V_{N_2}] \cdot 10^{-3} \quad (2.12)$$

Ентальпії продуктів згорання, що утворюються при горінні палива з надлишком повітря в інтервалі цих температур, $\text{МДж}/\text{м}^3$

$$I_r = I_r^0 + (\alpha - 1) \cdot I_B^0 \quad (2.13)$$

Таблиця 2.5 – Об'ємні характеристики продуктів згорання в поверхнях нагрівання.

Найменування величин та розрахункові формули	Газоходи				
	Топка	Пароперегрівач	Котельний пучок	Водяний економайзер	Повітропідігрівник
Коефіцієнт надлишку повітря за поверхнею нагрівання α''	1,15	1,18	1,28	1,34	1,44
Середній коефіцієнт надлишку повітря нагріву $\alpha_{ср}$	1,150	1,165	1,230	1,310	1,3900

Об'єм водяної пари в продуктах горіння, м ³ /м ³ $V_{H_2O} = V_0 H_2O + 0,0161(\alpha_{cp} - 1)V_0$	2,1919	2,1943	2,2044	2,2169	2,2294
Повний об'єм продуктів горіння, м ³ /м ³ $V_{\Gamma} = V_{RO_2} + V_{O_2} + V_{H_2O} + (\alpha_{cp} - 1)V_0$	12,3803	12,5281	13,1685	13,9567	14,7449
Об'ємна частка триатомних газів $\Gamma_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_{\Gamma}}$	0,0842	0,0832	0,0791	0,0747	0,0707
Об'ємна частка водяної пари $\Gamma_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_{\Gamma}}$	0,177	0,1751	0,1674	0,1588	0,1512
Концентрація пилу у продуктах горіння, г/м ³ $\mu = \frac{10A^{pa_{yn}}}{V_{\Gamma}}$	0	0	0	0	0

Таблиця 2.6 – Ентальпії продуктів згорання у газоходах котельної установки.

t, °C	I _г , МДж/м ²	I _{вог} , МДж/м ²	I _{вп} , МДж/м ²	топка		Пароперегрівач		Котельний пучок		Повітропідігрівач		економізатор	
				α ^г =	1,15	α ^п _{пл} =	1,18	α ^п _к =α ^к _с =	1,28	α ^п _{пл} =	1,34	α ^п _{пл} =	1,44
				I _г	ΔI	I _г	ΔI	I _г	ΔI	I _г	ΔI	I _г	ΔI
100	1,5	1,284	-	1,6956		1,7341		1,8625		1,9396		2,068	
200	3,04	2,584	-	3,4226	1,727	3,5001	1,766	3,7585	1,896	3,9136	1,974	4,172	2,104
300	4,6	3,908	-	5,1902	1,7676	5,3074	1,8073	5,6982	1,9397	5,9327	2,0192	6,3235	2,1516
400	6,22	5,257	-	7,0076	1,8174	7,1653	1,8578	7,691	1,9927	8,0064	2,0737	8,5321	2,2086
500	7,88	6,638	-	8,8707	1,8632	9,0698	1,9046	9,7336	2,0427	10,1319	2,1255	10,796	2,2636
600	9,56	8,052	-	10,77	1,8991	11,0114	1,9415	11,8166	2,0829	12,2997	2,1678	13,105	2,3092
700	11,3	9,507	-	12,723	1,9533	13,0083	1,9969	13,959	2,1424	14,5294	2,2297	15,48	2,3752
800	13,1	10,97	-	14,732	2,0093	15,0614	2,0532	16,1583	2,1994	16,8165	2,2871	17,913	2,4333
900	14,9	12,43	-	16,779	2,0465	17,1518	2,0903	18,395	2,2366	19,1409	2,3244	20,384	2,4707
1000	16,8	13,94	-	18,862	2,0835	19,2803	2,1285	20,6738	2,2788	21,5099	2,369	22,903	2,5193
1100	18,6	15,48	-	20,957	2,0946	21,4212	2,1409	22,9691	2,2953	23,8979	2,388	25,446	2,5424
1200	20,5	17,02	-	23,065	2,1076	23,5751	2,1539	25,2774	2,3083	26,2988	2,401	28,001	2,5554
1300	22,4	18,57	-	25,223	2,1585	25,7799	2,2047	27,6365	2,359	28,7504	2,4516	30,607	2,6059
1400	24,4	20,15	-	27,424	2,2008	28,0282	2,2483	30,0433	2,4068	31,2523	2,5019	33,267	2,6604
1500	26,4	21,74	-	29,61	2,1866	30,2623	2,2341	32,4358	2,3925	33,7399	2,4876	35,913	2,646
1600	28,3	23,32	-	31,829	2,2188	32,5286	2,2663	34,8606	2,4248	36,2598	2,5199	38,592	2,6784
1700	30,3	24,9	-	34,062	2,2326	34,8087	2,2801	37,2991	2,4385	38,7934	2,5336	41,284	2,692
1800	32,3	26,49	-	36,303	2,2418	37,098	2,2893	39,7469	2,4478	41,3363	2,5429	43,985	2,7014
1900	34,4	28,11	-	38,583	2,2798	39,4265	2,3285	42,2379	2,491	43,9248	2,5885	46,736	2,751
2000	36,4	29,74	-	40,854	2,2708	41,746	2,3195	44,7199	2,482	46,5043	2,5795	49,478	2,742
2100	38,4	31,36	-	43,147	2,2928	44,0875	2,3415	47,2239	2,504	49,1058	2,6015	52,242	2,764
2200	40,5	32,99	-	45,449	2,3028	46,439	2,3515	49,7379	2,514	51,7173	2,6115	55,016	2,774

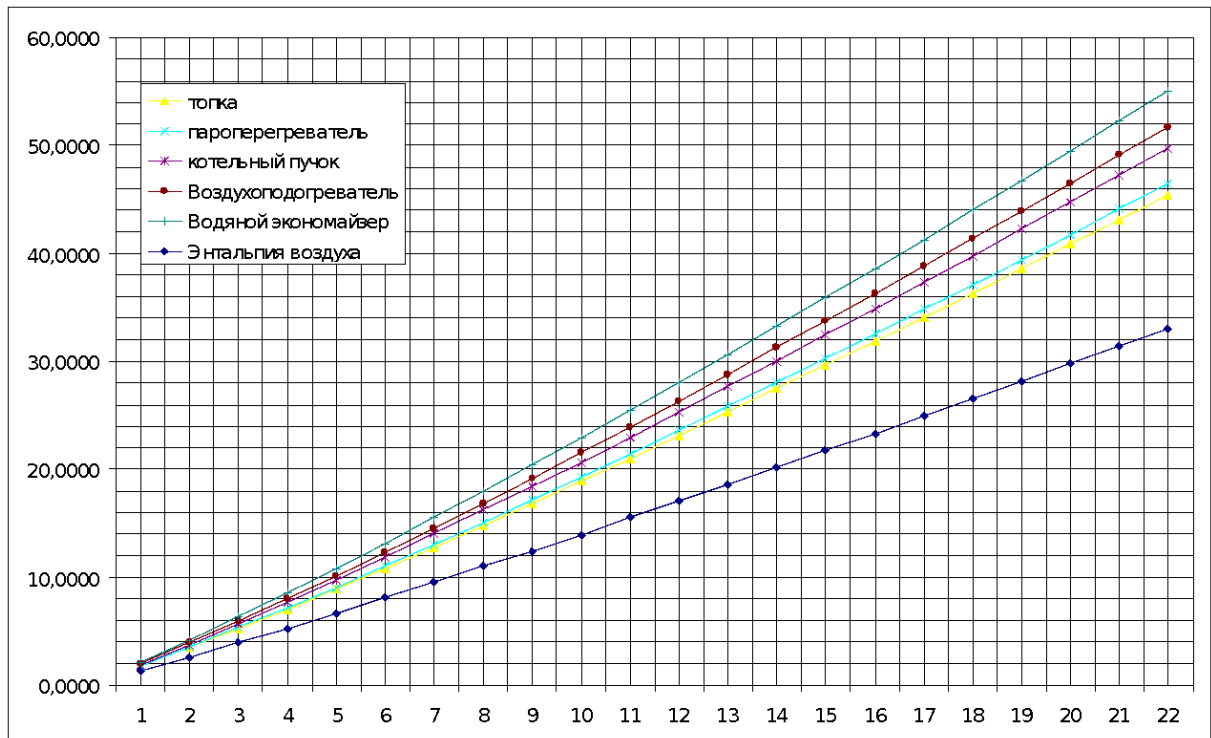


Рис 2.3 – Діаграма обсягів продуктів згоряння та повітря.

Тепловий баланс.

Тепло внесене повітрям від дутьового вентилятора:

$$Q_B = Z_0(\alpha_m - \Delta\alpha_m)C_{XB}t_{XB} = 0.786(1.15 - 0.1) * 0.31 * 30 = 7.7 \text{ ккал/нм}^3 \quad (2.14)$$

Тепло присмоктування повітря:

$$Q_{пр} = Z_0 * \Delta\alpha * C_{XB} * t_{XB} \quad (2.15)$$

У топку:

$$Q_{пр}^T = 0.786 * 0.1 * 0.31 * 30 = 0.7 \text{ ккал/нм}^3 \quad (2.16)$$

У перегрівач:

$$Q_{пр}^{пе} = 0.786 * 0.05 * 0.31 * 30 = 0.35 \text{ ккал/нм}^3 \quad (2.17)$$

В економайзер:

$$Q_{пр}^{эк} = 0.786 * 0.05 * 0.31 * 30 = 0.35 \text{ ккал/нм}^3 \quad (2.18)$$

У повітропідігрівач:

$$Q_{пр}^{пп} = 0.786 * 0.05 * 0.31 * 30 = 0.35 \text{ ккал/нм}^3 \quad (2.19)$$

Сумарна кількість тепла внесена холодним повітрям:

$$Q_{XB} = Q_B + \sum Q_{пр} = 7.7 + 0.7 + 4 * 0.35 = 9.8 \approx 10 \text{ ккал/нм}^3 \quad (2.20)$$

Фізичне тепло палива:

$$Q_{фт} = C_{мт} * t_m = 0.325 * 30 = 9.75 \text{ ккал /нм}^3 \quad (2.21)$$

Втрата тепла від хімічного недопалу палива:

$$q_3 = 3\%$$

або

$$Q_3 = 0.03 * 980 \approx 29 \text{ ккал/ нм}^3$$

Втрата тепла від охолодження агрегату

$$q_5 = 0.7\%$$

або

$$Q_5 = 0.007 * 980 \approx 7 \text{ ккал/нм}^3$$

Ця втрата тепла складається від охолодження:

- Топкової камери – 3 ккал/нм³
- Пароперегрівача - 1 ккал/нм³
- 2 та 3 пучки - 1 ккал/нм³
- Економайзера – 1 ккал/нм³
- Повітропідігрівача - 1 ккал/нм³

- Температура газів приймається - $t_{yx}=205^{\circ}\text{C}$
- Тепловміст газів, що йдуть $\Sigma V C t_{yx}=134$ ккал/нм³

Втрата тепла з газами, що йдуть:

$$q_2 = \frac{\Sigma V C t_{yx} - Q_{xв} - Q_{фг}}{Q_p^H} * 100 = \frac{134 - 10 - 9,75}{980} = 11,66\% \quad (2.22)$$

Сумарна втрата тепла в котлоагрегаті:

$$\Sigma q = q_2 + q_3 + q_5 = 11,66 + 3 + 0,7 = 15,36\% \quad (2.23)$$

Коефіцієнт корисної дії котлоагрегату:

$$\eta = \Sigma q 100 - 15,36 = 84,64\% \quad (2.24)$$

Годинна витрата палива:

$$B = \frac{\{100000(799,5 - 141) + 5000(245,5 - 141)\} * 100}{980 * 84,64} \% \quad (2.25)$$

Передбачається перегрів пари: 455°C

2.3 Висновки до розділу

При виконанні теплового розрахунку котельного агрегату його паропроодуктивність, параметри пари та поживної води є заданими. Тому мета розрахунку полягає у визначенні температур та теплосприйняття робочого тіла та газового середовища в поверхнях нагріву заданого котельного агрегату.

Тепловий розрахунок котельного агрегату або окремих елементів виконується для існуючої конструкції з метою:

- визначення показників її роботи при переході на інше паливо;
- при зміні навантаження чи параметрів пари;
- після проведеної реконструкції поверхонь нагрівання.

В результаті теплового розрахунку визначають:

- Коефіцієнт корисної дії котельного агрегату;
- витрати палива;

- температуру продуктів згоряння по газовому тракту, включаючи температуру газів;
- температуру робочого середовища (пара, води) за кожною поверхнею нагрівання.

При розрахунку спочатку визначають обсяги та ентальпії повітря і продуктів згоряння, ККД і витрата палива, а потім виконують розрахунок теплообміну в камері топки та інших поверхнях в послідовності, що відповідає їх розташування по ходу газів.

3 АВТОМАТИЗАЦІЯ СИСТЕМИ РОБОТИ КОТЕЛЬНОГО ОБЛАДНАННЯ

3.1 Регулювання теплового навантаження та палива

Автоматичне регулювання теплового навантаження та палива на котлоагрегатах №2,4,5,6,7.

У структурному підрозділі Теплоелектроцентраль (ТЕЦ) ПАТ «Запоріжсталь» існуючий парк котельного обладнання становить сім одиниць , «Рілей-Стокер» №1-2, ТП-150 №4,6,7, ПК-8 №5 та допоміжного обладнання котельного цеху №1 ТЕЦ., з яких котлоагрегат №1 виведено з експлуатації, для забезпечення виробничої програми під час роботи чотирьох доменних печей у роботі завжди чотири-п'ять котельних агрегатів, один котлоагрегат знаходиться у КР (6 місяців на рік).

Основне завдання котельного цеху №1 ТЕЦ – вироблення пари, транспортування його на турбоагрегати ТЕЦ для виробництва стисненого повітря на Доменні печі, а також підтримка в головному паропроводі тиску $30 \text{ кг} \cdot \text{с} / \text{см}^2$.

Виробництво пари здійснюється за допомогою передутворення (зміни) агрегатного стану поживної води за допомогою спалювання паливних ресурсів, а саме природного газу (далі ПГ) – використовується для підсвічування доменного газу (далі ДГ) за відсутності коксового газу (далі КГ), основне теплове навантаження котлоагрегатів відбувається на суміші КГ-ДГ (КГ використовується для підсвічування ДГ).

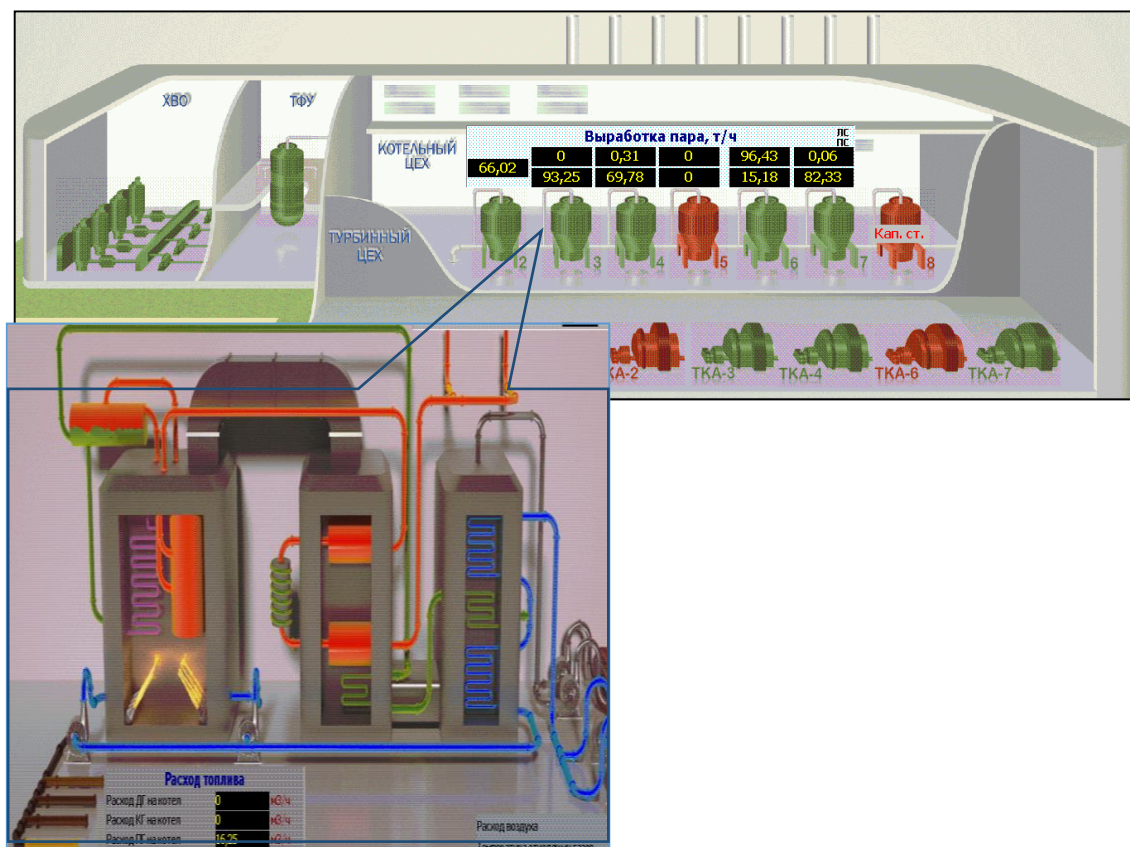


Рисунок 3.1 – Схема розташування обладнання ТЕЦ.

Виявлені проблеми

Виявлені проблеми:

- Регулювання теплового навантаження здійснюється у ручному режимі.
- Котлоагрегат №3 обладнений регулюванням теплового навантаження але для працездатності на кожному котлоагрегаті необхідна взаємодія роботи двох котлоагрегатів №3 та №7 у базовому режимі та трьох котлоагрегатів у режимі регулювання навантаження.
- Відсутнє автоматичне регулювання парового навантаження на котлоагрегатах №№2,4,5,6,7, що, у свою чергу, впливає на витрату палива.
- Машиніст котла не може встежити за параметрами (тиску, витрати тощо), які змінюються в хвилини, старший майстер також не може реагувати за короткий час, коли зміни відбуваються на 5 котлах одночасно.

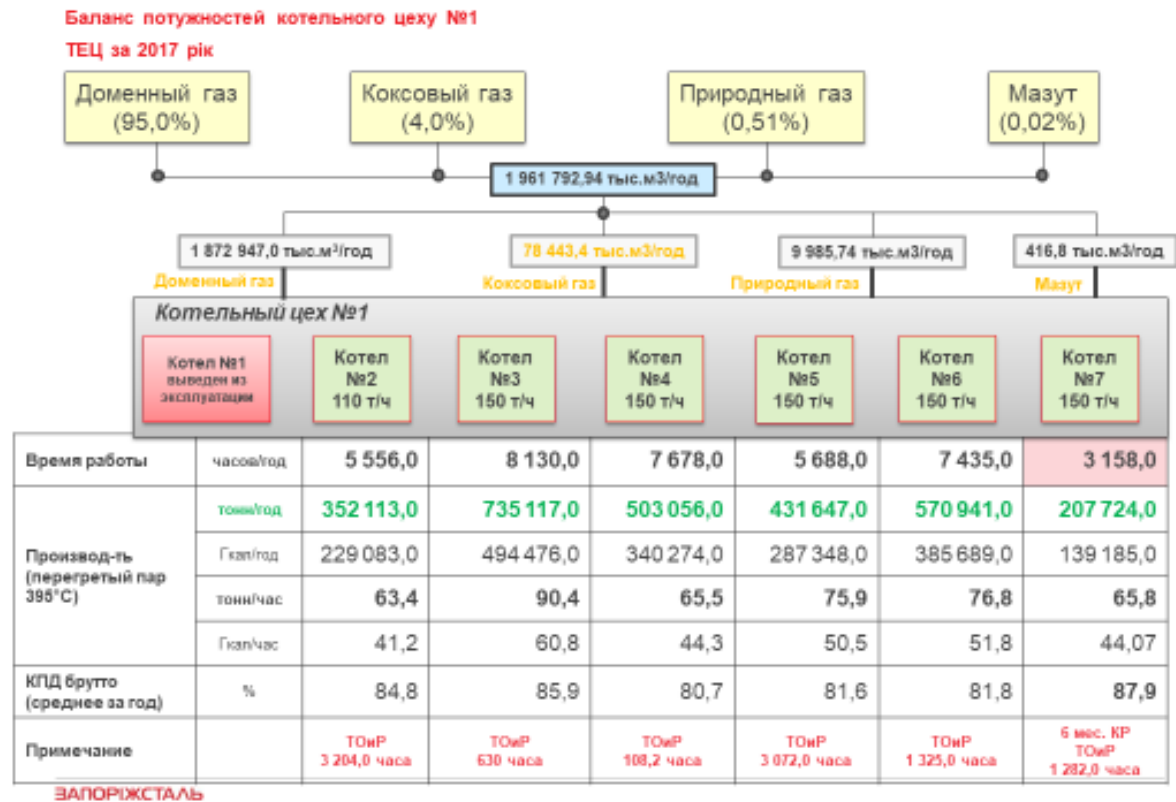


Рисунок 3.2 – Баланс мощностей котельного цеху №1 ТЕЦ за 2017 рік.

1) Опис технічної частини (пропоноване рішення).

Режими роботи.

Котлоагрегат повинен мати можливість працювати у двох режимах:

- Базовий режим (провідний котел).
- Режим регулювання навантаження (відомий котел).

Режим роботи котлоагрегатів визначає старший машиніст котла з АРМ. Включення в роботу систем регулювання для всіх режимів можливе лише після розпалу котлоагрегата та включення його до станційних паропроводів.

Базовий режим – регулюючі органи на лініях подачі доменного та природного газів перебувають у дистанційному ручному режимі управління (значення витрат газів задає машиніст котла), регулюючий орган лінії подачі коксового газу перебуває у автоматичному режимі управління для підтримки заданої витрати (1300 м³/ч).

Режим регулювання навантаження – автоматично підтримує задане значення тиску пари на виході з котла.

Початковий стан регулюючих органів – регулюючий орган на лінії подачі доменного газу знаходиться в автоматичному режимі управління з підтримання тиску пари на виході з котла, регулюючий орган на лінії подачі коксового газу знаходиться в автоматичному режимі управління з підтримки заданої витрати (1300 м³/год) орган на лінії подачі газу знаходиться в автоматичному режимі в закритому стані (або режимі мінімального пропуску)[23].

При наборі навантаження (необхідності підняття тиску пари) при повному відкритті клапана доменного газу або при спрацьовуванні відповідного блокування клапан коксового газу переводиться з режиму підтримки заданої витрати коксового газу в режим підтримки заданого тиску пари на виході з котла.

При необхідності подальшого набору навантаження і при повному відкритті клапана коксового газу або при спрацьовуванні відповідного блокування клапан природного газу переводиться з закритого стану (або мінімального режиму) в режим підтримки заданого тиску пари на виході з котла.

Зниження навантаження відбувається у зворотному порядку – при повному закритті клапана газу (або мінімальний режим) тиск пари підтримує клапан коксового газу[24].

При подальшому зниженні навантаження та досягнення значення витрати коксового газу меншим або рівним 1300 м³/год, регулюючий орган на лінії подачі коксового, переводиться в режим підтримки заданої витрати коксового газу, а регулювання тиску пари на виході з котла ведеться клапаном доменного газу.

Виведений з експлуатації

Відомий котел

Провідний

Відомий котел

Відомий котел

Відомий котел

Провідний

Котел № 1	Котел № 2	Котел № 3	Котел № 4	Котел № 5	Котел № 6	Котел № 7
-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------

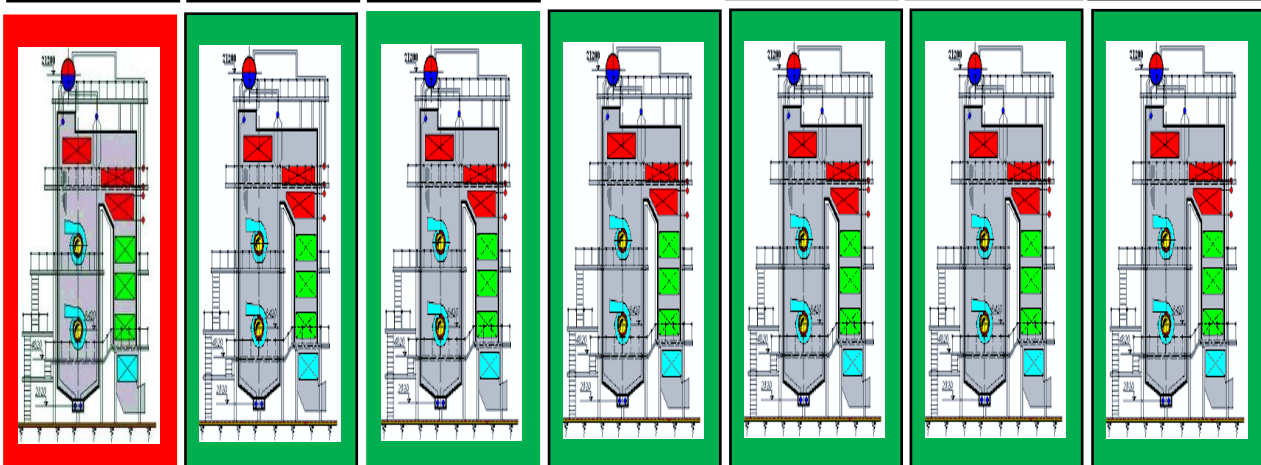


Рисунок 3.3 – Варіант регулювання теплового навантаження .

Провідний – працює в номінальному режимі, вибрано з міркувань ККД котла. Відомий – регулюється теплове навантаження, підлаштовуються під роботу ведучих.

Запропоноване рішення дозволить:

1. Виключити людський фактор регулювання теплового навантаження;
 2. Об'єднати весь котельний парк ТЕЦ КЦ №1 в одну логічну систему роботи;
 3. Зменшити витрати палива під час роботи котла в номінальному режимі.
- 2) Заміна системи автоматичного регулювання програмно-технічний комплекс 5-ти котлів.
- Призначення та структура системи регулювання.

Програмно-технічний комплекс (ПТК) системи автоматичного регулювання (САР) теплового навантаження та палив на котлоагрегатах №2, 4, 5, 6, 7 ТЕЦ призначений для автоматичної підтримки керування подачею різних видів палив для підтримки тиску пари в магістралі котельні межах $30,0 \pm 0,5$ кгс/см² шляхом регулювання витрати доменного, коксового та природного газів, а також для підтримки заданого рівня в барабані котлоагрегату. ПТК реалізовано на базі програмного забезпечення PCS7 Siemens.

— Основні механізми управління.

У ПТК із бібліотеки APL використовуються такі логічні пристрої (модулі):

1. індикатор аналогового виміру;
2. клапан;
3. модуль блокування;
4. задатчик рівня, витрати чи тиску;
5. автоматичний регулятор.

1. Індикатор аналогового вимірювання призначений для відображення сигналів із датчиків. Крім показань технологічного сигналу на лицьовій панелі можна побачити шкалу масштабування сигналу, сигнал 4-20мА і величину процентному співвідношенні. Приклад відображення даного модуля показано на рисунку 3.4.

При натисканні на іконку сигналу відкривається лицьова панель цього модуля.

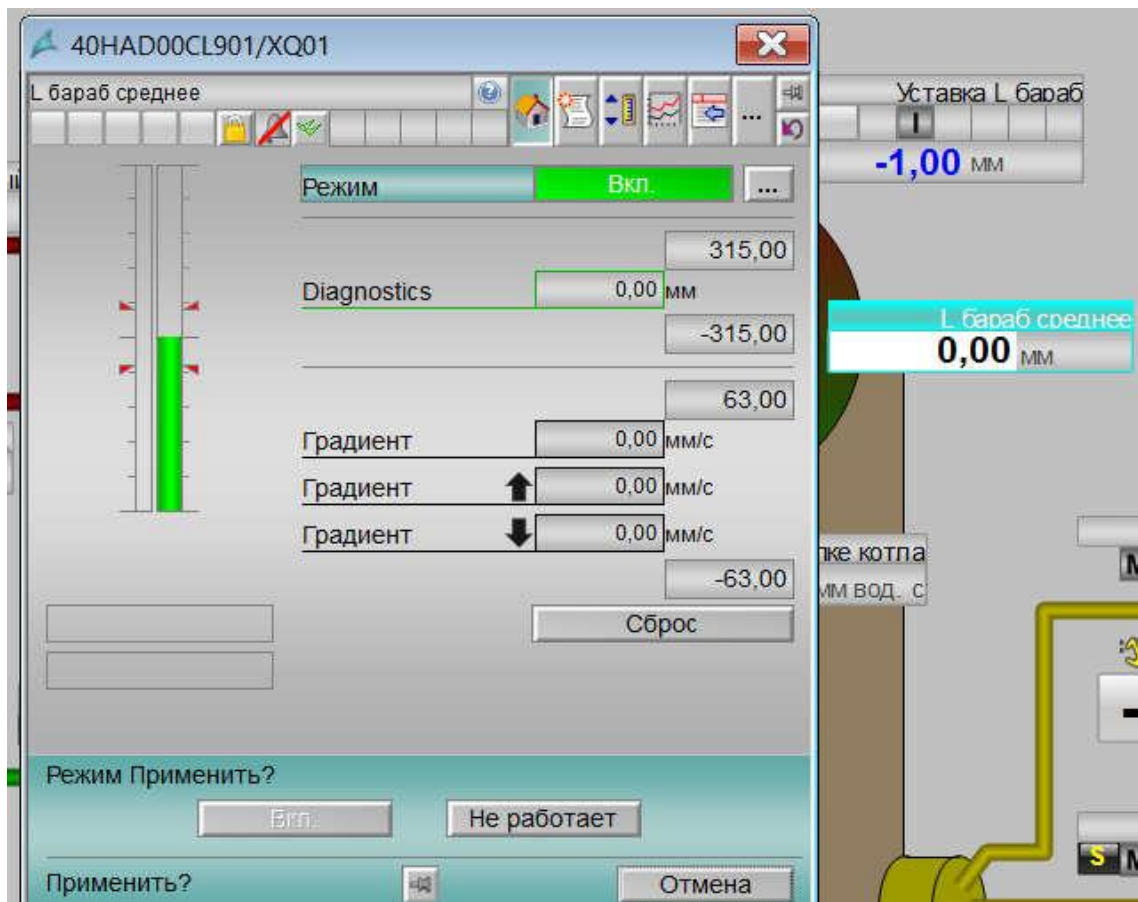


Рисунок 3.4 – Приклад відображення індикатора аналогового вимірювання.

2. Модуль клапана за допомогою команд відкрити/закрити управляє запірною та регулюючої арматурою. Цей модуль має такі режими роботи:

- ручний;
- автоматичний;
- місцевий⁴
- виведений в ремонт;

У ручному режимі команди управління формуються з АРМ оператора або панелі керування шляхом натискання віртуальних кнопок відкрити/закрити та стоп на лицьовій панелі відповідного механізму.

В автоматичному режимі команди на відкриття/закриття формуються автоматичним регулятором.

У місцевому режимі керування команди подаються з пульта керування за допомогою кнопок відкрити/закрити. Місцевий режим має найвищий пріоритет перед рештою. При перемиканні ключа керування механізмом у «ручний режим» на пульті керування котла – механізм незалежно від стану переключиться на локальне управління.

У виведеному в ремонт механізмі – блокується подача будь-яких впливів із ПТК. Приклад зображення даного модуля показано рисунку 3.5.

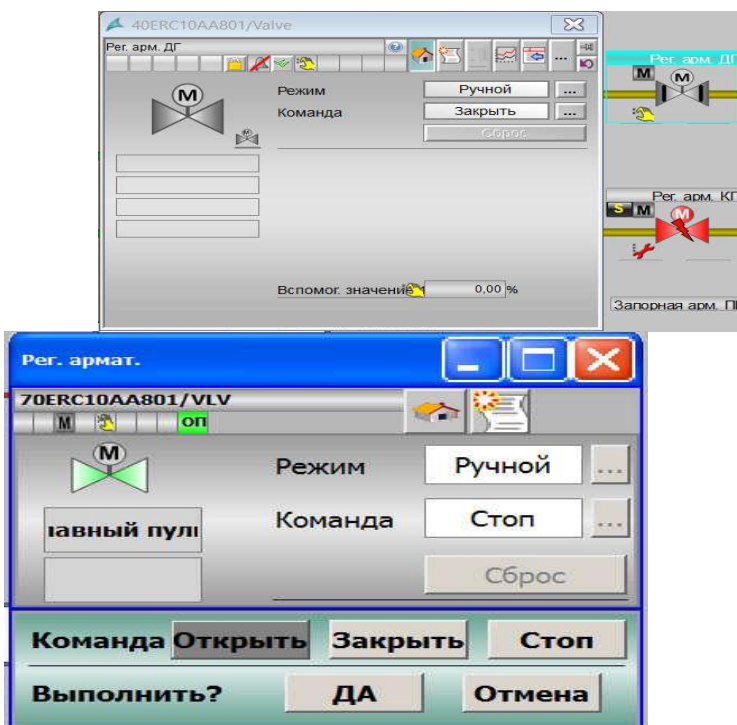


Рисунок 3.4 – Приклад відображення модуля керування арматурою, праворуч для панелі індикації та управління (ПІУ) у локальному пульті управління.

3. Модуль блокування – допоміжний модуль використовується для візуалізації блокувань, що впливають на виконавчі механізми.

Цей модуль відображає стан сигналів, що беруть участь у блокуванні.

Відкриття, закриття регулюючої арматури, обмеження максимального/мінімального навантаження котлоагрегату.

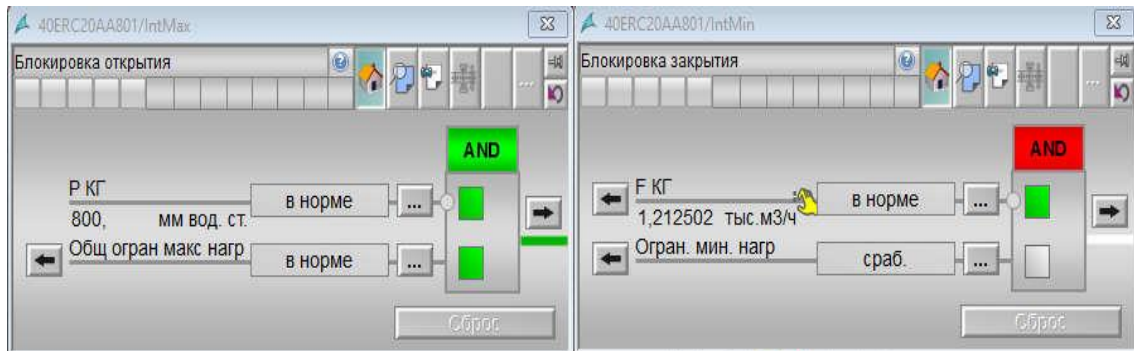


Рисунок 3.5 – Приклад відображення лицьової панелі модуля блокування.

Блокування вважається не спрацьованим у разі логічної одиниці на виході модуля (зображується зеленим кольором). Вихідний сигнал може формуватися згідно із законом логічної «І» або «АБО». На мнемосхемі візуалізації "І" - AND, "АБО" - OR. Вхідні сигнали модуля можуть набувати значення логічної одиниці чи нуля. Для спрацювання блокування працюючої по логічному «І» достатньо зникнення будь-якого з входів даного модуля.

4. Модуль керування задатчиком призначений для завдання уставки технологічного параметра для її автоматичної підтримки. Зміна завдання відбувається з обмеженою швидкістю та в обмеженому діапазоні.

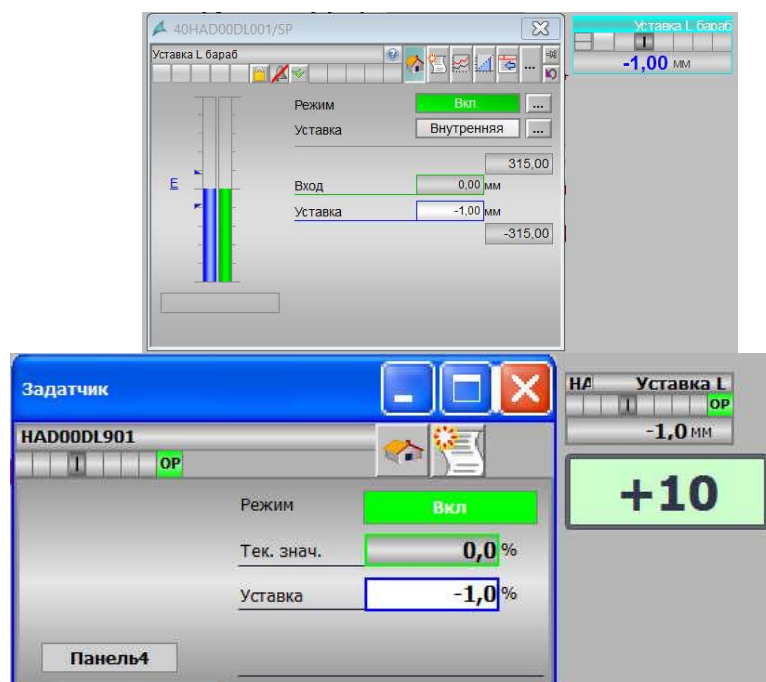


Рисунок 3.6 – Приклад відображення іконки та лицьової панелі задатчика на АРМ.

Задатчик може працювати у двох режимах: внутрішньому та зовнішньому.

У внутрішньому режимі уставку технологічної величини змінює машиніст, а у зовнішньому завдання стоїть у відстеженні та формується зовні даного модуля.

5. Автоматичний регулятор призначений для підтримки на заданому рівні технологічного параметра, шляхом подачі керуючих імпульсів певної тривалості відкриття/закриття відповідного механізму.

Тривалість імпульсів формується виходячи з величини помилки неузгодженості - різниці між заданим і фактичним значенням регульованого параметра.

У ручному режимі управління існує можливість завдання певної величини відкриття відповідного клапана. Приклад відображення автоматичного регулятора показаний рисунку 3.7.

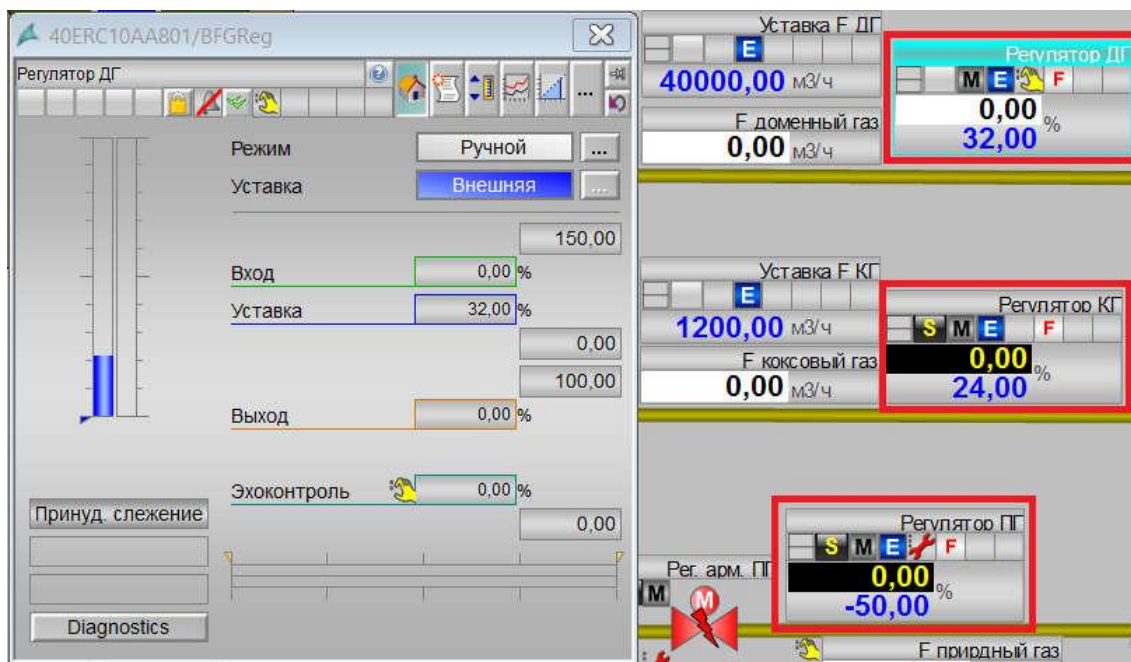


Рисунок 3.7 – Приклад відображення автоматичного регулятора на АРМ.

Структурно САР навантаження складається з наступних вузлів: головного регулятора (ГР) та підлеглих йому 3-х регуляторів витрат газів.

На кожному котлі є 3 газопроводи – доменного, коксового та природного газів. На них встановлено регулюючу арматуру, яка може працювати в 3-х режимах:

1. Дистанційний («локальний» для ПТК) – ключ переведений до «Дист.» на панелі керування котлом Управління механізмом ведеться з кнопок «Менше» та «Більше» (див. рисунок 3.8)



Рисунок 3.8 – Зображення пульта керування регулювальною арматурою.

2. Автоматичний – ключ керування переведений у «Авт.», режим регулювання заданої витрати газу. Керує клапаном автоматичний регулятор, який прагне звести до мінімуму різницю між заданою та поточною витратою газу.
3. Ручний - резервний режим, ключ управління переведений в "Авт.", Після чого необхідно на лицьовій панелі ПІУ або АРМ переключити на ручний режим. При цьому керування клапаном ведеться за допомогою віртуальних. кнопок лицьової панелі клапана відкрити/закрити

Для кожної з трьох регулюючих арматур передбачено регулятор витрати газу – регулятор доменного газу (РДГ), регулятор коксового газу (РКГ) та регулятор природного газу (РПГ).

При перемиканні ключа керування на режим «Авт.» регулятори переключаються в автоматичний режим – команди більше/менше формуються алгоритмом автоматичного регулятора.

В автоматичному режимі керування механізмом обмежено регуляторами мінімальних витрат і тиску газу, і максимального тиску газу. При порушення граничних уставок регулятор переключається на підтримання мінімальної витрати або тиску відповідного газу.

Для РДГ та РКГ передбачені віртуальні задатчики (уставки) витрати газу у панелі індикації та управління (ППУ) або автоматизованому робочому місці (АРМ) старшого машиніста.

При управлінні від ПТК на механізми впливають блокування що запобігають виходу технологічних параметрів за аварійні межі.

- Головний регулятор прагне звести до мінімуму різницю між заданим тиском пари $P(p)$ та фактичним значенням $P(p)1$.

Вихід (керуюча дія) ГР-а формує завдання для регуляторів витрат газів з пріоритетом більш дешевий вид палива.

Управління задатчиком (уставкою) тиску пари ($P(p)$) проводиться з АРМ старшого машиніста (екран ТЕЦ) Зворотним зв'язком для ГР є середнє значення $P(p \text{ ср})$ сигналів з 2-х датчиків тиску пари. У машиніста є можливість виключити з роботи датчик, який має недостовірні показання, якщо обидва датчики мають достовірні показання і включені до роботи –розраховується середнє значення. Недостовірні показання виключаються з роботи автоматично при обриві датчика, а вводяться в роботу вручну машиністом після відновлення показань У разі відмови обох датчиків відображаються останні достовірні дані.

- Регулятори доменного (РДГ) та коксового (РКГ) газу в автоматичному режимі керують регулюючим клапаном для підтримки заданої витрати відповідного газу. ГР в автоматичному режимі формує завдання з

індивідуальної витрати газів для РДГ та РКГ, коли ГР у ручному режимі – витрату газу може задавати машиніст на задатчик витрати відповідного газу. При постановці на автомат головного регулятора задатчик витрати доменного газу переключається зовнішнє завдання від ГР.

Якщо РДГ або РКГ переведено в ручний режим, то машиніст має можливість керувати регулюючим клапаном соотв. газу командами відкрити/закрити з лицьової панелі відповідного механізму.

Примітка: Будь-який регулятор переводиться в ручний режим у випадку недостовірності показань регульованого параметра (Наприклад для ГР це тиск пари), також у разі відмови модулів дискретного введення-виводу.

➤ САР рівня в барабані котла.

У кожному котлоагрегаті реалізовано можливість регулювання рівня в барабані котла. Підживлення котла можна проводити вручну як з локального пульта управління, так з ППУ та АРМ старшого машиніста.

У системі також передбачено автоматичне регулювання рівня в барабані у всіх діапазонах навантаження котла.

Примітка: Тільки один із регулюючих клапанів може бути включений автоматичний режим, встановлення на автомат другого РПК блокується.

Для правильної роботи регулятора рівня необхідно щоб коректно відображалися витрати поживної води та пари. Для цього машиністу необхідно вибрати сигнал із датчика з достовірними показаннями.

– Блокування.

В автоматичному режимі роботи регуляторів їхня керуюча дія обмежена блокуваннями, в ручному режимі за граничними навантаженнями повинен стежити машиніст.

Для недопущення надмірного навантаження/розвантаження котлоагрегату для головного регулятора (ГР) передбачені такі блокування:

1. Обмеження максимального навантаження, при:
 - витрата пари вище 120 т/год (величина уточнюється при налагодженні);

- рівень у барабані котла впав нижче -50 мм;
- розрідження у топці перевищило +2 мм.вод.ст.

2. Обмеження мінімального навантаження:

- Витрата пари нижче 45 т/год (величина уточнюється при налагодженні);
- Рівень у барабані котла вище +50 мм.

Для регулятора витрати доменного газу (РДГ) передбачено такі блокування:

- При зниженні тиску доменного газу (РДГ) нижче 700 мм. регулятор переключається на підтримку мінімальної РДГ.

- При зниженні витрати доменного газу (F ДГ) нижче 40000 м3/год регулятор переключається на підтримку мінімальної витрати газу. Блокування по мінімальному F ДГ має вищий пріоритет перед блокуванням за мінімальним Р ДГ.

Для регулятора витрати коксового газу (Р КГ) передбачені такі блокування:

- При зниженні тиску коксового газу (РДГ) нижче 500 мм. регулятор перемикається на підтримання коксового тиску.

- При зниженні витрати коксового газу (F ДГ) нижче 1200 м3/год регулятор переключається на підтримку мінімальної витрати газу. Блокування по мінімальному F ДГ має вищий пріоритет перед блокуванням за мінімальним РДГ.

— САР теплового навантаження та палив

САР теплового навантаження та палив може працювати у трьох режимах:

- базовий режим;
- режим регулювання заданого навантаження;
- режим підтримання тиску пари у загальному колекторі.

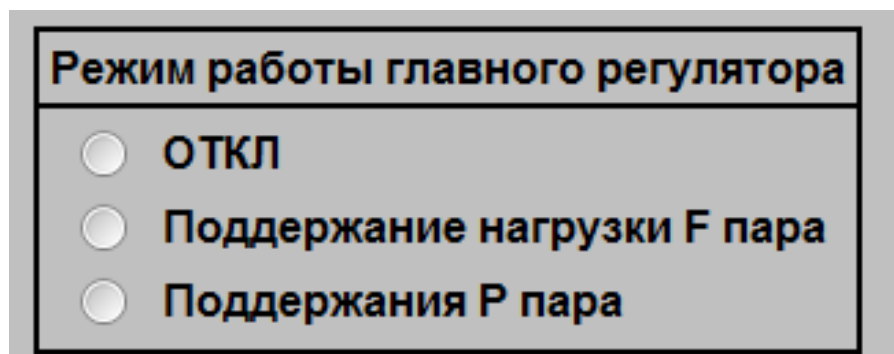


Рисунок 3.9 – Вибір режиму роботи головного регулятора котлоагрегату. Базовий режим.

У базовому режимі РКГ та РДГ знаходяться в ручному режимі або в режимі підтримки заданої витрати відповідного газу.

Режим регулювання заданого навантаження призначений для несення котлом заданого навантаження газу.

У САР проведено перерахунок витрат газів з урахуванням калорійності до витрати пара на виході казана. Таким чином, машиніст має можливість задати певне парове навантаження для котлоагрегату, проводиться це з лицьової панелі головного регулятора. Це завдання з несення навантаження за витратою пари від котла орієнтовне і може відрізнитись від реального парового навантаження котлоагрегату. Відбувається це у зв'язку з тим, що реальна калорійність газів може змінюватися у процесі експлуатації.

У цьому режимі роботи на регулятори витрат газів впливають блокування з використання більш дешевого виду палива, а також підтримка

мінімального тиску та витрати доменного та коксового газів. І у випадку спрацьовування уставок по відповідним блокуванням – несення навантаження переключиться на резервний вид палива.

Режим підтримання тиску пари в загальному колекторі.

Перед включенням головного регулятора (ГР) в автоматичний режим необхідно регулятор доменного газу (РДГ) або регулятор коксового газу (РКГ) перевести на автоматичну підтримку заданої витрати.

Після включення ГР – Р ДГ переводиться в режим підтримання тиску пари (Р П) у загальному колекторі, регулятор коксового газу знаходиться в автоматичному режим підтримки заданої витрати коксового газу. Регулятор природного газу перебуває у закритому стані.

При наборі навантаження та при повному відкритті клапана доменного газу або при спрацьованні блокування за мінімальним РДГ, РКГ переводиться в режим підтримання тиску пари. При необхідності подальшого набору навантаження та повному відкритті клапана на подачі коксового газу або при спрацьовуванні блокування за мінімальним РДГ, регулятор природного газу переводиться з закритого стану режим підтримання заданого РОП.

В тому випадку якщо спрацьовує умова перемикання РКГ на підтримку РП, але на нього впливають блокування чи РКГ не в автоматичному режимі. На підтримку тиску пари переводиться регулятор природного газу.

Зниження навантаження відбувається у зворотному порядку – при повному закритті клапану природного газу РП підтримує клапан коксового газу.

При подальшому зниженні навантаження та досягненні витрати коксового газу меншим або рівним 1200 м³/год, регулятор коксового газу перекладається на підтримку заданої витрати коксового газу, а регулювання Р ведеться клапаном доменного газу.

3.2 Автоматизована система регулювання «паливо-повітря»

Також для підвищення ефективності роботи котельного обладнання та ТЕЦ в цілому пропонується установка приладів контролю вмісту СО та О₂ у газах, що відходять. Розглянемо установку системи на прикладі котла №4.

Відсутність даних щодо складу відпрацьованих газів веде до:

- втрат від хімічного недопалу палива у разі нестачі повітря;
- втрат тепла з газами, що йдуть у разі його надлишку.

Введення в роботу запропонованої системи регулювання дозволить:

- Забезпечити оптимальну кількість повітря, що подається для горіння палива.
- Вироблення додаткової електроенергії на турбогенераторі №1.
- Збільшення ККД котлоагрегату на +3%.

В даний момент, зміна співвідношення КГ, ДГ, ПГ призводить до не оптимального режиму роботи котельного обладнання, через недотримання

оптимальної витрати паливо-повітря. Під час змін параметрів тиску та витрати доменного та коксового газів виникає ситуація, коли в топку котла подається повітря у більшій кількості, ніж необхідно для горіння палива, або збільшується витрата газу без зміни витрати повітря, і газ повністю не згорає. Машиніст котлоагрегату в ручному режимі не може правильно відпрацювати подачу співвідношення паливо-повітря через відсутність приладів.

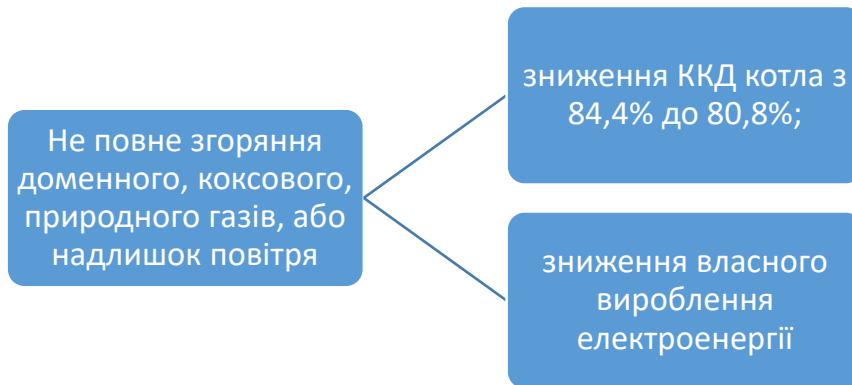


Рисунок 3.10 – Наслідки неповного згорання палива.

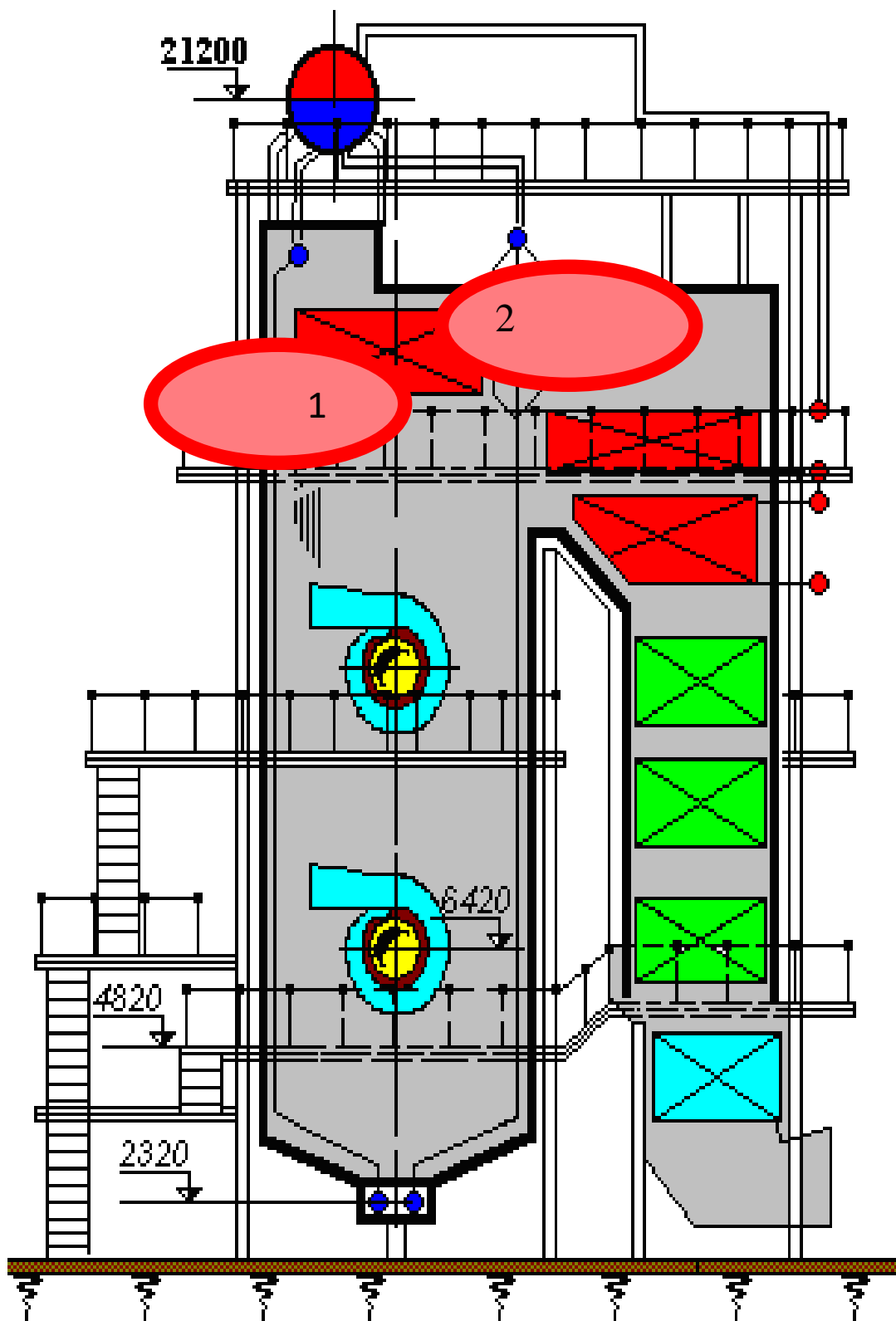


Рисунок 3.11 – 1 – через відсутність датчиків CO та O2 не допалюється паливо; 2 – місце установки блоку пробовідбору показань CO та O2.

Опис технічної частини.

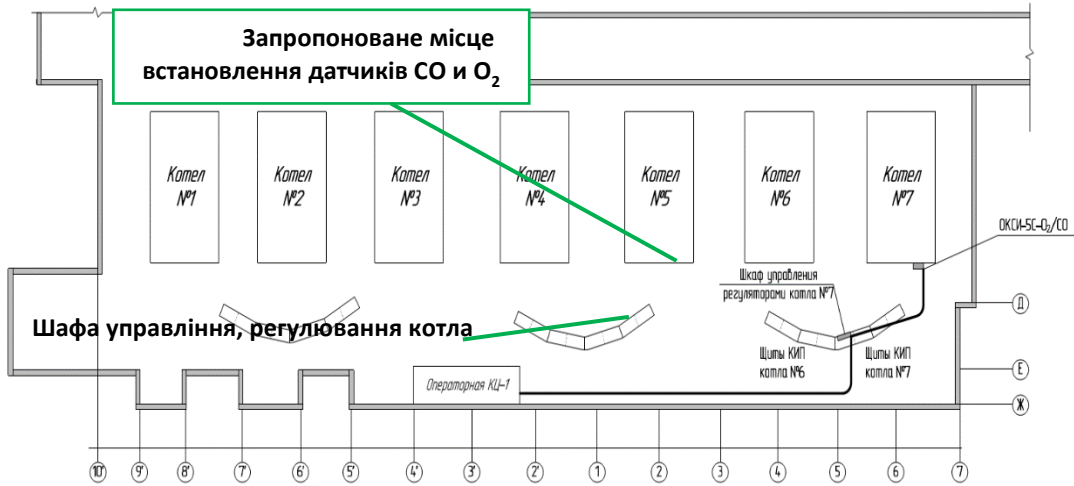


Рисунок 3.12 – Запропоноване місце встановлення датчиків CO и O₂.

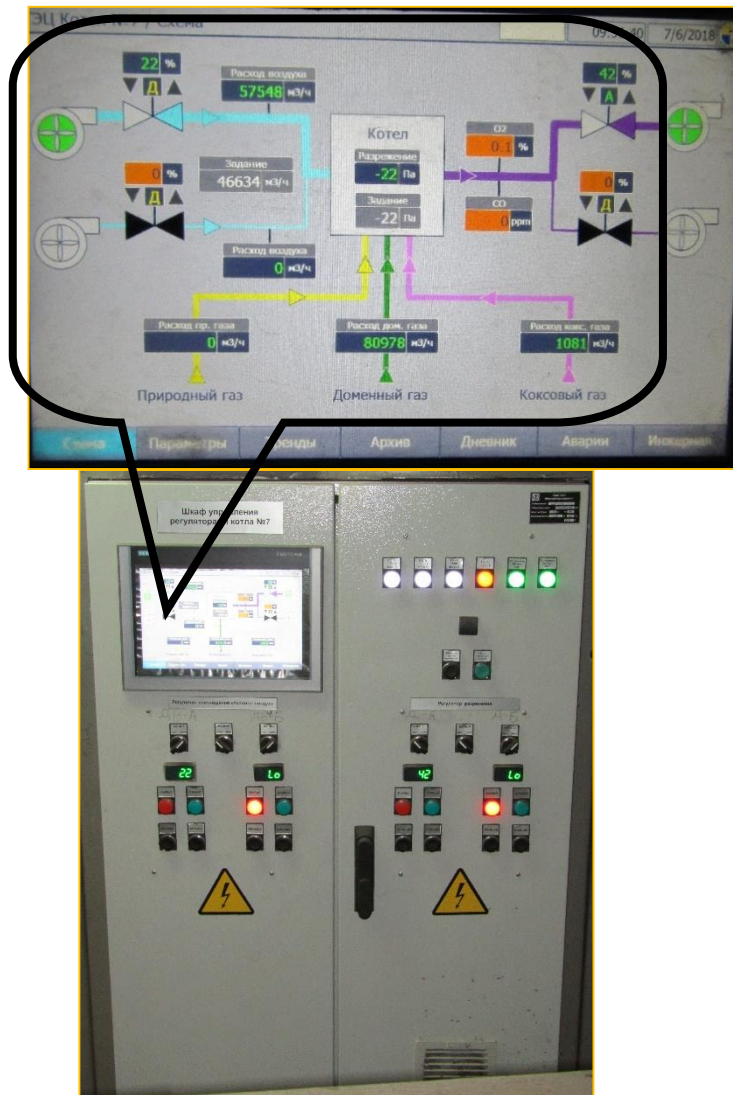


Рисунок 3.13 – Візуалізація шафи управління.

- Система дозволяє в автоматичному режимі регулювати співвідношення палива.
- Візуалізовано виводить дані на екран.
- У разі аварійної ситуації можна перейти в ручний режим.
- Показує повну концепцію надлишкового коефіцієнту витрати повітря.

Розглянемо загальну інформація про програмно-технічний комплекс.

Система автоматичного регулювання (САР) співвідношення «Паливо-повітря» реалізована як розширення функціоналу програмно-технічного комплексу САР теплового навантаження багатопаливного котлоагрегату №4.

САР співвідношення «Паливо-повітря» призначена для автоматичного підтримання розрідження в топці котла та управління подачею повітря в залежності від кількості палива в котлі, а також корекції кількості поданого повітря за вмістом кисню в топці у всіх режимах роботи котла після врізання його в загальний колектор пара, крім випадків, зумовлених спеціальними технологічними операціями, ремонтними роботами чи особливими розпорядженнями керівництва ТЕЦ [24].

ПТК реалізований на базі програмного забезпечення PCS7 Siemens у якому була застосована бібліотека APL v9.1 (Advanced Process Libray) та панелі індикації та управління (ПШУ) виробництва фірми Siemens.

Основні механізми керування.

У ПТК із бібліотеки APL використовуються такі логічні пристрої (модулі). Повний функціонал та опис роботи даних модулів наведено в описі операторських функцій та у посібнику оператора даної бібліотеки.

Індикатор аналогового виміру призначений для відображення сигналів із технологічних параметрів. Крім показань технологічного сигналу на лицьовій панелі можна побачити шкалу масштабування сигналу, сигнал 4-20мА та величину у відсотковому співвідношенні. При натисканні на іконку сигналу відкривається лицьова панель.

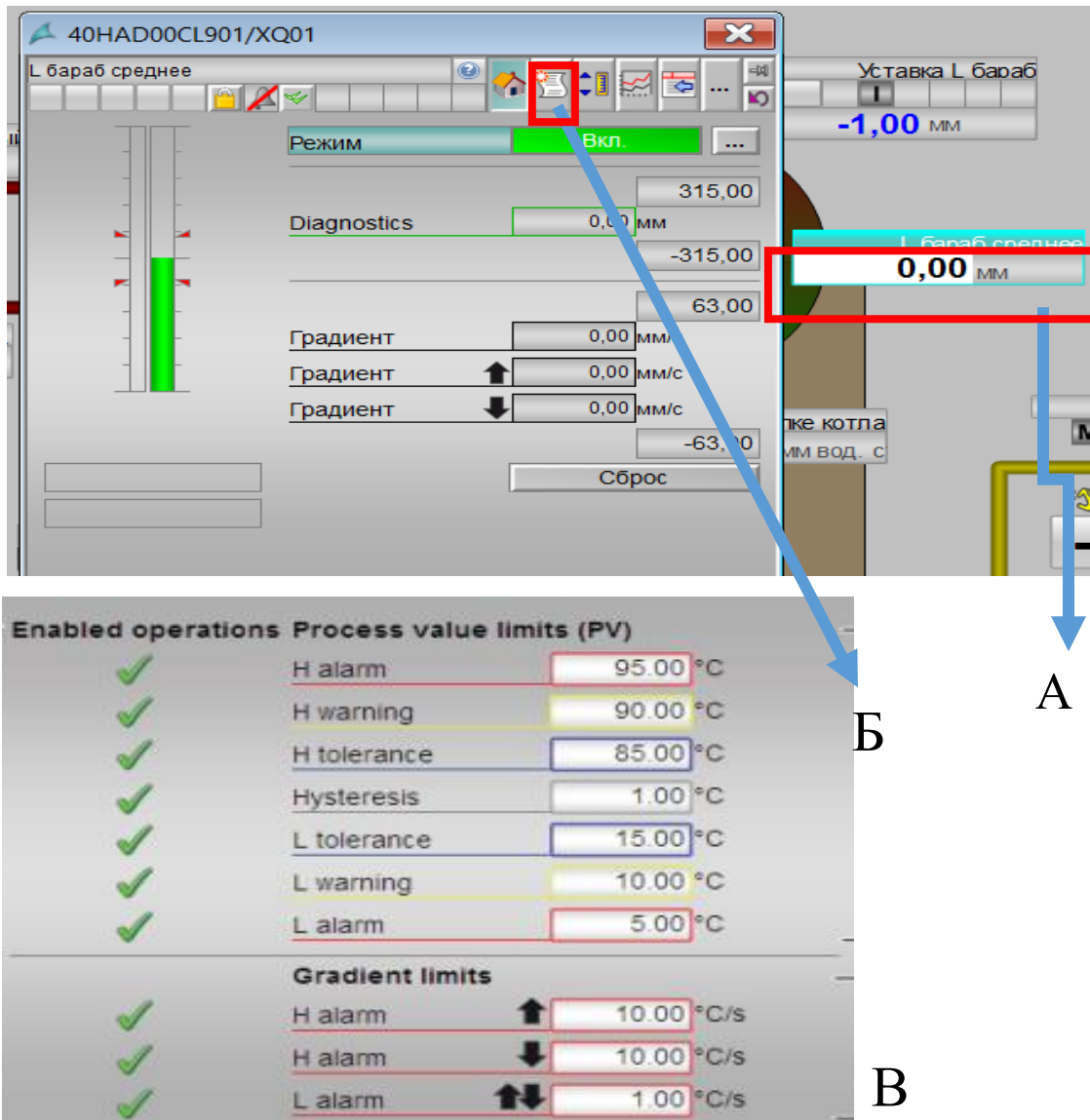


Рисунок 3.14 – Приклад відображення індикатора аналогового вимірювання.

- іконка індикатора, лицьова панель керування;
- кнопка для переходу в меню зміни аварійних та запобіжних меж;
- меню зміни граничних значень технологічних вимірів, завдання обмежень регульовального діапазону.

Модуль клапана за допомогою команд відкрити/закрити управляє запірною та регульовальною арматурою.

Цей модуль має такі режими роботи:

- Ручний
- Автоматичний
- Місцевий

- Виведений в ремонт

У ручному режимі команди на керування формуються з АРМ оператора або панелі керування шляхом натискання віртуальних кнопок відкрити/закрити та стоп на лицьовій панелі відповідного механізму.

В автоматичному режимі команди на відкриття/закриття утворюються автоматичним регулятором.

У місцевому режимі керування команди подаються з пульта керування за допомогою кнопок відкрити/закрити. Місцевий режим має найвищий пріоритет перед іншими. При перемиканні ключа керування механізмом у «Дист.» на пульті керування котла – механізм незалежно від стану переключиться на локальне керування.

У виведеному в ремонт механізмі блокується подача будь-яких впливів з ПТК. Приклад зображення даного модуля показано на рисунку.

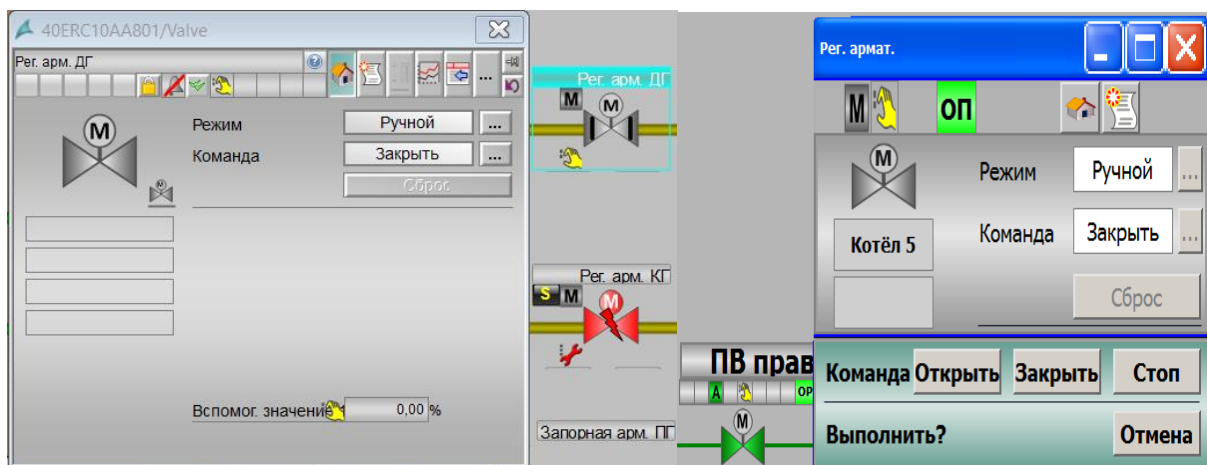


Рисунок 3.15 – Приклад зображення модуля клапана.

Модуль блокування використовується для візуалізації блокувань, що впливають на виконавчі механізми. Даний модуль відображає стан сигналів, що беруть участь у блокуванні відкриття/закриття регулюючої арматури, обмеження максимального/мінімального навантаження котлоагрегату.

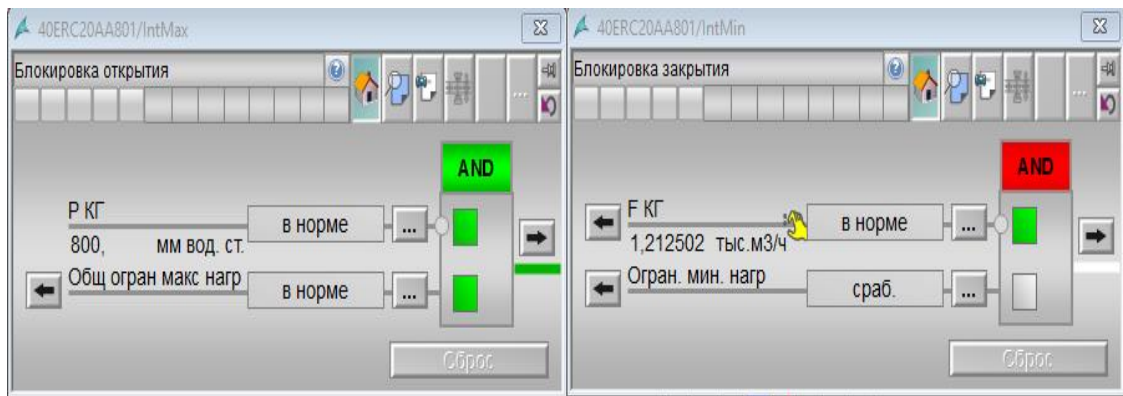


Рисунок 3.16 – Приклад зображення модуля блокування.

Модуль керування задатчиком призначений для завдання уставки технологічного параметра її автоматичного підтримки. Для виключення стрибкоподібного обурення зміна завдання відбувається з обмеженою швидкістю та обмеженому діапазоні. Приклад зображення задатчика показано на рисунку 3.17.

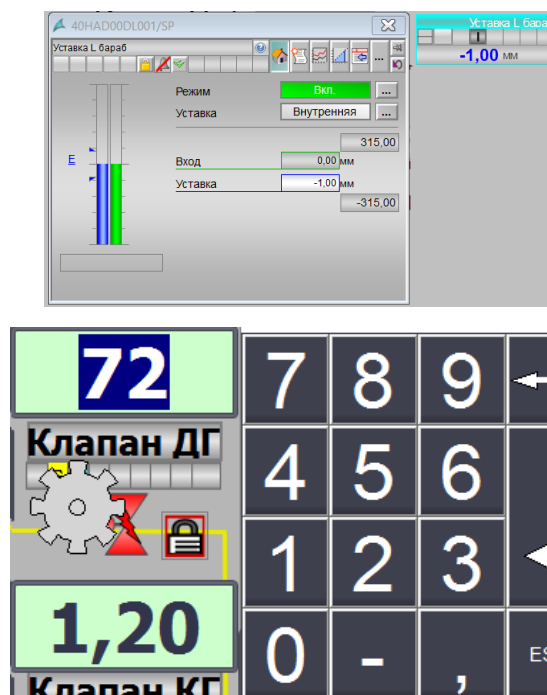


Рисунок 3.17 – Приклад зображення задатчика.

Задатчик може працювати у двох режимах: внутрішньому та зовнішньому. У внутрішньому режимі уставку технологічної величини змінює машиніст, тоді як у зовнішньому завдання стоїть у відстеження і формується алгоритмом зовні даного модуля.

Автоматичний регулятор призначений для підтримки на заданому рівні технологічного параметра шляхом подачі керуючих імпульсів певної тривалості на відкриття/закриття відповідного механізму. Тривалість імпульсів формується виходячи з величини помилки неузгодженості – різниці між заданим та фактичним значенням регульованого параметра.

У ручному режимі управління існує можливість завдання певної величини відкриття відповідного клапана. Приклад відображення автоматичного регулятора показано на рисунку 3.18.

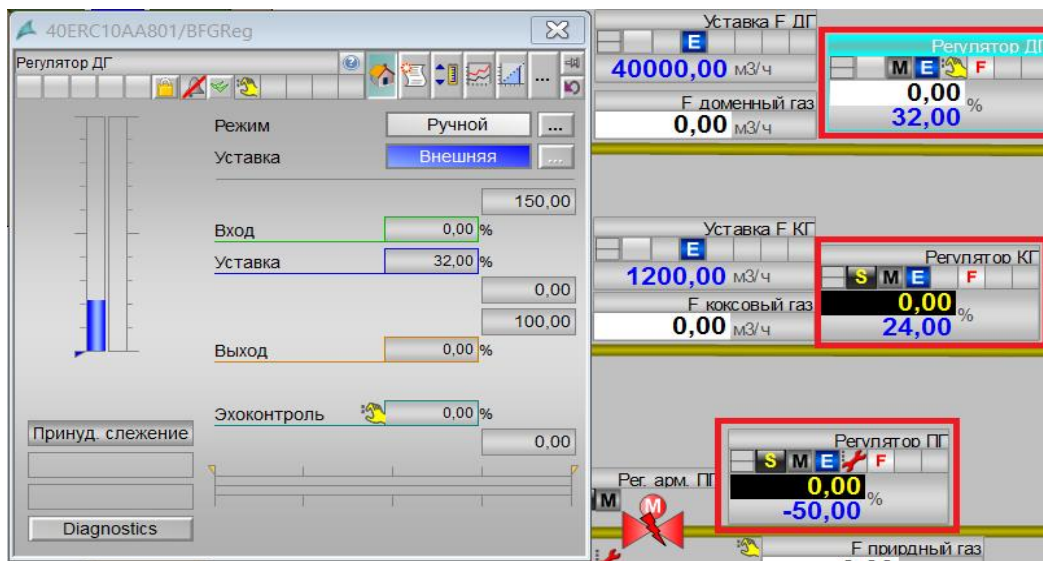


Рисунок 3.18 – Приклад відображення автоматичного регулятора.

Для виключення хибного введення чи видачі відповідної команди, реалізований алгоритм вибору місця управління. Керування будь-яким з модулів можливе або АРМ старшого машиніста КО або ПУ машиніста котла. Це реалізовано за допомогою модуля Вибору управління.

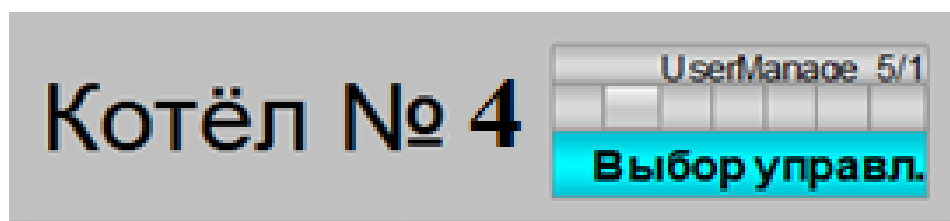


Рисунок 3.19 – Модуль Вибору управління.

Структурно САР співвідношення «Паливо-повітря» складається з наступних вузлів: регулятора розрідження в топці котла і регуляторів витрат повітря, і регулятора кисню, що коригує.

Для управління навантаженням тягодутьових механізмів котла використовуються напрямні апарати (НА). Виконавчий механізм, що управляє положенням НА може працювати в 3-х режимах:

Автоматичний – ключ управління переведений в «Авт.», положенням НА управляє автоматичний регулятор, який прагне мінімізувати різницю між заданим і поточним значенням регулюючого параметра.

Дистанційний («локальний» для ПТК) – ключ переведений у «Дист.» на панелі керування котлом. Управління механізмом ведеться за допомогою кнопок «Менше» та «Більше»

Ручний – резервний режим, ключ керування переведений у «Авт.», після чого існує можливість на лицьовій панелі ППУ або АРМ переключити регулятор на ручний режим. При цьому керування НА ведеться за допомогою віртуальних кнопок лицьової панелі клапана «відкрити»/ «закрити» та «стоп».



Рисунок 3.20 – Зображення пульта керування регулювальною арматурою.

Регулятор розрідження призначений для підтримки заданого розрідження в топці котла шляхом зміни положення направляючих димососів. В автоматичному

режимі регулятори розрідження прагнуть мінімізувати різницю між заданим і фактичним розрідженням у топці котла. Завдання розрідження обмежено діапазоном від -2 мм. до -6 мм.вод.ст.

У ПТК реалізована можливість підтримувати розрідження в топці як одним регулятором, і двома одночасно.

При постановці двох регуляторів НА автоматичний режим включається в роботу алгоритм із синхронізації положення двох НА. У процесі регулювання розрідження положення напрямних апаратів буде прагнути однакових показань, зроблено це у тому щоб виключити перекіс процесу горіння в топці. Даний алгоритм працює тільки коли обидва регулятори в автоматичному режимі та датчики положення НА у справному стані.

Регулятор кисню призначений підтримки вмісту кисню в топці котла шляхом зміни коефіцієнта корекції витрати повітря. Завдання вмісту кисню обмежено діапазоном від 2,5 до 6%.

При поставленні в автоматичний режим одного з напрямних апаратів дутьових вентиляторів регулятор з режиму відстеження перетворюється на режим регулювання заданого вмісту кисню в топці котла. У цьому регулятор прагнути мінімізувати різницю між заданим і фактичним значенням кисню в топці котла.

Алгоритмом регулятора формується коефіцієнт, що коригує задану кількість витрати повітря. У тому випадку, якщо вміст кисню більше заданого значення, регулятор буде зменшувати завдання повітря в котел і збільшувати завдання з витрати, якщо вміст кисню нижче задатчика.

У процесі регулювання коефіцієнт може набувати значення від 0,5 до 1,5. Завдання з витрат повітря, сформоване співвідношенням паливо-повітря множиться на даний коефіцієнт.

Регулятор витрати повітря призначений для підтримки заданої витрати повітря шляхом зміни положення напрямних апаратів дутьових вентиляторів.

При переведенні в автоматичний режим одного з регуляторів НА дутьового вентилятора, регулятор намагатиметься звести до мінімуму різницю між заданою та фактичною витратою повітря на котел.

Завдання з витрати повітря формується із співвідношення паливо-повітря. Фактична кількість палива в котлоагрегаті відображено теоретичним паровим навантаженням котла, яке вважається виходячи із суми витрат палив з урахуванням калорійності кожного палива. За 9,6 т. пари на годину взята витрата природного газу в 1 тис.м³/год.

Залежно від значення теоретичного парового навантаження формується завдання з витрати повітря на котел і вже після корекції за вмістом кисню в топці формується завдання з витрат повітря для регуляторів витрати повітря. У процесі проведення випробувань САР паливо-повітря було підібрано співвідношення, що визначається за такою формулою:

$$F_{\text{повітря теор.}} = F_{\text{пара теор.}} * 0,83-15\% \quad (3.1)$$

Фактичне завдання щодо витрати повітря:

$$\text{Завдання } F_{\text{повітря}} = F_{\text{повітря теор.}} * \text{Корр. Коэф. O}_2\% \quad (3.2)$$

Завдання з витрати повітря обмежено мінімальним значенням 27 тис. м³/год та максимальним у 100 тис. м³/год.

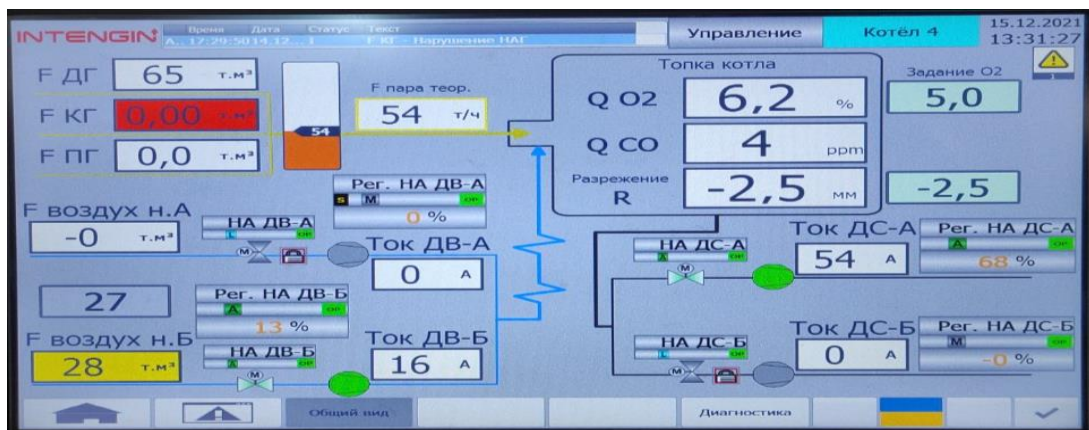


Рисунок 3.21 – Зображення завдання витрати повітря.

3.3 Висновки до розділу

На основі заданих параметрів система здійснює запуск, контроль, зупинку обладнання, аналізує та миттєво реагує на умови, що змінилися. Реєстрація, збирання, фіксація інформації про роботу обладнання та виробничих процесів.

Спеціальні датчики збирають, зберігають, передають відповідні дані на робоче місце оператора в режимі реального часу, а також фіксують бази даних. Розпізнавання та реакція на нестабільну роботу обладнання та його вузлів.

Діяльність автоматизованої системи контролю та обліку паливно-енергетичних ресурсів спрямована на комерційний контроль обліку паливно-енергетичних ресурсів, а також облік та зберігання даних онлайн та офлайн.

Було досліджено основні контури регулювання, у тому числі контур регулювання економічності згоряння палива. Була створена математична модель та розрахований регулятор. Також було проведено моделювання роботи системи в реальному часі. Під час моделювання було виявлено, що система є працездатною і може підтримувати необхідні параметри на заданому рівні.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Введення в роботу системи автоматичного регулювання теплового навантаження та палива дозволить:

- Забезпечити оптимальну кількість повітря, що подається для горіння палива.
- Вироблення додаткової електроенергії на турбогенераторі №1.
- Збільшення ККД котлоагрегату на +3%.

Використання автоматизованих систем дозволяє реєструвати будь-які відхилення, збої, відмови у роботі пристроїв і техніки після збору потрібних даних. Реакція на такі зміни може бути автоматичною або передаватися оператору для ухвалення рішення.

Автоматизація технологічних процесів та виробництв у віддаленому режимі. Це можливо вручну або з робочого місця оператора. Організація гнучкого доступу до управління. Опція передбачає налаштування багаторівневого доступу до системи через персоналізовані паролі.

Система автоматизації відповідає таким критеріям:

- висока надійність;
- можливість включення до складу існуючої АСУ підприємства;
- наочний і повнофункціональний інтерфейс оператора;
- використання сучасних технічних засобів;
- зниження експлуатаційних витрат.

Була підвищена надійність системи за рахунок усунення людського чинника при прийнятті рішень під час аварійних ситуацій; підвищена точність підтримки регульованих параметрів і, як наслідок, забезпечення належної якості енергоносія на виході системи.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Структура підприємства. URL: <https://www.zaporizhstal.com/ru/> (дата звернення 05.10.2021).
2. Волощук В.А., Денісов А.К., Трофимчук І.П. Котельні установки промислових підприємств: навч. посіб. Рівне : НУВГП, 2013. 227 с.
3. Сучасний стан та напрямки розвитку котлобудування. URL: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-1/section-2/2-12> (дата звернення 01.12.2021).
4. Галівець О.І., Кміть М.М. Інструкція з експлуатації котлоагрегатів №№1,2,4-7. Запоріжжя, 2018. 74 с.
5. Алабовський О.М., Боженко М.Ф. Проектування котелень промислових підприємств. Київ: Вища школа, 1992. 207 с.
6. Чепурний М. М. Теплові розрахунки парогенераторів : навч. посіб. Вінниця : ВНТУ, 2006. 155 с.
7. Степанов Д. В. Котельні установки промислових підприємств : навч. посіб. Вінниця: ВНТУ, 2011. 120 с.
8. Бойко Е.А., Охорзина Т.И. Котельные установки и парогенераторы (конструкционные характеристики энергетических котельных агрегатов): 2-е изд. испр. Красноярск : КГТУ, 2003. 223 с.
9. Соколов Б. А. Котельные установки и их эксплуатация: навч. посіб. Вінниця: Академия, 2007. 432 с.
10. Кузнецов Н.В., Митор В.В., Дубовський І.Е., Карасина І.С. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод). Санкт-Петербург: НПО ЦКТИ-ВТИ, 1998. 256 с.
11. Тепловой расчет промышленных парогенераторов: уч. пособ. / под ред. В.И. Частухина. Киев: Вища школа. Головное изд-во, 1980. 184 с.
12. Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара: уч.пособ. Москва: Энергия, 1980. 424 с.

13. Гольстрем В.А., Кузнецов Ю.Л. Справочник по экономии топливно-энергетических ресурсов. Киев: Техника, 1985. 383с
14. Деев Л.В., Бамахничев Н.А. Котельные установки и их обслуживание. Москва: Высшая школа, 1990. 239 с.
15. Справочник эксплуатационника газовых котельных/ под ред. Е.Б. Столпнера. -Ленинград: Недра, 1986. 528 с.
16. Основы энергетического аудиту. URL: <https://studfile.net/preview/1852697/> (дата звернення 11.10.2021).
17. Голубков Б.Н., Данилов О.Л., Зосимовский Л.В. Теплотехническое оборудование и теплоснабжение промышленных предприятий. Москва: Энергия, 1979. 544 с.
18. Плетнев Г.П. Автоматизированные системы управления объектами тепловых электростанций: учебник для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. Москва: МЭИ, 1995. 352 с.
19. Інструкція з експлуатації котлоагрегатів №1,2,4-7 та допоміжного обладнання. Запоріжжя: ПАТ «Запоріжсталь», 2018. 73 с.
20. Драганов Б.Х., Долінський А.А., Міщенко А.В., Письменний Є.М. Теплотехніка: підручник/ за ред. Б.Х.Драганова. Київ: ТОВ «Астра Пол», 2005. 503 с.
21. Зыков А.К. Паровые и водогрейные котлы. Москва: Энергоатомиздат, 1987. 128 с.
22. Загальна характеристика котлоагрегатів. URL: https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/fbteg/stepanov_kotelniustanov/p1.html (дата звернення 09.01.2022).
23. Плетнев Г.П. Автоматизированные системы управления объектами тепловых электро- станций: Учебник для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. Москва: Изд-во МЭИ, 1995.352 с.
24. Демченко В.А. Автоматизация и моделирование технологических процессов АЭС и ТЭС. Одесса: «Астропринт», 2001. 177 с.