

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ
імені Ю.М. ПОТЕБНИ

КАФЕДРА ПРОМИСЛОВОГО ТА ЦИВІЛЬНОГО БУДІВНИЦТВА
(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота (проект)

магістр

(рівень вищої освіти)

на тему Проект теплоелектростанції потужністю 2400 МВт на газовому паливі

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.1922-пцб-дн
спеціальності 192 Будівництво та цивільна
інженерія

(код і назва спеціальності)

освітньої програми Промислове і цивільне
будівництво

(назва освітньої програми)

Тсулі Яссін

(ініціали та прізвище)

Керівник проф., д.т.н. Банах В. А.

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

Рецензент доц., к.т.н. Полтавець М.О.

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

Запоріжжя
2024

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ
імені Ю.М. ПОТЕБНІ

Кафедра промислового та цивільного будівництва
Рівень вищої освіти магістр
Спеціальність 192 Будівництво та цивільна інженерія
(код та назва)
Освітня програма Промислове і цивільне будівництво

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

« » 20 року

І.А. Арутунович

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ (ПРОЄКТ) СТУДЕНТОВІ (СТУДЕНТЦІ)

Тсулі Яссіну

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи (проєкту) Проект теплоелектростанції потужністю 2400 МВт на газовому паливі

керівник роботи проф., д.т.н. Банах В. А.

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

затвержені наказом ЗНУ від «09» 10 2023 року № 1578-с

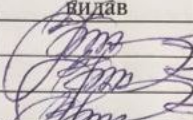

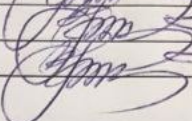
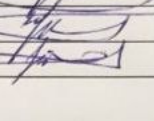
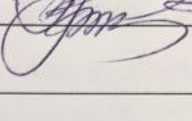
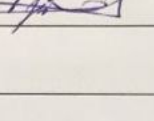
1 Строк подання студентом роботи 01.03.2024

2 Вихідні дані до роботи Актуальність обраного напрямку досліджень, значимість у сучасному житті, можливість розвинення проблематики, перспективи впровадження майбутніх досягнень, мета роботи, завдання до виконання обраних досліджень, об'єкт досліджень, предмет досліджень, передбачувані методи виконання досліджень

3 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Літературний огляд. Аналіз підходів до вивчення широкого застосування технологій отримання енергії. Вибір найбільш економічного складу обладнання для генерації необхідних потужностей, тепловий та економічний розрахунок.

4 Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Презентація із результатами аналітичних обґрунтувань наукового напрямку досліджень, результатами експериментальних досліджень, результати розрахунків із застосуванням сучасних інформаційних методів досліджень

5 Консультанти розділів роботи

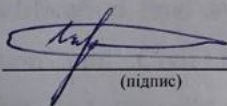
| Розділ | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата | |
|--------|---|---|---|
| | | завдання видав | завдання прийняв |
| 1 | Банах В. А. |  |  |
| 2 | Банах В. А. |  |  |
| 3 | Банах В. А. |  |  |

6 Дата видачі завдання 01.09.2023

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Назва етапів кваліфікаційної роботи | Строк виконання етапів роботи | Примітка |
|-------|-------------------------------------|-------------------------------|----------|
| 1 | Літературний огляд | 01.01 | |
| 2 | Розділ 1 | 15.01 | |
| 3 | Розділ 2 | 01.02 | |
| 4 | Розділ 3 | 15.02 | |
| 5 | Розробка графічної частини | 20.02 | |
| 6 | Оформлення роботи | 25.02 | |
| 7 | Попередній захист | 01.03 | |


Студент


(підпис)

Тсулі Яссін

(ініціали та прізвище)

Керівник роботи (проєкту)

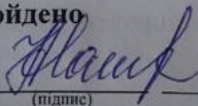

(підпис)

Банах В. А.

(ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер


(підпис)

Данкевич Н.О.

(ініціали та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Тсулі Яссін. Проєкт теплоелектростанції потужністю 2400 МВт на газовому паливі.

Кваліфікаційна випускна робота для здобуття ступеня вищої освіти магістра за спеціальністю 192 - Будівництво та цивільна інженерія, науковий керівник В.А. Банах. Інженерний навчально-науковий інститут імені Ю.М. Потебні ЗНУ, кафедра промислового та цивільного будівництва, 2024.

У процесі проектування проводився вибір найбільш економічного складу обладнання для генерації необхідних потужностей, теплової та економічний розрахунок.

Ключові слова: ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ПРОЕКТ, ТЕПЛОВИЙ РОЗРАХУНОК, ОБЛАДНАННЯ, ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ, ГАЗ.

ABSTRACT

Tsuli Yassin. The project of a thermal power plant with a capacity of 2400 MW on gas fuel.

Qualification final work for obtaining a master's degree in specialty 192 - Construction and Civil Engineering, supervisor V.A. Banach. Engineering Educational and Scientific Institute Yu.M. Potebny ZNU, Department of Industrial and Civil Engineering, 2024.

During the design process, the selection of the most economical composition of equipment for generating the required power, thermal and economic calculations were carried out.

Keywords: POWER PLANT, PROJECT, HEAT CALCULATION, EQUIPMENT, TECHNICAL AND ECONOMIC INDICATORS, GAS.

ЗМІСТ

| | | |
|----------|--|----|
| | Вступ..... | 7 |
| Розділ 1 | ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ ТА АНАЛІЗ СТАНУ В ОБ'ЄДНАНІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМІ УКРАЇНИ..... | 9 |
| 1.1 | Генеруючі потужності в об'єднаній енергосистемі України..... | 9 |
| 1.2 | Характеристика об'єкту..... | 19 |
| 1.3 | Вибір майданчика та генерального плану станції..... | 20 |
| 1.4 | Фізико-географічна та кліматична оцінка території..... | 22 |
| Розділ 2 | ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПРОЕКТУВАННЯ ТЕПЛОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ..... | 26 |
| 2.1 | Опис теплової схеми та підготовка даних до розрахунку..... | 26 |
| 2.2 | Вибір основного обладнання..... | 28 |
| 2.3 | Вибір допоміжного обладнання..... | 30 |
| 2.4 | Вибір та опрацювання схеми автоматики та КВП рівня конденсату в конденсаторі..... | 32 |
| 2.5 | Огляд існуючих схем та вибір оптимальних схем регулювання..... | 35 |
| 2.6 | Розрахунок системи технічного водопостачання..... | 39 |
| 2.7 | Схема газового господарства..... | 41 |
| 2.8 | Техніко-економічні показники проектованої ТЕС..... | 43 |
| 2.9 | Розрахунок терміну окупності станції..... | 55 |
| Розділ 3 | ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЄКТОВАНОГО ОБ'ЄКТА З ТОЧКИ ЗОРУ БЕЗПЕКИ ТА ПОРІВНЯЛЬНИЙ ОГЛЯД ВПЛИВУ ЗВИЧАЙНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА ЕКОЛОГІЧНУ СИТУАЦІЮ..... | 56 |
| 3.1 | Вплив діяльності традиційних енергетичних об'єктів на природне середовище..... | 56 |
| 3.1.1 | Вплив ТЕС на довкілля..... | 56 |

| | | |
|---------------------------------|---|----|
| 3.1.2 | Вплив АЕС на довкілля..... | 63 |
| 3.1.3 | Вплив ГЕС на довкілля..... | 65 |
| 3.1.4 | Вплив на навколишнє середовище під час використання сонячних батаре..... | 67 |
| 3.2 | Розрахунок викидів шкідливих речовин..... | 68 |
| 3.3 | Вибір кількості димових труб та її розрахунок..... | 70 |
| 3.4 | Загальна характеристика проєктованого об'єкта з точки зору безпеки та нешкідливих умов праці..... | 72 |
| 3.5 | Об'ємно - планувальне рішення будівлі цеху, що проєктується | 73 |
| 3.6 | Аналіз та усунення потенційних небезпек та шкідливостей технологічного процесу..... | 74 |
| 3.7 | Запобігання аварійним ситуаціям..... | 75 |
| 3.8 | Розрахунок занулення електроустаткування..... | 79 |
| ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ..... | | 81 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ..... | | 82 |

ВСТУП

Актуальність вибраної теми. Усі промислові підприємства потребують одночасно теплоти та електроенергії. Деяким підприємствам теплота необхідна лише для опалення, вентиляції, кондиціонування повітря та гарячого водопостачання. Іншим підприємствам, таким як металургійні, хімічні, нафтопереробні, целюлозно-паперові та інші, крім гарячої води для вищезазначених цілей, необхідна пара різних параметрів для виробничих потреб, таких як обігрів технологічних апаратів та приводи різних механізмів, наприклад, великих турбокомпресорів.

Для більшості виробничих споживачів достатньо тиску пара від 0,12 до 1,5 МПа.

Електроенергія потрібна для технологічних агрегатів (електропечі, електроліз та ін.), приводу різних механізмів великої та малої потужності, а також освітлення, кондиціонування повітря та ін.

На відміну від електроенергії теплота (особливо при теплоносіях - парі) не може бути економічно подано на дуже великі відстані, тому кожному підприємству чи групі близько розташованих підприємств потрібно джерело теплоти необхідних параметрів. Такими джерелами є теплоелектростанції (ТЕС), на яких виробляється комбінована (спільне) вироблення теплоти та електричної енергії.

За значними обсягами споживання теплоти теплові електростанції (ТЕС) забезпечують значну економію палива порівняно з так званим роздільним варіантом теплоелектропостачання. У цьому випадку підприємство отримує електроенергію від енергосистеми, а теплоту - від своєї або районної котельні.

До того ж, технопарк генеруючого обладнання України, має у своєму складі, практично на 90 %, морально та фізично застаріле обладнання, з виробленим, та неодноразово продовженим ресурсом. Що говорить про високу

собівартість теплової та електричної енергії.

Тому завданням даної магістерської роботи є розробка проекту ТЕС , для покриття потреб промисловості та міста, що активно розвивається.

Мета і завдання дослідження. Метою даної роботи є вибір найбільш економічного способу отримання теплової та електричної енергії необхідних параметрів та кількості.

Об'єкт дослідження. Об'єктом дослідження в роботі є теплова електрична станція, яка використовується для потреб одержання з газу електричної та теплової енергії.

Предмет дослідження. Фактори, що визначають можливість широкого застосування технологій отримання необхідної енергії.

Методи дослідження. При вирішенні поставлених завдань використовувалися узагальнення та аналіз теоретичних та практичних досліджень на тему роботи та обробка отриманих експериментальних даних.

Наукова новизна одержаних результатів. Полягає у підходах до вивчення широкого застосування технологій отримання енергії.

Практичне значення одержаних результатів. Вибір найбільш економічного складу обладнання для генерації необхідних потужностей, тепловий та економічний розрахунок.

Особистий вклад дослідника. Постановка мети і завдання дослідження. Збір і аналіз даних для проведення дослідження.

Структура та обсяг магістерської роботи. Магістерська робота складається з вступу, трьох розділів, основних висновків, списку використаних джерел містить 88 сторінок, 9 рисунка, 12 таблиць, 68 список використаних джерел.

РОЗДІЛ 1

ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ ТА АНАЛІЗ СТАНУ В ОБ'ЄДНАНІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМІ УКРАЇНИ

1.1 Генеруючі потужності в об'єднаній енергосистемі України

Україна має в експлуатації 13 гідроелектростанцій (таблиця 1.1), 3 гідроакумуючих електростанції (таблиця 1.2), 4 атомні електростанції (таблиця 1.3) та 15 теплових електростанцій (таблиця 1.4). Далі наведено інформацію про найбільші гідроелектростанції країни [1, 2].

Київська ГЕС розташована у місті Вишгороді та є першим етапом вищої частини каскаду гідроелектростанцій на річці Дніпро, утворюючи Київське водосховище. Гідроагрегати були введені в експлуатацію в період з 1964 по 1968 роки. Середня річна електроенергія, вироблена станцією, складає 683 мільйони кіловат-годин. Розрахунковий напір становить 12 метрів. Потужність гідроагрегатів становить 1122 мегават, 918,5 мегават відповідно. Довжина греблі складає 288 метрів, а лінія електропередачі працює під напругою 110 кіловольт.

Канівська ГЕС розташована на річці Дніпро і є другим етапом верхньої частини каскаду гідроелектростанцій. Гідроагрегати цієї станції були введені в експлуатацію у період з 1972 по 1975 роки. Річне середнє виробництво становить 972 мільйони кіловат-годин. Розрахунковий напір коливається від 7,4 до 11 метрів. Потужність гідроагрегатів станції складає 24*18,5 мегават. Довжина греблі становить 10500 метрів, а лінія електропередачі працює під напругою 110 кіловольт.

Кременчуцька ГЕС розташована у місті Світловодськ на річці Дніпро і є третім етапом каскаду гідроелектростанцій. Дамба, на якій розташована станція, формує найбільше водосховище на Дніпрі - Кременчуцьке. Гідроагрегати були введені в експлуатацію у 1959-1960 роках. Середня річна виробництво станції

складає 1506 мільйонів кіловат-годин. Розрахунковий напір становить 14,2 метра. Потужність гідроагрегатів станції складає 12*52,7 мегават. Довжина греблі також становить 10500 метрів. Лінії електропередачі працюють під напругами 154 кіловольт та 330 кіловольт.

Таблиця 1.1 - ГЕС та ГАЕС України

| Назва | Кількість енергоблоків | Сумарна потужність, МВт |
|---------------------|------------------------|-------------------------|
| Київська | 6 | 388,7 |
| Київська ГАЕС | 6 | 235,4 |
| Канівська | 24 | 443 |
| Каховська | 6 | 352 |
| Середньодніпровська | 8 | 355 |
| Дніпровська | 18 | 1568 |
| Кременчуцька | 12 | 696 |
| Дністровська | 6 | 703 |
| Дністровська - 2 | 3 | 40,5 |
| Дністровська ГАЕС | 3 | 971 |
| Ташлицька Г АЕС | 6 | 301т/432н |
| Олександрівська | 2 | 11,4 |
| Сухорабівська | 3 | 0,2 |
| Теребле-Ріцька ГЕС | 3 | 26 |
| Шишацька ГЕС | 1 | 0,524 |

Таблиця 1.2 - АЕС України

| Назва АЕС | Кількість енергоблоків | Сумарна потужність, МВт |
|--------------------|------------------------|-------------------------|
| Запорізька | 6 | 6000 |
| Південноукраїнська | 3 | 3000 |
| Рівненська | 4 | 2880 |
| Хмельницька | 2 | 2800 |

Розглянемо деталі найпотужніших теплових електростанцій в Україні [3]:

Вуглегірська ТЕС розташована у місті Світлодарськ, Донецька область. Вона була введена в експлуатацію у період між 1973 і 1977 роками. Ця ТЕС має 7 енергоблоків. Її проектне паливо включає вугілля з калорійністю 5000 ккал/кг для енергоблоків потужністю 300 МВт та газ для енергоблоків потужністю 800 МВт. У 2007 році частка використання природного газу у структурі палива для енергоблоків потужністю 300 МВт складала 1,98%.

Бурштинська ТЕС розташована біля міста Бурштин у Івано-Франківській області. Вона знаходиться на перетині ліній електропередач, що з'єднують Україну з Угорщиною, Румунією та Словаччиною. Ця станція була введена в експлуатацію у 1969 році. Вона використовує різні види палива, зокрема вугілля (основне паливо), газ та мазут. Кількість енергоблоків складає 12, з потужністю 24 МВт кожен. Встановлена теплова потужність станції становить 177,8 Гкал/год.

Криворізька ТЕС є найбільшою електростанцією у Дніпропетровській області, розташованою недалеко від міста Зеленодольськ. Вона була введена в експлуатацію у 1965 році. Паливо для станції включає вугілля (основне паливо), газ та мазут. Кількість енергоблоків станції - 10. Встановлена електрична потужність станції складає 2820 МВт, а проектна потужність - 2400 МВт.

За даними на 2021 рік, сумарне вироблення електроенергії від атомних електростанцій склало 80,95 млрд. кВт·год, від теплових електростанцій та теплових електроцентралей - 49 млрд. 902,3 млн. кВт·год та 6 млрд. 709,3 млн. кВт·год відповідно, від гідроелектростанцій та гідроакумуючих електростанцій - 6 млрд. 576,8 млн. кВт·год.

Частка атомних електростанцій в структурі виробництва електроенергії склала 52,3 %, теплових електростанцій та теплових електроцентралей - 36,6 %, гідроелектростанцій та гідроакумуючих електростанцій - 5,9 %, комунальних теплових електроцентралей та блок-станцій - 4,2 %, альтернативних джерел - 1 %.

Таблиця 1.3 - Діючі ТЕС України

| Назва ТЕС | Кількість енергоблоків | Сумарна потужність, МВт |
|----------------|------------------------|-------------------------|
| Зміївська | 10 | 2210 |
| Запорізька | 4 | 1300 |
| Бурштинська | 12 | 2410 |
| Криворізька | 10 | 2810 |
| Вуглегірська | 3 | 3650 |
| Старобешівська | 13 | 2270 |
| Трипільська | 6 | 1820 |
| Ладжинська | 6 | 1820 |
| Курахівська | 9 | 1470 |
| Зуївська | 4 | 1280 |
| Луганська | 8 | 1370 |
| Придніпровська | 7 | 2400 |
| Слов'янська | 2 | 870 |

| | | |
|---------------|---|-----|
| Добротвірська | 5 | 610 |
| Миронівська | 1 | 110 |

Шляхом аналізу технічних характеристик електростанцій, таких як термін експлуатації та потужність, можна зробити висновок про необхідність модернізації обладнання та систем управління на ТЕС та ГЕС України. Багато з них вже перевищили свій технічний термін експлуатації, що вимагає втручання. Хоча тільки 3 ГАЕС можуть покривати піки навантаження в своїх регіонах, багато атомних електростанцій ще не досягли кінцевого терміну служби. Будучи піддані щорічним планово-попереджувальним роботам, АЕС продовжують свою діяльність без перерв, що свідчить про їхню конкурентоспроможність.

Наразі не існує універсального визначення "конкурентоспроможність підприємства". Узагальнено, це здатність певного об'єкта чи суб'єкта перевершувати конкурентів у визначених умовах. Згідно з поглядом М. Портера, конкурентоспроможність обумовлена ефективністю та результативністю діяльності підприємства. Чим більш раціонально використовує підприємство наявні ресурси, тим більш висока його конкурентоспроможність.

Оцінка конкурентоспроможності підприємства може бути проведена за різними підходами, такими як факторний, маркетинговий та комплексний [5]. Факторний підхід спрямований на ідентифікацію та оцінку основних факторів успіху серед конкурентів, таких як якість продукції, виробничі потужності, використання новітніх технологій та наявність фінансових ресурсів. Маркетинговий підхід зосереджується на частці ринку та рівні задоволення споживачів продукцією підприємства. Комплексний підхід оцінює конкурентоспроможність підприємства з урахуванням його потенціалу та перспектив.

Для аналізу конкурентоспроможності атомних електростанцій (АЕС) можна використати факторний підхід, оцінюючи їхнє місце в добовому графіку навантаження енергосистеми. Навантаження системи змінюється протягом доби в залежності від потреб споживачів. Розподіл навантаження між електростанціями різного типу потребує урахування їхньої маневреності.

Добовий графік навантаження, наведений на рисунку 1.1, демонструє ранкові та вечірні піки навантаження, а також денний провал споживаної потужності. Ця діаграма дозволяє виділити три основні частини: базову, напівпікову та пікову навантаження. АЕС можуть бути особливо вигідними для покриття пікового навантаження, оскільки вони можуть оперативно реагувати на зміни в споживані електроенергії.

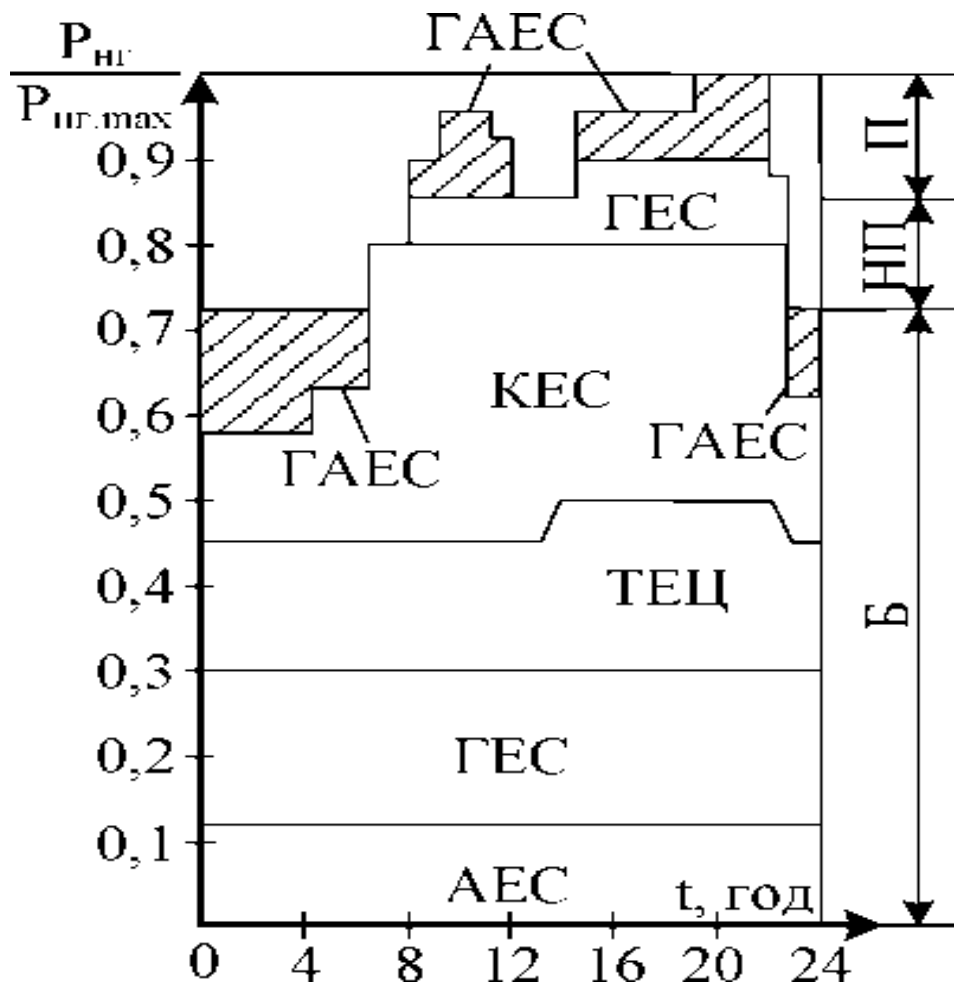


Рисунок 1.1 - Добовий графік навантаження енергосистеми

На графіку навантаження системи можна виділити кілька основних частин, таких як базова, напівпікова та пікова навантаження, які відповідають різним часовим інтервалам протягом доби.

У базовій частині графіка передбачається вироблення мінімальної потужності. У цей час електростанції, такі як атомні електростанції (АЕС), можуть знаходитись в робочому режимі, але регулювання їх потужності може бути обмежене з технологічних та безпекових причин. Теплові електростанції (ТЕС) також можуть працювати у цей час, але їх електрична потужність тісно пов'язана з виробленням теплової енергії і, відповідно, не може значно змінюватися. Гідроелектростанції (ГЕС), за умови наявності достатнього рівня води у водосховищі, також можуть брати участь у покритті базового навантаження, особливо під час паводків, щоб уникнути зливу води крім гідроагрегатів. Також сюди можна віднести ГЕС, які мають стабільний режим пропуску води через вимоги судноплавства та санітарні норми.

Напівпікове навантаження - це частина графіка, яка настає після базової. У цей період КЕС можуть приймати участь у покритті більшої частини потужності, оскільки їх виробництво електроенергії не пов'язане з виробленням теплової енергії. Однак часті пуски та зупинки блоків КЕС є неможливими через технологічні особливості їх роботи. Тому пуск блоку КЕС може займати кілька годин, а це обумовлено необхідністю плавного прогріву металевих частин турбіни та генератора. У напівпікову частину графіка можуть також бути включені деякі ГЕС.

Ці особливості навантаження враховуються при регулюванні роботи електростанцій та складанні графіка виробництва електроенергії.

Пікове навантаження є верхньою частиною графіка, де потужність досягає свого максимального рівня. У цей період у покритті пікового навантаження беруть участь найбільш маневрені електростанції, зокрема гідроелектростанції (ГЕС) і гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС). Під час нічного провалу у

графіку ГАЕС працюють у режимі насосу, накопичуючи воду у верхньому напірному басейні. У моменти максимального навантаження ГАЕС переходять у режим турбін, вивільнюючи електроенергію до енергосистеми за рахунок накопиченого за ніч запасу води. Гідроагрегати можуть бути розвантажені навіть на 100%.

Графік електричного навантаження та якість частоти електроенергії піддаються впливу наступних причин:

- Відпрацювання терміну експлуатації ТЕС України, який складає 30 років, що призводить до зниження ефективності та надійності обладнання.
- Інтенсивний знос поверхонь нагріву котлів ускладнює процес виробництва електроенергії та може призвести до збоїв у роботі обладнання.
- Великі та тривалі витрати на ремонт обладнання перешкоджають стабільній роботі ТЕС в напівпіковій частині графіка електричних навантажень.
- Недостатні кошти для модернізації обладнання ТЕС та закупівлі палива обмежують можливості підтримки оптимального рівня виробництва електроенергії.
- Використання ТЕС і ГАЕС не лише для покриття піків навантаження, але й для компенсації потужності в енергосистемі через зупинку роботи деяких ТЕС.

Часті пуски та зупинки енергоблоків з потужністю від 160 до 800 МВт не завжди є доцільними через обмежені пускові характеристики обладнання, спроектованого для сталого режиму роботи. Зниження потужності на енергоблоках з потужністю 300 МВт і більше протягом нічного провалу споживання електроенергії може бути економічно вигіднішим, ніж їх зупинка протягом того ж часу. При регулюванні графіка навантаження техніко-економічні показники котлів на ТЕС можуть змінюватися внаслідок

скорочення часу експлуатації енергоблоків, що призводить до значних змін у витраті палива на одиницю виробленої електроенергії.

Головною особливістю ГЕС та ГАЕС є їх висока маневреність. Наприклад, пуск гідроагрегатів зі зупиненого положення в турбінному режимі з синхронізацією та повним набором потужності може зайняти всього 1-2 хвилини, а при обертанні на холостому ході - лише 15-30 секунд. Зміна потужності гідроагрегату або його зупинка може здійснюватися лише за кілька секунд.

Гідроелектростанції (ГЕС) та гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС) вирішують такі основні завдання:

- Забезпечують покриття найбільш складних періодів пікового та напівпікового навантаження в електромережі.
- Виконують функції аварійного та резервного навантаження для забезпечення стабільності енергосистеми.

Атомні електростанції (АЕС) в Україні не працюють у режимі добового регулювання через технічні обмеження їхніх реакторів ВВЕР. Ці обмеження включають термічні напруги в твелах, розширення паливних таблеток та інші фактори, що виникають при зміні потужності. Тому для роботи в змінному режимі потрібні спеціальні твелі, що можуть витримувати більше циклів навантаження.

Подолання проблеми нестационарного отруєння реактора ^{135}Xe вимагає використання палива підвищеного збагачення. Це забезпечує запас реактивності протягом більшої частини експлуатації реактора.

Незважаючи на ці технічні обмеження, АЕС мають найнижчу собівартість електроенергії серед усіх видів електростанцій. Це через низькі витрати на будівництво станції, а не на паливо, як у випадку теплових електростанцій (ТЕЦ). Також паливний цикл на АЕС триває приблизно 4 роки.

Таблиця 1.4 - Собівартість електроенергії

| Тип електростанції | грн/кВтгод |
|--------------------|------------|
| АЕС | 0,55 |
| ТЕС | 1,40 |
| Сонячна ЕС | 0,98 |
| ТЕЦ | 1,63 |
| ГЕС | 0,56 |

Відповідно до регламенту, ВВЕР-1000 може знижувати свою потужність з 100% до 80% із швидкістю 1% за 6 хвилин, а збільшувати з 80% до 100% із швидкістю 1% в хвилину.

З таблиці 1.5, яка включає дані про маневреність різних типів електростанцій, видно, що технічний мінімум навантаження для АЕС становить 85%, а для ТЕС - 70%.

Таблиця 1.5 - Опис різних типів електростанцій з урахуванням їх маневрених властивостей.

| Тип електро- станції | Технічний мінімум навантаження, % | Діапаон регулювання, % | Час набору повної потужності, хв | |
|-------------------------|--------------------------------------|------------------------------|-------------------------------------|---------------------|
| | | | Після зупинки | З гарячого стану |
| АЕС | 80-85 | 10-15 | 380-650 | 50 |
| Потужні ТЕС | 65-75 | 20-30 | 95-185 | 30-60 |
| ГТУ | 0 | 100 | 10-325 | 0,4 |
| ГЕС | 0 | 100 | 1-3 | 0,20-0,45 |
| ГАЕС | 0 | 200 | 1-3 | 0,20-0,45 |

1.2 Характеристика об'єкту

Таблиця 1.6 - Вихідні дані

| Найменування показника | Позначення | Значення показник |
|--|----------------------|-------------------|
| Електрична потужність, МВт | W_E | 2400 |
| Максимальне теплофікаційне навантаження, МВт | $Q_{от}^{max}$ | 210 |
| Тиск гострої пари, бар | P_0 | 240 |
| Температура гострої пари, °С | t_0 | 530 |
| Параметри після проміжного перегріву: тиск, бар; температура, °С | $P_{пп}$ $t_{пп}$ | 32,5 530 |
| Температура охолоджувальної води, °С | $t_{охо}$ | 11 |
| Тиск пари в конденсаторі, бар | P_k | 0,0341 |
| Паливо | | Газове паливо |

Для покриття даного навантаження вибираємо три модернізовані турбіни К-800-240. Принципова теплова схема турбіни К-800-240. Як видно з теплової схеми (рисунок 2.1) турбіна з перегрівом пари має вісім відборів пари для регенерації. Система регенерації включає чотири низькотискових підігрівачів (два з них мають змішувальний тип), деаератор і три високотискових підігрівачі. Злив дренажу з підігрівачів високого тиску (ПВТ) - каскадний (без використання

дренажних насосів) у передувімкнений деаератор; з підігрівачів низького тиску (ПНТ) – каскадно у ПНТ – 6.

Природний газ служить паливом. Під час горіння палива відбувається конвертація його хімічної енергії в теплову енергію, яка потім передається теплоносію. Котел нагріває теплоносій (зазвичай воду), перетворюючи її на пару або перегріта пара. Потім перегріта пара потрапляє в турбіну, де її потенціальна енергія перетворюється на кінетичну енергію парового потоку, а далі - на механічну енергію обертання роторів турбіни. Ця механічна енергія передається на ротор генератора, де вона конвертується в електричну енергію. Отриманий змінний струм через підвищувальний трансформатор подається на збірні шини відкритого розподільчого пристрою. Турбіна складається з трьох циліндрів: високого, середнього та низького тиску, і оснащена системою регенерації, яка включає підігрівачі низького та високого тиску для підігріву конденсату і живильної води для котла.

Відпрацьована пара потрапляє в конденсатор після циліндра низького тиску, де вона конденсується до води. Конденсат піддається очищенню від солей на блочній знесолюючій установці та потім, за допомогою конденсаційних насосів, повертається в регенеративну установку підігрівачів низького тиску. Зігрітий конденсат стискається до необхідних параметрів в живильних насосах, а потім під високим тиском поступає в регенеративну установку високого тиску, де додатково нагрівається та поступає в котел для повторного перетворення на пару.

1.3 Вибір майданчика та генерального плану станції

Усі споруди та будівлі ТЕС будуть розташовані на землях, які надані їй у постійне користування. Загальна площа земельних ділянок становить 80,2 гектара або 803,162 квадратних метрів.

Генеральний план - план розміщення на обраному виробничому майданчику електростанції її основних та допоміжних споруд.

Генеральний план електростанції включає такі виробничі та підсобні будівлі та споруди:

головний корпус, усередині якого розміщується турбінне та котельне відділення; приміщення для деаераторів;

щити керування; розподільний пристрій генераторної напруги, що підвищують трансформатори та розподільні пристрої звичайного відкритого типу; димові труби; хімічних вод відчуження;

систему технічного водопостачання;

систему золо- та шлаковидалення із золовідвалами; газове господарство;

будівлі та споруди підсобного призначення: маєгерські, склади, гараж.

На території теплової електростанції розташовані різноманітні інфраструктурні об'єкти, такі як пожежне депо, автогосподарство, адміністративно-побутові будівлі та інші допоміжні споруди. Всі ці споруди зазвичай знаходяться в межах основного огорожі електростанції. Окрім цього, поза межами основного огорожі можуть бути розташовані золовідвали та інші допоміжні споруди. Між будинками та спорудами передбачені пожежні розриви та проїзди для забезпечення безпеки та доступу.

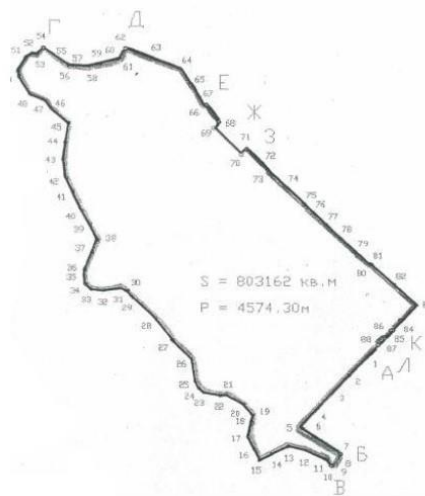


Рисунок 1.2 – Змелена ділянка відведена під будівництво

1.4 Фізико-географічна та кліматична оцінка території

Клімат в зоні, де розташований основний промисловий майданчик ТЕС, можна описати як помірно-континентальний. Ця область відноситься до степової зони згідно з фізико-географічним районуванням та до типового степу за ґрунтово-кліматичними умовами. Коефіцієнт зволоження складає близько 0,8, а річна кількість опадів становить від 410 до 480 мм. Ґрунти в цій області в основному представлені чорноземами звичайними, мало- або середньогумусними, різної потужності. Гідротермічні умови у період досліджень (2019-2021 рр.) були невідповідними для рослин. Середньомісячні температури перевищували норму на $+0,3^{\circ}\text{C} - +5,3^{\circ}\text{C}$.

Протягом вегетаційного періоду, особливо в липні та серпні, кількість опадів була значно нижчою за норму, зменшившись на 35-70%, що спричинило глибоку посуху. Опади досягають найнижчих значень у березні, у середньому становлячи 32 мм. У червні кількість опадів сягає свого максимуму, в середньому досягаючи 58 мм, що видно з графіку на рисунку 1.3.

Мікроклімат цієї місцевості суттєво впливає річка Дніпро, яка підвищує вологість повітря весняно-осіннім періодом. Зима в цьому районі вважається м'якою, з частими туманами та похмурою погодою. У січні середня температура становить $-4...-6^{\circ}\text{C}$, а денна може досягати $+5...+10^{\circ}\text{C}$. Вночі температура може опускатися до -25°C або навіть нижче. Частота зміни температур на поверхні ґрунту від 0°C досягає 10-15 разів на рік. Літо в цьому районі тепле, іноді посушливе. У липні середня температура становить $+21...+22^{\circ}\text{C}$. Середня денна температура може підніматися до $31-33^{\circ}\text{C}$, а максимальні - до $36-40^{\circ}\text{C}$.

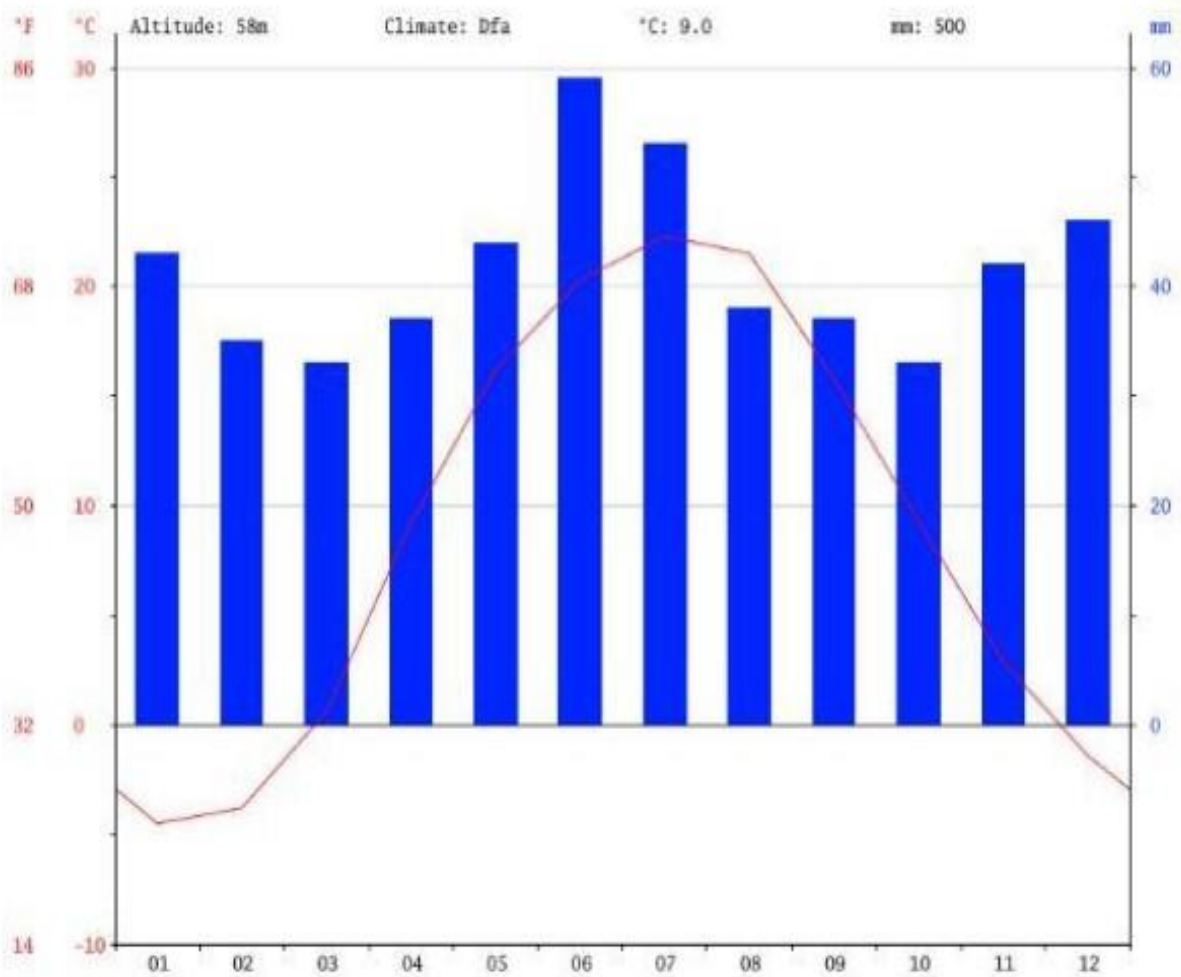


Рисунок 1.3 – Кліматичні особливості міста будівництва

В цій місцевості часто спостерігаються такі погодні явища, як тумани (62-74 днів на рік), хуртовини (11-21 днів), грози (до 31-36 днів) та град (3-4 днів). Атмосферний тиск зазвичай становить близько 1021 гПа взимку, а влітку знижується до 1011-1012 гПа. Водозбагаченість у цьому районі невелика, а водопостачання забезпечується переважно за рахунок дощових опадів (43%), снігових та підземних джерел (відповідно 28% та 29%).

Ландшафт у цьому районі характеризується водним типом, який формується за рахунок річок та водосховищ. Рельєф місцевості є переважно рівнинним. Під час аналізу впливу підприємства на навколишнє середовище

важливо врахувати також розподіл вітрів на території. Розміщення карт розподілу вітрів (рисунок 1.4) допоможе у прогнозуванні та оцінці перевищення викидів забруднюючих речовин над містом та областю.

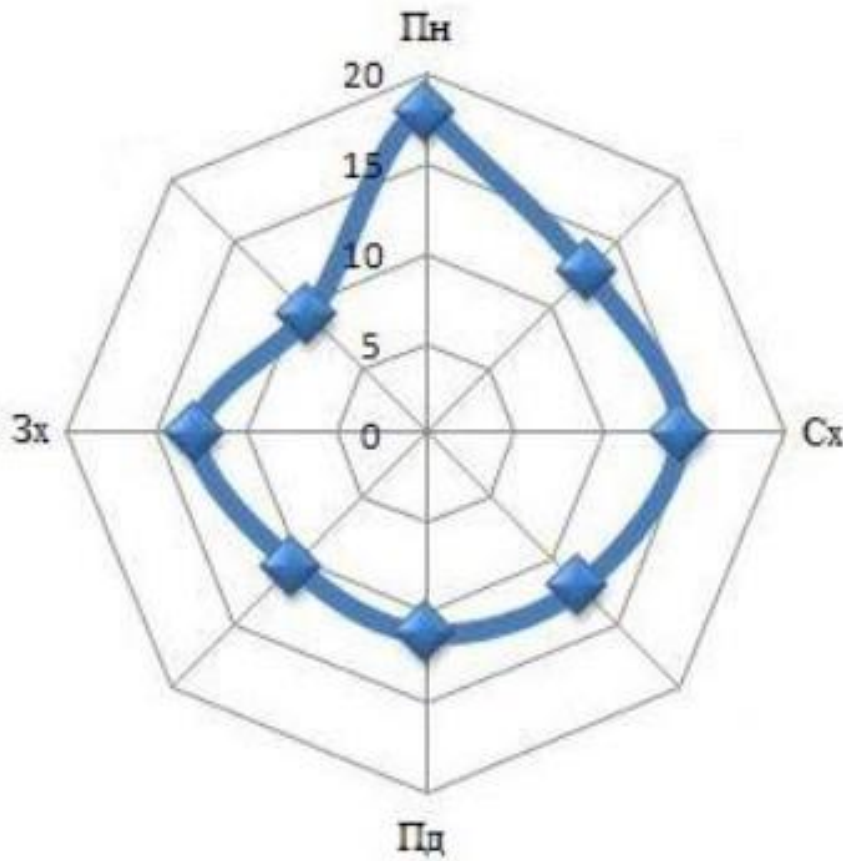


Рисунок 1.4 – Роза вітрів

Вітровий режим характеризується переважанням вітрів з північно-східного та східного напрямку. У літній період та на початку осені переважають північні вітри. Середня швидкість вітру протягом року становить 4,4 – 5,0 м/с, максимальна швидкість досягає 28 м/с.

Геоструктурно територія Дніпропетровського регіону належить до частини Українського кристалічного щита. У геологічному плані в районі присутні

кристалічні породи докембрію, а також осадові шари кайнозойського періоду (палеозой та неоген) і відклади четвертинної системи.

Основні геоморфологічні елементи рельєфу включають в себе плато, схили плато, балки та яри, а також терасовані долини річок. Також присутні заболочені місця в низинах балок і заплавах річок.

РОЗДІЛ 2

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПРОЕКТУВАННЯ ТЕПЛОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

2.1 Опис теплової схеми та підготовка даних до розрахунку

Відпуск тепла здійснюється за допомогою системи, яка включає верхній та нижній мережеві підігрівачі для нагрівання гарячої води на опалення, а також деаератор для збору конденсату.

Котел прямоточного типу П-67 використовується для виробництва пари. Пара з ущільнень подається в сальниковий підігрівач (ОУ 1), а з основних ежекторів конденсатора - в охолоджувач ежекторної пари (ОУ2), що додає додаткове тепло основному конденсату. Втрати конденсату компенсуються в конденсатозбірник, куди подається хімічно очищена вода з холодильно-відбійного обладнання.

Турбонасос з живленням від турбіни використовується для циркуляції пари, яка підводиться з третього відбору турбіни. Турбіна К-800-240 має трьохциліндрову конструкцію з циліндрами високого, середнього та низького тиску.

За заводськими даними для турбіни К - 800 - 240 [2]:

Електрична потужність $N \geq 800$ МВт;

Початкові параметри пари:

Тиск $P_o = 240$ бар;

Температура $t_o = 540$ °С;

Параметри після проміжного перегріву:

Давление $P_{\text{пн}}=32,4$ бар;

Температура $t_{\text{пн}}=540$ °С

Тиск пари у відборах [2]:

$$P_{\text{від1}} = 61,8 \text{ бар};$$

$$P_{\text{від2}} = 38,5 \text{ бар};$$

$$P_{\text{від3}} = 16,6 \text{ бар};$$

$$P_{\text{від4}} = 10,9 \text{ бар};$$

$$P_{\text{від5}} = 5,9 - 8,3 \text{ бар};$$

$$P_{\text{від6}} = 2,9-5,58 \text{ бар};$$

$$P_{\text{від7}} = 1,16-1,73 \text{ бар};$$

$$P_{\text{від8}} = 0,218 \text{ бар};$$

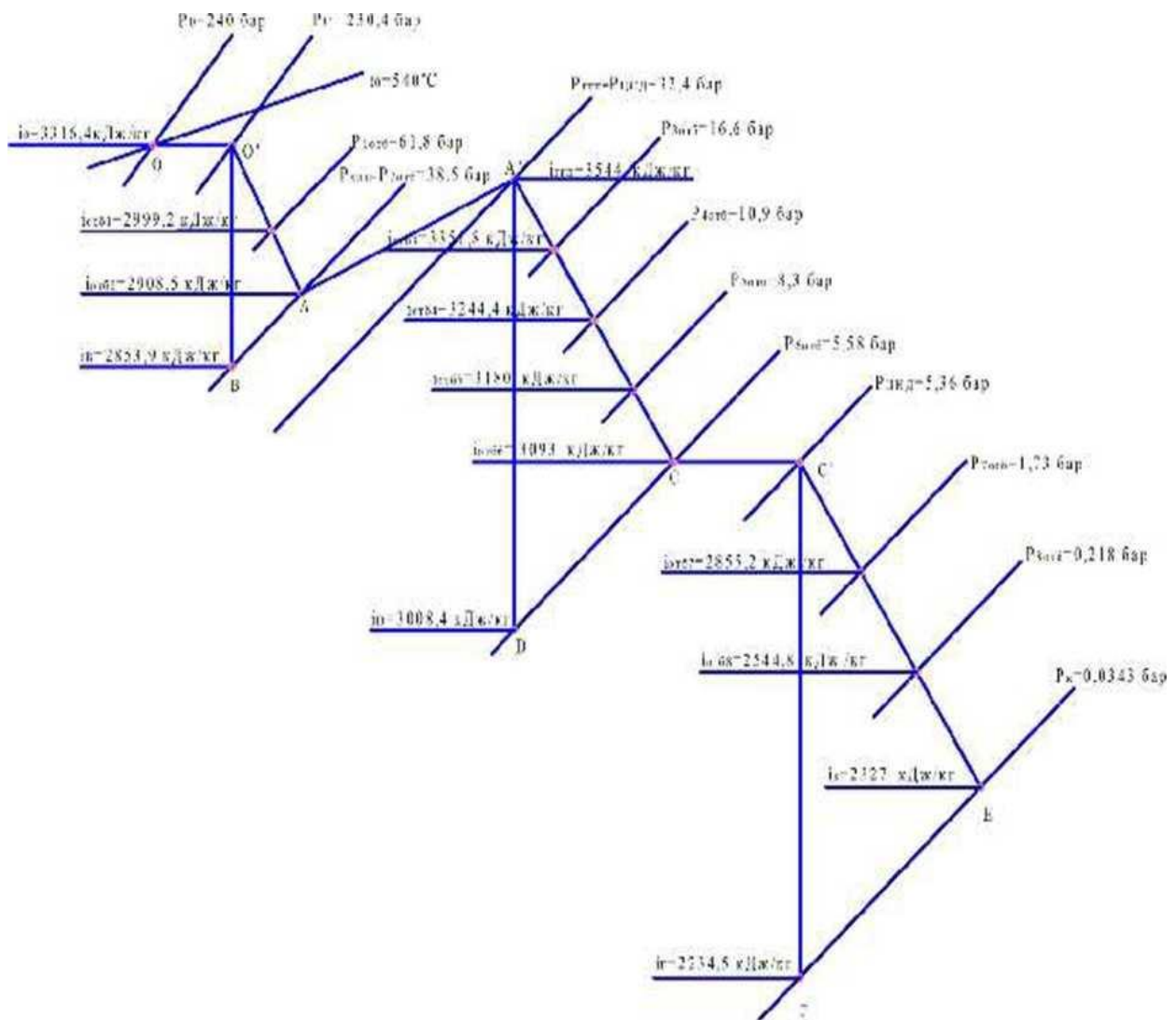


Рисунок 2.1 - Процес розширення пари у турбіні

2.2 Вибір основного обладнання

Як основне обладнання роботи станції, вибираємо три модернізованих турбоагрегата К - 800 - 240 -5.

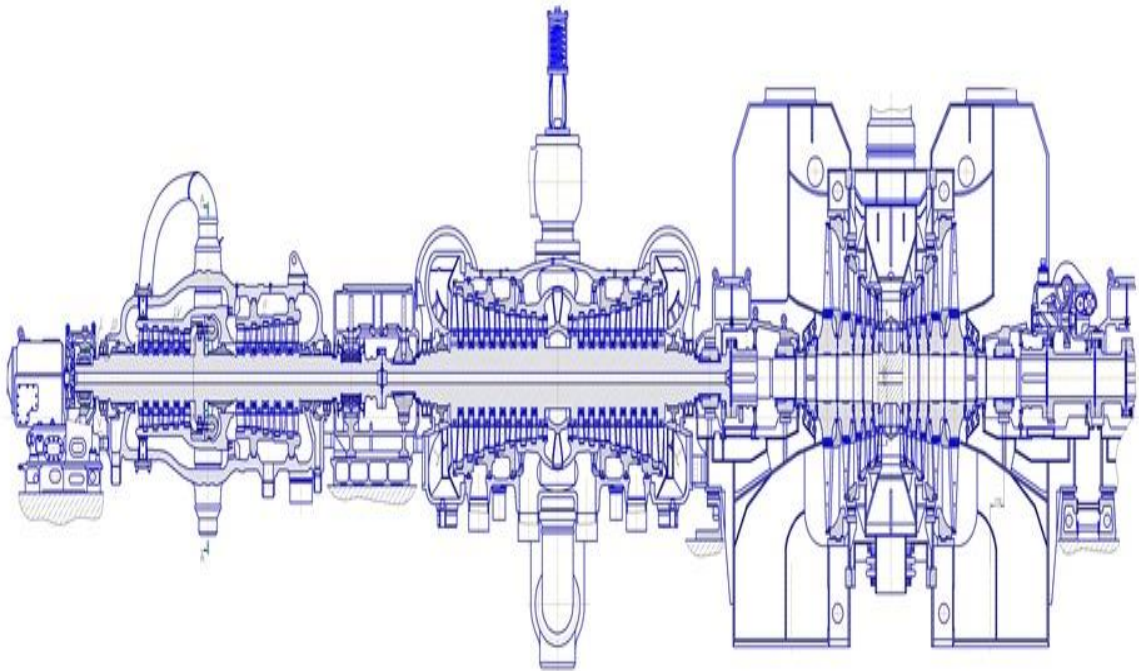


Рисунок 2.2 – Конструктивна схема К - 800 - 240

Для вибору котельного агрегату ми враховуємо максимальну витрату пари на турбіну з запасом 3%. Для турбоустановки К-800-240 максимальна витрата пари становить 2377,94 тонн на годину. Таким чином, паропродуктивність котельного агрегату повинна становити 2449,3 тонн на годину. За цим значенням ми вибираємо три . Використання однотипних турбін та котлів має декілька переваг, зокрема, спрощує експлуатацію та ремонт обладнання станції.

Технічна характеристика котла:

- Заводська марка – П 67;

- Паропродуктивність – 2550 т/год;
- Тиск води на вході у водяний економайзер – 3150 бар;
- Температура води на вході у водяний економайзер – 28 °С;
- Тиск гострої пари – 255 бар;
- Температура гострої пари – 545 °С;
- Температура газів - 140 °С;
- ККД-91,9%;
- омпонування - Т-подібна.

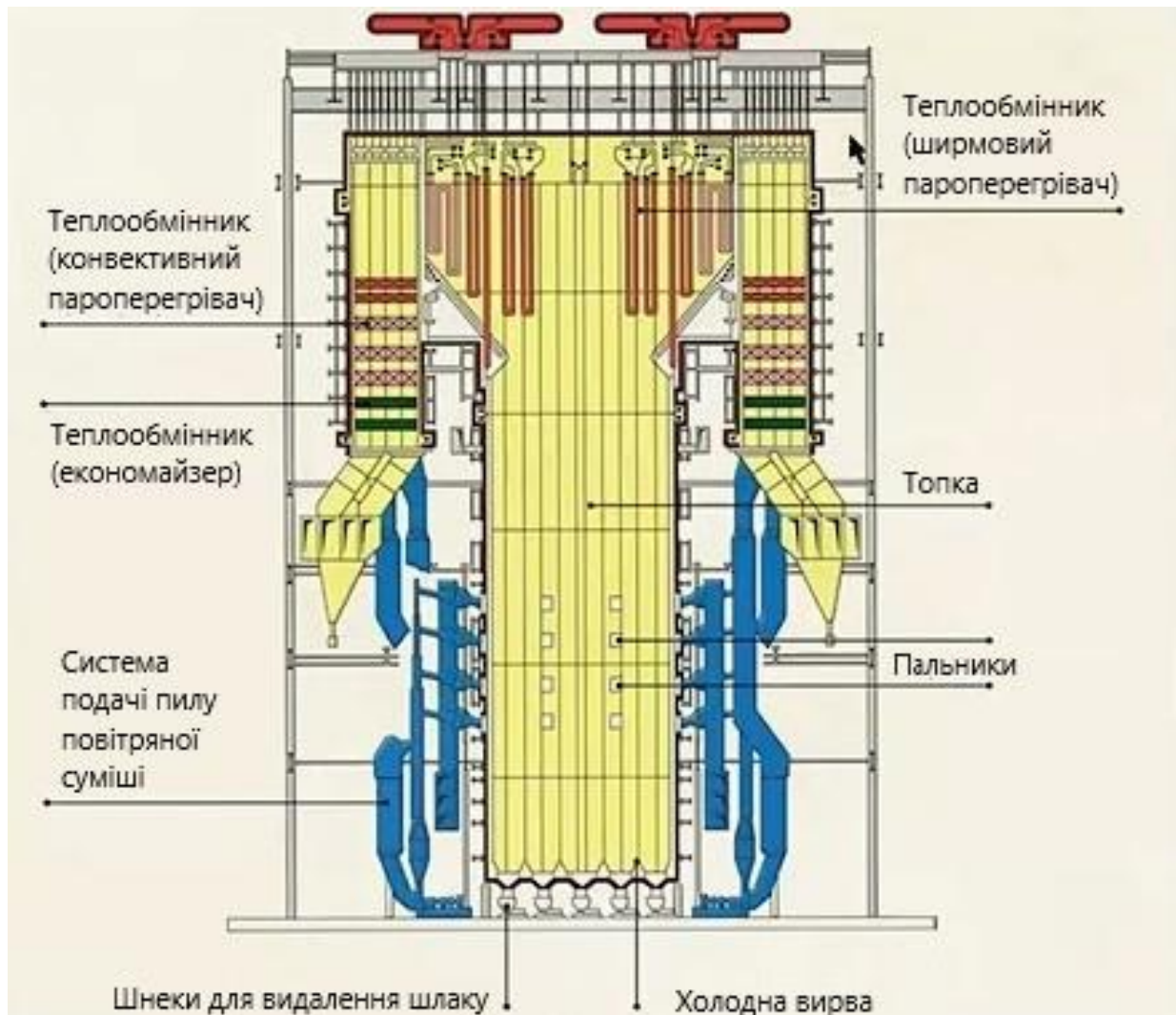


Рисунок 2.3 –Котлоагрегат П 67

2.3 Вибір допоміжного обладнання

Регенеративні підігрівачі.

Регенеративні підігрівачі вибираємо за заводськими даними, так як їх характеристики задовольняють значенням, отриманим в ході розрахунку ПТС.

ПВД-1: ПВ 1800-35-4,5

де 1700 - площа поверхні теплообміну, м²;

36 - робочий тиск у трубній системі, МПа;

6.4 – робочий тиск у корпусі, МПа.

ПВД-2: ПВ 1800-35-4,5;

ПВД-3: ПВ 1800-35-3,0;

ПНД-4: ПН 1900-33-5-1;

ПНД-5: ПН 1900-33-5-11;

ПНД-6: ПНСВ 2000-1;

ПНД-7: ПНСВ 2000-2.

Деаератор.

За витратою поживної води вибираємо деаератор змішувального типу підвищеного тиску ДП-2700/185 з характеристиками:

тиск - 7 бар; продуктивність – 2700 т/год;

акумуляторний бак - 185 м³.

Мережеві підігрівачі.

Як підігрівач мережної води замість кожухотрубчастих вибираємо підігрівачі пластинчастого типу, які мають великі переваги.

Верхній мережевий підігрівач (ВСМ) - ПН № 43ТС - 16/3;

Нижній мережевий підігрівач (НМ) - НН№43ТС - 10/4.

Насоси.

Поживний насос вибираємо за продуктивністю (із запасом 10-15%) та натиском.

$$G = G_{\text{шт}} * 1,1 * 3,6 \quad (2.1)$$

$$G = 670,326 * 1,1 * 3,6 = 2654,5 \text{ м}^3/\text{год}$$

Вибираємо два поживні насоси з турбоприводом марки ПН-1500-350 ЛМПО з характеристиками:

подача – 1600 м³/год; натиск – 340 кг/см²;

турбіна приводна – ОГ – 17 ПУ – 700;

номінальна потужність – 14,5 МВт;

обороти - 4560 об/хв;

конденсатор – КП-1100-3.

Вибір конденсатних насосів.

Для вибору конденсатних насосів ми керуємося принципом трьох насосів на одну турбіну, при цьому два насоси працюють, а один є резервним. Згідно з ПТС, блок тракту основного конденсату має три насоси. За розрахунками ПТС щодо витрат основного конденсату для всмоктування насосів ми здійснимо їх вибір.

$G_{\text{окі}} = 1434,4 \text{ м}^3/\text{год}$ - Три насоси марки КСВ 1600-90 з характеристиками:

подача – 1700 м³/год;

натиск – 85 м;

частота обертання – 1000 об/хв;

ККД-76%.

$G_{okii}=522,6 \text{ м}^3/\text{год}$ - Три насоси марки КСВ 1600-90

$G_{okiii}=1923 \text{ м}^3/\text{год}$ - Три насоси марки КСВ 2000-90 з характеристиками:

подача – $2100 \text{ м}^3/\text{год}$;

натиск – 80 м;

частота обертання – 1100 об/хв;

ККД-78%.

Вибір циркуляційних насосів.

Витрата циркуляційної води на одну турбіну за заводськими даними становить $73000 \text{ м}^3/\text{год}$. Число турбін на станції – 3. Розрахункова витрата циркуляційної води на ТЕС становитиме, $\text{м}^3/\text{год}$:

Вибираємо насоси типу ВП – 11 – 145 [2] з характеристиками:

продуктивність – $72400 \text{ м}^3/\text{год}$;

повний тиск - до 23,5 м.вод.ст.;

кількість оборотів - 350 об/хв;

ККД-79%.

Необхідна кількість насосів на береговій, шт.:

$$n = \frac{219000}{7400} \approx 3$$

2.4 Вибір та опрацювання схеми автоматики та КВП рівня конденсату в конденсаторі

Короткий опис технології роботи обладнання.

У конденсаторі пара конденсується при зіткненні з холодними трубками, всередині яких прокачується вода, що охолоджує. Процес конденсації пари відбувається при постійному тиску, і, отже, пара, що надходить у конденсатор в

насиченому стані, зберігає постійну температуру протягом усього процесу конденсації. Для підтримки глибокого вакууму необхідно створити хороші умови теплопередачі в конденсаторі - для цього з парового простору конденсатора ежектором відсмоктуються гази, що не конденсуються.

Необхідно забезпечити постійний рівень води у конденсаторі, незалежно від того, яка витрата пари на турбіну або який режим роботи встановлено (теплофікаційний або конденсаційний). Це важливо для стабільної роботи конденсатних насосів та ежекторів.

Положення рівня регулюється зміною продуктивності конденсатних насосів. Мінімальний рівень ефективності насосів визначається найменшою кількістю конденсату, яка може пройти через ежектори та систему регенеративних підігрівачів. Це означає, що при низьких навантаженнях частина конденсату з високого тиску насосів повинна знову повертатися до конденсатора.

З урахуванням цієї вимоги виконується система регулювання рівня води в конденсаторі, структурна схема якої зображена на рисунку 2.4. Як об'єкт регулювання рівня конденсатор є герметичний бак з насосом на стоку.

Конденсатор не має властивості самовирівнювання. Регулювання рівня води здійснюється шляхом зміни продуктивності конденсатних насосів при дії на двопотоковий клапан.

При зниженні рівня внаслідок скидання навантаження турбіни робочий клапан закривається, але забезпечує необхідний нерегульований пропуск води у системі охолодження ежекторів та регенеративних підігрівачів. При подальшому зниженні рівня починає відкриватися клапан рециркуляції, підтримуючи рівень води у конденсаторі. Для зручності управління та узгодженості в роботі робочий клапан та клапан рециркуляції виконані в одному корпусі та керуються одним виконавчим механізмом.

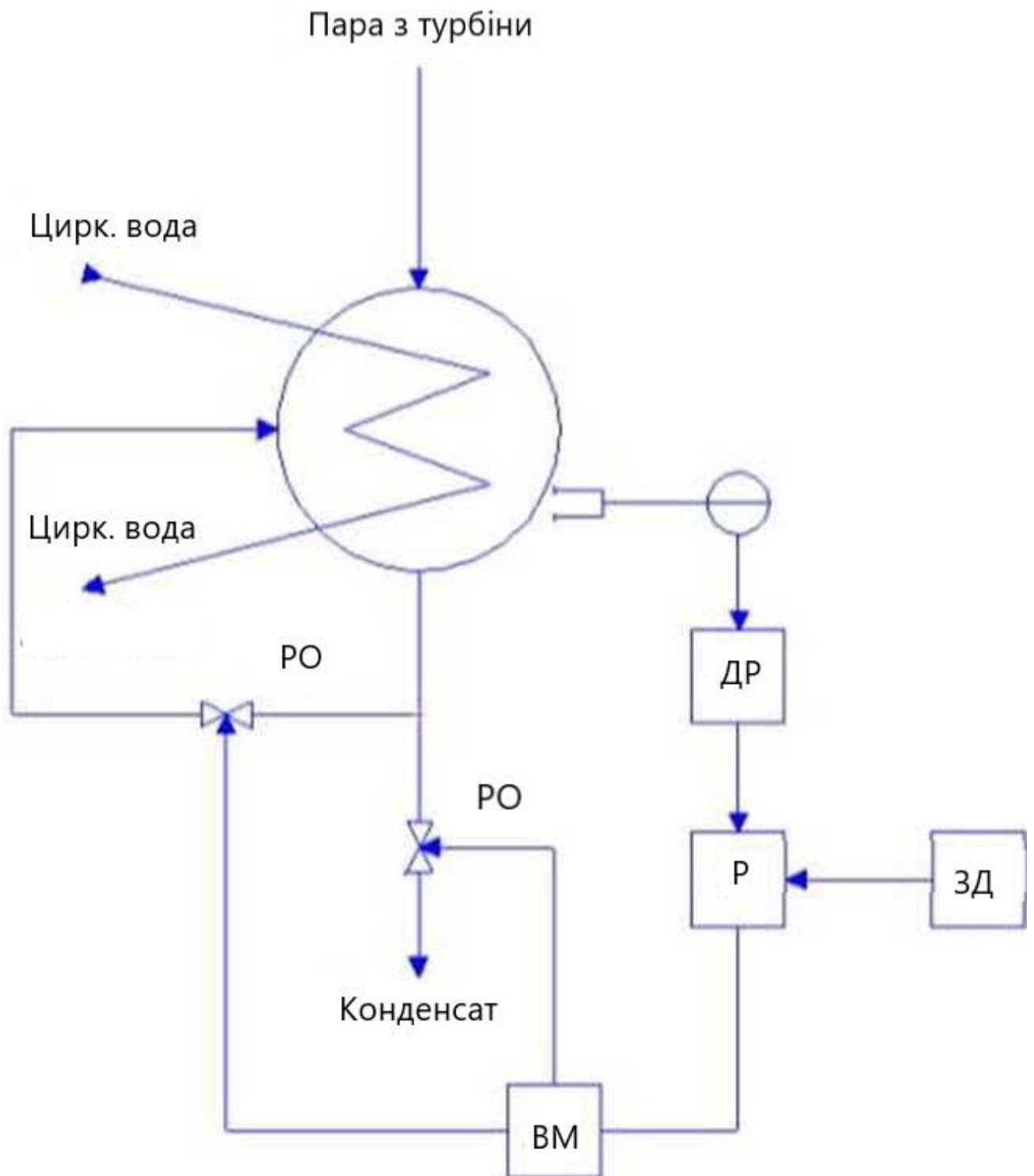


Рисунок 2.4 - Структурна схема системи регулювання рівня конденсату у конденсаторі :

ДР – датчик рівня; Р – регулятор; ЗД – задатчик ручний; ВМ – виконавчий механізм; РО – регулюючий орган.

2.5 Огляд існуючих схем та вибір оптимальних схем регулювання

Нині працездатність системи контролю та управління ТЕС підтримується шляхом застарілих пристроїв типу “датчик-вторинний прилад”. Вторинні прилади, встановлені на ТЕС, повністю виробили свій ресурс. В основному це прилади випуску 1970-1985 років, які за довгі роки експлуатації морально і фізично застаріли і практично не випускаються. Зношування парку приладів становить близько 90%.

Існуюча апаратура автоматичного регулювання (РПИБи, Каскад, Контур, АКЕСР) морально і фізично застаріла і може задовольняти збільшені вимоги до системам регулювання. До того ж не дозволяє розробляти досить гнучку систему автоматичного регулювання. З кожним роком зростають витрати на підтримку морально застарілої системи.

Витрати на її ремонт та експлуатацію продовжують зростати. Можна сказати, що технічні засоби систем контролю та управління турбо-агрегатів, а також загальностанційного обладнання морально і фізично застаріли, не можуть забезпечити сучасні вимоги до організації управління ТЕС, потрібна модернізація як самої апаратури, так і технічних рішень щодо організації управління.

Найбільш радикальним шляхом скорочення витрат та забезпечення необхідного рівня контролю та управління обладнанням є повна заміна всіх технічних засобів систем контролю та управління сучасними мікропроцесорними засобами.

Вибір апаратури регулювання.

При автоматизації технологічних процесів на ТЕС донедавна найширше застосування знаходили комплекси електричних засобів регулювання АКЕСР, Каскад, Контур. Ці комплекси використовуються давно на станціях.

Нині дедалі більшого поширення як у великих, і малих енергетичних

установках отримує розподілене управління об'єктом з допомогою автоматизованих систем управління технологічними процесами (АСУ ТП), реалізоване на мікропроцесорній техніці. Процесорний технічний комплекс (ПТК) використовує мікропроцесорні контролери. Використання таких контролерів з метою автоматичного регулювання розширює функціональні можливості вирішення технічних завдань підвищення ефективності АСР.

Програмне забезпечення контролерів складається з фіксованого набору типових програмних блоків (типових алгоритмів), що виконують перетворення сигналів у цифровій формі.

Цифрові контролери вирішують самі завдання, як і аналогові прилади автоматичного регулювання систем РПИБ, Каскад (-1, -2), АКЕСР (-1,-2).

Основна відмінність цифрових приладів від аналогових полягає в тому, що перші є програмованими пристроями: реалізовані ними алгоритми управління і конфігурація жорстко не зафіксовані і можуть задаватися і змінюватися безпосередньо на місці експлуатації.

Всі новостворені станції у своїх проектах закладають створення сучасних автоматизованих систем. Це говорить про те, що багато замовників починають розуміти, що немає сенсу пов'язувати себе з тим, що відживає своє століття. До того ж сучасні системи контролю та управління це, перш за все підвищення якості експлуатації за рахунок оперативних завдань, таких, наприклад, як реєстрація аварійних станів, контроль пуску та зупинки, оцінка діяльності оперативного персоналу. Мікропроцесорні системи дозволяють реалізувати будь-які алгоритми і тим самим розширити діапазон роботи регуляторів.

Розвиток технічних засобів систем автоматизації теплоенергетичних процесів вимагало створення приладів, що дозволяють реалізувати досягнуті структурні рішення і розширити функціональні можливості вдосконалення підсистем технологічних захистів і АСР.

За допомогою комплексу МСТ «Торнадо» розробимо автоматизацію рівня конденсату у конденсаторі.

Відмінною рисою мікропроцесорної техніки і те, що це ключі, задатчики, блоки ручного управління (БРУ) виконані «віртуально». В АСР, реалізується з використанням блоків системи «Торнадо», сигнал від датчика Д надходить на вхід БПІ (блок польового інтерфейсу). Потім після обробки в АЦП (аналого-цифровий перетворювач) сигнал надходить на блок порівняння FORME де порівнюється із сигналом задатчика. У цьому блоці разом із сигналом зворотного зв'язку від виконавчого механізму формується сигнал неузгодженості. Потім сигнал неузгодженості обробляється відповідно до закону регулювання в блоці PDD. Після обробки за заданим законом регулювання сигнал через БПІ надходить на підсилювач ПБР-2М, який управляє виконавчим механізмом МЕО.

Регулятор забезпечений ” автобалансом” - ненаголошене включення його в роботу. Передбачено ”сторож”, ”недостовірність” вимірюваного параметра. У разі появи цих ознак регулятор аварійно знімається з ”автомата”.

Розробка функціональної схеми контролю та автоматичного регулювання об'єкта.

Функціональна схема є важливим технічним документом, який встановлює функціональну структуру окремих блоків автоматичного контролю, управління та регулювання технологічного процесу, а також обладнання об'єкта управління за допомогою приладів та засобів автоматизації.

При розробці функціональної схеми автоматизації технологічних процесів необхідно вирішити такі основні завдання:

- Збір первинної інформації щодо стану технологічного процесу та обладнанн;
- Стабілізація технологічних параметрів процесу; - контроль та реєстрація

технологічних параметрів процесів та стану технологічного обладнання.

Функціональна схема виконується у вигляді креслення, на якому схематично умовними зображеннями показують засоби автоматизації апаратуру всіх систем контролю, регулювання, управління та сигналізації, що відноситься до даної технологічної установки.

Розробка замовленої специфікації на прилади та засоби регулювання.

Вихідним документом для складання специфікації є функціональна схема автоматизації. Функціональна схема системи автоматизації контролю технологічного процесу є основним документом, що визначає структуру та характер системи. Функціональна схема розроблена за ДСТУ Б А.2.4-16:2008 «Автоматизація технологічних процесів. Умовні графічні зображення приладів і засобів автоматизації в схемах» відповідно до структурної схеми.

Вимоги до засобів автоматизації КВП.

Обсяг контрольно-вимірювальних приладів для контролю стану технологічних процесів та обладнання турбоагрегату повинен відповідати вимогам ДСТУ Б А.2.4-16:2008 «Автоматизація технологічних процесів. Умовні графічні зображення приладів і засобів автоматизації в схемах».

Засоби КВП та приводи запірно-регулюючої арматури повинні розташовуватися у зручних для обслуговування місцях. Точність приладів має відповідати вимогам РД 34.11.321.

Вимірювання тиску, рівня, витрати, хімічних та електротехнічних величин виконуються вимірювальними перетворювачами (датчиками) з вихідним уніфікованим сигналом 4-20 мА постійного струму. Датчики по можливості групуються на стендах.

Вимірювання витрат здійснюється методом змінного перепаду ДСТУ ГОСТ 8.586.1:2009 Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 1. Принцип

методу вимірювання та загальні вимоги (ГОСТ 8.586.1-2005 (ИСО 5167-1:2003), IDT; ISO 5167-1:2003, NEQ). Схеми вимірювання комплектуються необхідними вентилями, імпульсними лініями, вентилями продувки і т.д. Відбір всіх імпульсів проводиться від однієї пари врізок, від яких проводиться вся необхідна розводка.

Якщо виміри тисків розташовуються на горизонтальній ділянці труби, відбори тисків не розташовуються в нижніх частинах (дні) судин або труб. У місці відбору проби встановлюється корінний вентиль запірного типу. Другий ізолюючий вентиль та вентиля, запірні для підключення контрольного манометра та продування розташовуються безпосередньо біля манометра або датчика. При вимірі пульсуючих тисків вживаються відповідні заходи, використовують золотники (демпфер) зменшення пульсацій тиску в імпульсній лінії.

У всіх випадках, де можливе засмічення імпульсних ліній твердими частинками або в'язкими рідинами, застосовуються продування, мембранні роздільники.

Гільзи термопар та обладнання для вимірювання темпера гури встановлюються у зручних для експлуатації місцях.

Для підготовки проби, що надходить до установок контролю хімічного складу води та водяної пари, використані спеціальні пристрої СУППи (система уніфікована підголовки проб). Для кожного середовища встановлюється своя СУПП, яка забезпечує допустиму температуру та тиск середовища, що надходить до вимірювача насосної станції застосовують відцентрові насоси, що утворюють тиск води в 2,3 МПа.

2.6 Розрахунок системи технічного водопостачання

Охолодження циркуляційної води відбувається в основному за рахунок її часткового випаровування та конвективного теплообміну з повітрям. Охолоджувана вода в зрошувальному пристрої розбризкується, стікає

азбестоцементними плитами у вигляді плівки в басейн, омиваючись повітрям. Плівкові градирні, завдяки значній поверхні контакту водної плівки з повітрям, мають менший відносний розмір при збереженні ефективності охолодження.

Зрошувальний пристрій зібрано в окремі блоки, що складаються з листів 1500x1200x6 мм і встановлені на каркасі збірних залізобетону в два яруси по висоті (2x1200 мм). Відстань між ярусами 25 мм.

На ТЕС технічна вода використовується для конденсації пари в конденсаторах турбін, а також вода витрачається в повітро- та газоохолоджувачах електрогенераторів, в охолоджувачах турбін і допоміжного обладнання. Витрата охолоджувальної води визначена вище з максимальної витрати води в конденсатори турбін:

$$W_k = 7239,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Для плівкових баштових градирень приймається $y=6-8 \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{год}$.

Тепер визначимо площу зрошення:

$$F_{\text{ор}} = \frac{W_k}{y} = \frac{7239,6}{6} = 1206,6 \text{ м}^2$$

Приймаємо до встановлення одну баштову градирню з площею зрошення 1600 м², модифікації БГ-1600; висотою підйому води 9,5 м; сталевим каркасом; азбестоцементною оббивкою; заввишки вежі 90 м.

Для запобігання наростанню водоростей на зрошувачах, вода, що циркулює, піддається хлоруванню. У системі технічного водопостачання із градирнями передбачено центральну насосну станцію. Після охолодження у градирні охолоджена вода поступає на всмоктування циркуляційних насосів через залізобетонні канали. Ця установка гарантує роботу насосів під

затопленням. Для запобігання утворенню вапняних відкладень у трубній системі конденсаторів, циркуляційну воду підкислюють. На насосній станції використовуються відцентрові насоси, які створюють тиск води до 2,3 МПа.

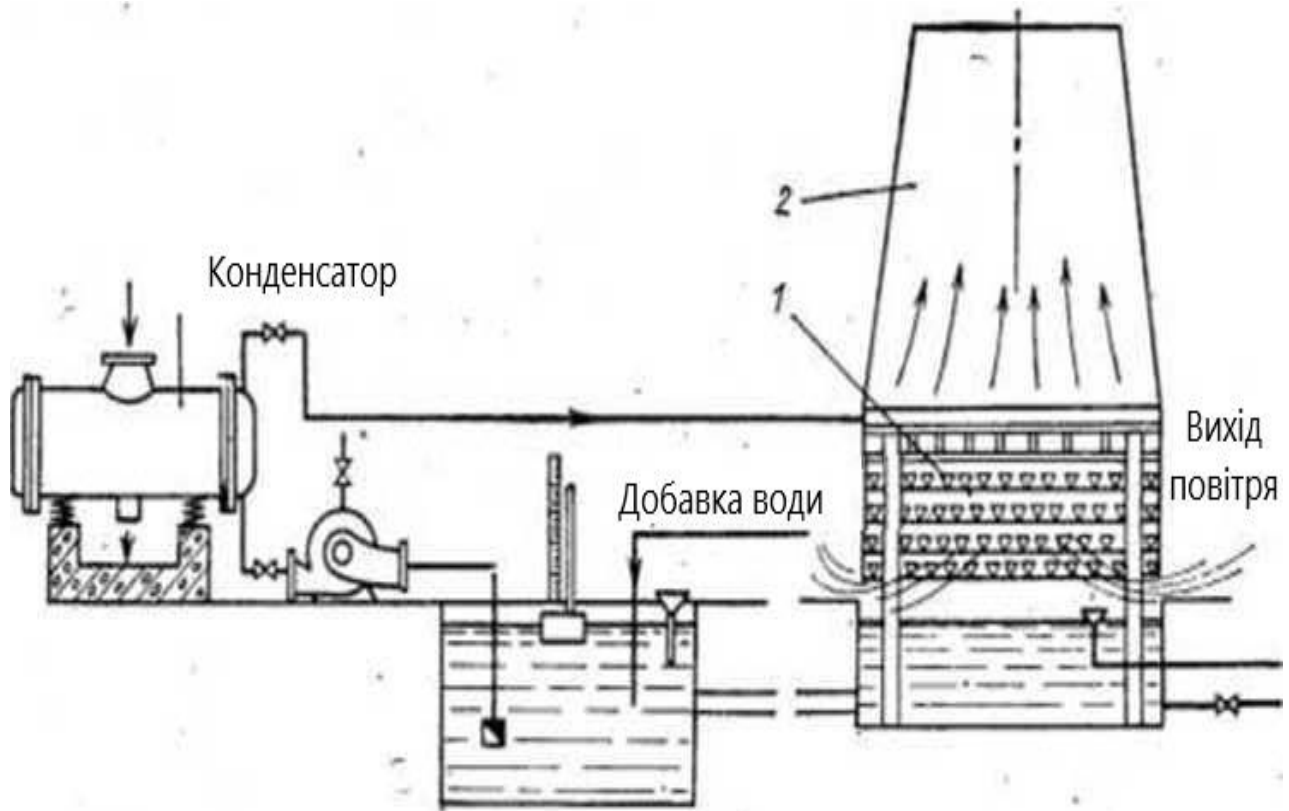


Рисунок 2.5 - Оборотно водопостачання ТЕС із градирнями. 1 - зрошувальний пристрій; 2-витяжна вежа.

2.7 Схема газового господарства

Теплові електростанції отримують газ від газорозподільних станцій (ГРС) через газорозподільні пункти (ГРП), при цьому на кожній ТЕС будується лише один ГРП. Продуктивність кожного ГРП розраховується на максимальну витрату газу усіма робочими камерами згоряння. ГРП розміщуються у окремих будівлях, і кожен ГРП має свій газопровід для подачі газу. Тиск газу перед входом до ГРП зазвичай становить 8-10 МПа, а після ГРП тиск знижується через втрати тиску до камер згоряння, до необхідного рівня перед пальниками, що зазвичай становить

1,6-2 МПа. Проведення газопроводів в межах ГРП і до камер згоряння здійснюється наземним способом. Подача газу від ГРП до газотурбінного відділення та відтак до камер згоряння здійснюється за однією лінією.

Схема газового господарства представлена рисунку 2.6.

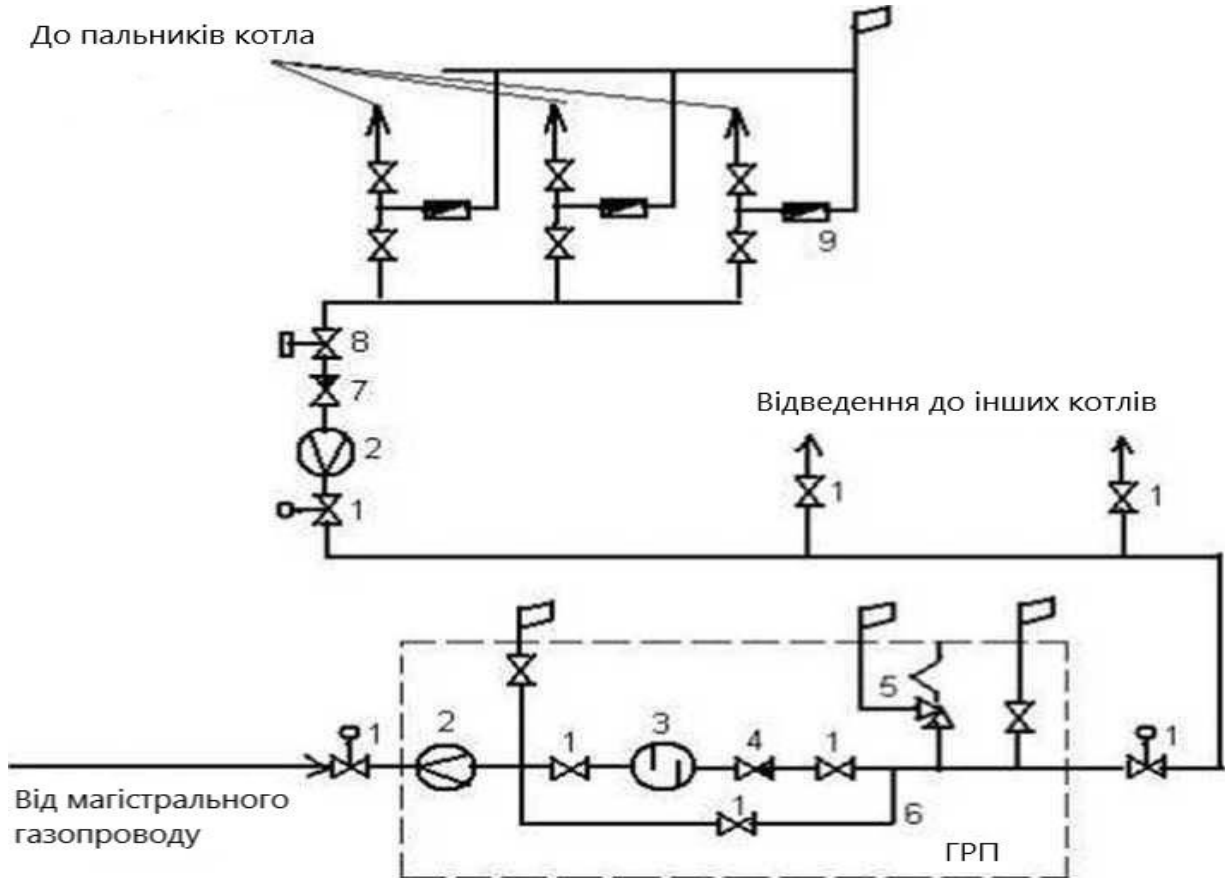


Рисунок 2.6 - Схема газового господарства

1 - Засувка для зупинки потоку; 2 - Прилад для виміру витрати; 3 - Фільтруючий пристрій; 4 - Регулятор тиску; 5 - Запобіжний клапан для відведення надлишкового тиску; 6 - Додаткова лінія для обходу основної системи; 7 - Пристрій для регулювання витрати газу; 8 - Швидкодіючий відсічний клапан з імпульсним керуванням; 9 - Кран з ковпачком для закриття.

У газорегулюючій станції є основні газові лінії, лінії з низьким рівнем витрат, які активуються при обмеженому споживанні газу, та запасна лінія з

можливістю ручного керування арматурою. На газопроводах з робочими та малими витратами газу встановлюються автоматичні регулятори тиску та захисні регулятори. Під час заповнення газом газопроводів вони повинні бути продувані через скидні свічки, щоб витіснити повітря, а під час звільнення газу - продуватися повітрям, щоб витіснити газ. Ці вимоги пов'язані з тим, що утворюється вибухонебезпечна суміш при об'ємній концентрації природного газу в повітрі від 5 до 15%. Газ випускається з скидних свічок у місця, де він не може потрапити в будівлі, де відсутні будь-які джерела вогню. На газопроводах використовується виключно сталева арматура.

2.8 Техніко-економічні показники проекрованої ТЕС

Актуальність теми магістерської роботи обґрунтовується цілями та пріоритетами енергетичної стратегії України на період до 2030 року. Розвиток електроенергетики має забезпечити необхідними енергетичними ресурсами економічне зростання, що почалося, у всіх галузях народного господарства. Задля більшої прогнозованих рівнів електро- і тепло споживання при оптимістичному варіанті розвитку необхідно створення генеруючих потужностей на електричних станціях України (з урахуванням заміни та модернізації) в 2005 - 2021 р.р. не менше 190 млн. кВт, у тому числі на гідро- та гідроаккумуляуючих електростанціях 18,2 млн. кВт, на атомних 218 млн. кВт та на теплових 90 млн. кВт (з них з парогазовими та газотурбінними установками 27 млн. кВт). При помірному варіанті розвитку планується введення в дію потужностей, що генерують, 80 млн. кВт, у тому числі на теплових електричних станціях (ТЕС) 50 млн. кВт.

Отже, відповідно до енергетичної стратегії, введення нових потужностей не призведе до зміни структури встановленої потужності електростанцій, де найбільший внесок мають теплові електростанції.

Проект будівництва ТЕС загалом відповідає основним пріоритетним напрямкам розвитку електроенергетики.

Визначення щорічних витрат, що з експлуатацією.

У магістерській роботі розрахована собівартість електричної енергії на станції, що проектується потужністю 2400 МВт. Як основне обладнання використовуються: турбіни К-800-240 і котельні агрегати продуктивністю 1640 тонн пари на годину, що працюють на газовому паливі.

Експлуатаційні витрати в проектних техніко-економічних розрахунках, що групуються в укрупнені статті калькуляції, млн. грн./рік:

$$U_E = U_{\Pi} + U_{ОП} + U_A + U_{ТВ} + U_{ІВ}, \quad (2.2)$$

де U_{Π} -витрати на паливо;

$U_{ОП}$ - витрати оплати праці;

U_A – амортизація основних виробничих фондів;

$U_{ТВ}$ – витрати на ремонт основних фондів;

$U_{ІВ}$ – інші витрати.

Витрат на пальне.

Години фактичної роботи турбоагрегату, тобто календарний час за вирахуванням часу простою в капітальному та поточному ремонті, год/рік:

$$T_p = 8760 - T_{РЕМ} \quad (2.3)$$

де $T_{РЕМ}$ - час простою в ремонті, год,

$$T_p = 8760 - 1707 = 7053$$

Вироблення електроенергії на ТЕС, МВт год:

$$W = N_{\text{вст}} * T_{\text{вст}} \quad (2.4)$$

де $N_{\text{вст}}$ - встановлена потужність станції, МВт;

$T_{\text{вст}}$ - кількість годин використання встановленої потужності, год.

$$W = 2400 * 6500 = 1.56 * 10^7$$

Середнє навантаження електростанції, МВт:

$$P_{\text{ТЕС}} = N / T_p, \quad (2.5)$$

де T_p - число годин фактичної роботи, год.

$$P_{\text{ТЕС}} = 1.56 * 10^7 / 7053 = 2212$$

Середньорічне навантаження енергоблоку, МВт:

$$P_{\text{бл}} = P_{\text{ТЕС}} / n_{\text{бл}} \quad (2.6)$$

де $n_{\text{бл}}$ – число блоків.

$$P_{\text{бл}} = 2212 / 3 = 737.275$$

Річна витрата палива блоками ТЕС на вироблення електричного навантаження у встановленому режимі, т в.т./рік:

$$B_{\text{вст}} = (b_{\text{хх}} * P_{\text{н}} + b_1 * P_{\text{бл}} + (b_2 - b_1) * (P_{\text{бл}} - P_{\text{ек}})) * T_p * n_{\text{бл}}, \quad (2.7)$$

де b_{xx} - питома витрата умовного палива на холостий хід агрегату, т в.т./МВт ч;

b_1 і b_2 - відносний приріст витрати палива відповідно до точки економічної потужності та в зоні навантаження, т д.т./МВт год.;

$P_{ек}$ і $P_{н}$ - економічна та номінальна потужності, МВт.

$$V_{вст} = (0.0245 * 8004 + 0.276 * 737.275 + (0.298 - 0.276) * (737.275 - 800)) * 7053 * 3 = 4921200$$

Втрати палива в режимі, що не встановився, т в.т./рік:

$$V_{невст} = V_{п\ 6-10\ год} * n_{п\ 6-10\ год} * n_{бл} + V_{пхв} * n_{пхв} * n_{бл}, \quad (2.8)$$

де $V_{п\ 6-10\ год}$ і $V_{пхв}$ - пускові втрати відповідно при зупинці на 6 - 10 годин, та при пуску з холодного стану, т в.т.;

$n_{п\ 6-10\ год}$ і $n_{пхв}$ - число пусків та зупинок відповідно на 6 - 10 годин, та з холодного стану.

$$V_{невст} = 225 * 20 * 3 + 525 * 2 * 3 = 10800$$

Витрата палива на ТЕС, т в.

$$V = V_{вст} + V_{невст} \quad (2.9)$$

$$V = 4921200 + 10800 = 4932000$$

Витрати паливо, млн. грн./рік:

$$U_T = (Ц * V * 10^{-6}) \quad (2.10)$$

де $Ц$ - ціна палива, грн./т ув.т

$$U_T = 485 * 4932000 * 10^{-6} = 2392$$

Витрати на оплату праці.

Для наближених розрахунків заробітної плати станції можна використовувати формулу, млн. грн./рік:

$$U_{зп} = N_y * n_y * \Phi_{зп} * 10^{-6} \quad (2.11)$$

де n_y - штатний коефіцієнт;

$\Phi_{зп}$ -середня зарплата одного працівника за рік;

$$U_{зп} = 2400 * 0,46 * 192000 * 10^{-6} = 212$$

Амортизаційні відрахування.

Розмір амортизаційних відрахувань, млн. грн\ рік:

$$U_A = K * H_A \quad (2.12)$$

де H_A – середня норма амортизації станції в цілому;

K - капітальні вкладення в ТЕС, млн. грн. / рік:

$$K = (K' + K_{БЛ} * (n_{БЛ} - 1)) * d_i * K_{под} \quad (2.13)$$

де K' і $K_{БЛ}$ - капітальні вкладення, пов'язані з встановленням одного блоку головного та кожного наступного, млн. грн.;

d_i – коефіцієнт, що враховує район розміщення;

$K_{под}$ -коефіцієнт подорожчання в цінах поточного року.

$$K = (127,05 + 83,89 (3-1)) * 1,13 * 52,96 = 17644$$

$$U_A = 0,08 * 17644 = 1411,5$$

Витрати на ремонтне обслуговування

Витрати ремонту, млн. грн./рік:

$$U_{TP} = K * N_{TP} \quad (2.14)$$

де N_{TP} – норма відрахувань на ремонтне обслуговування від капітальних вкладень у ТЕС.

$$U_{TP} = 17644 * 0,072 = 1270,4$$

Інші витрати включають у себе такі види:

- Загальноцехові та загальностанційні витрати;
- Витрати, пов'язані з охороною праці та безпекою техніки;
- Податки та збори;
- Витрати на оренду землі та інші подібні витрати.

Їх величина приймається 15 - 25 % від сумарних витрат за амортизацію, ремонт і зарплату, з урахуванням єдиного соціального податку, млн. грн./год:

$$U_{IP} = 0,2 * (U_{AM} * U_{TP} * U_{ЗП}) + ЕСН \quad (2.15)$$

Експлуатаційні витрати становитимуть, млн. грн/рік:

$$U_E = 1411 + 212 + 1270,4 + 2392 = 5283,4$$

Для оцінки достовірності розрахунків визначимо питому вагу паливної

складової:

$$T_{\text{пит}} = U_T / U_E, \quad (2.16)$$

$$T_{\text{пит}} = 2392/5285.4 = 0,38$$

Отже, вартість палива становить не більше 40% від загальної виробничої вартості, що дозволяє зробити висновок про прийнятність результатів розрахунків витрат виробництва.

Річний відпуск енергії з шин станції, МВт год:

$$W_{\text{від}} = N (1 - \alpha_{\text{вп}}) \quad (2.17)$$

де $\alpha_{\text{вп}}$ – коефіцієнт витрати електроенергії на власні потреби станції.

$$W_{\text{від}} = 15600000 - (1 - 0,062) = 14632800$$

Собівартість відпущеної енергії, грн кВт год:

$$U_{\text{від}}^e = U_E / W_{\text{від}}, \quad (2.18)$$

$$U_{\text{від}}^e = 5285,4 / 14632,8 = 0,42$$

Собівартість виробленої енергії, грн./кВт год:

$$U_{\text{вир}}^e = U_E / W, \quad (2.19)$$

$$U_{\text{вир}}^e = 5285.4 / 15600 = 0.397$$

Питома витрата умовного палива на вироблений кВт год, кг в.т./кВт год:

$$B_{\text{вир}} = B / W \quad (2.20)$$

$$B_{\text{вир}} = 49212000 / 15600000 = 0,315$$

Питома витрата умовного палива на відпущений кВт год, кг у.т./кВт год:

$$B_{\text{відп}} = B / W_{\text{відп}} \quad (2.21)$$

$$B_{\text{відп}} = 4921200 / 14632800 = 0.336$$

Таблиця 2.1 - Розрахунок першого варіанта будівництва

| Найменування показника | Значення показника |
|--|--|
| Вироблення встановленої потужності на ТЕС, МВт год | $W = 2400 * 6500 = 1,56 * 10^7$ |
| Середнє навантаження електростанції, МВт | $P_{\text{ТЕС}} = 1,56 * 10^7 / 6656 = 2343.75$ |
| Середньорічне навантаження блоку, МВт | $P_{\text{БЛ}} = 2343,75 / 3 = 737,275$ |
| Річна витрата палива, т в.т./рік | $B_{\text{вст}} = (0,0245 * 800 + 0,276 * 737,275 + (0,298 - 0,276) * (737,275 * 800)) * 7053 * 3 = 4921200$ |
| Втрати палива в режимі, що встановився, т в.т./рік | $B_{\text{невст}} = 225 * 20 * 3 + 525 * 2 * 3 = 10800$ |
| Витрата палива на ТЕС, т в.т./рік | $B = 4921200 + 10800 = 4932000$ |
| Витрати паливо, млн. грн./год | $U_T = 485 * 493200 * 10^{-6} = 2392$ |
| Витрати з праці, млн.грн./год | $U_{\text{зн}} = 2400 * 0,54 * 192000 * 10^{-6} = 212$ |
| Амортизаційні відрахування, млн. грн/рік | $K = (127,05 + 83,89 (3-1)) * 1,13 * 52,96 = 17644$ $U_A = 0,08 * 17644 = 1411,5$ |

| | |
|---|--|
| Витрати ремонтного обслуговування, млн.грн./год | $U_{TP} = 17644 * 0,072 = 1270,4$ |
| Інші витрати, млн.грн./рік | $U_{IP} = 0,3 * (1943 + 1748 + 212) + 0,26 * 212 = 1247$ |
| Експлуатаційні витрати, млн. грн. / рік | $U_E = 1411 + 2124 - 1270,4 + 2392 = 5285,4$ |
| Річний відпустку енергії з шин ТЕС, МВт год | $W_{sid} = 15600000 * (1 - 0.062) = 14632800$ |

У другому варіанті розрахунку встановлена потужність ГРЕС залишається незмінною, склад основного обладнання: 8 блоків К-300-240 з котельними агрегатами продуктивністю 1650т/год. Другий варіант розрахунку зведемо в таблицю 2.2, тому що методика розрахунку повторює методику, описану вище.

Таблиця 2.2 - Розрахунок Техніко-економічних показників станції та собівартості одиниці електроенергії

| Найменування показника | Значення показника |
|--|--|
| Години фактичної роботи турбоагрегату, год. | $T_P = 8760 - 2104 = 6656$ |
| Вироблення встановленої потужності на ТЕС, МВт год | $W = 2400 - 6500 = 1,56 \cdot 10^7$ |
| Середнє навантаження електростанції, МВт | $P_{TEC} = 1,56 * 10^7 / 6656 = 2343.75$ |
| Середньорічне навантаження блоку, МВт | $P_{БЛ} = 2343,75 / 8 = 292,968$ |

| | |
|--|---|
| Річний витрата палива, т в. т. / рік | $B_{вст} = (0,0278 * 300 + 0,3 * 292,968 + (0,278 - 0,3) * (292,968 - 300)) * 6656 * 8 = 5091292$ |
| Втрати палива в режимі, що встановився, т в.т./рік | $B_{невст} = 81,3 * 20 * 8 + 154,6 * 2 * 8 = 26400$ |
| Витрата палива на ТЕС, т в.т. /рік | $B = 5091292 + 26400 = 5117692$ |
| Витрати паливо, млн.грн./год | $U_T = 485 * 5117692 * 10^{-6} = 1984$ |
| Витрати з оплати праці, млн. грн. / Рік | $U_{zn} = 2400 * 0,54 * 192000 * 10^{-6} = 248,83$ |
| Амортизаційні відрахування, млн. грн. / рік | $K = (92,9 + 44,7 * (8-1)) * 1,13 * 52,96 = 24285$ $U_A = 24285 - 0,08 = 1943$ |
| Витрати ремонтного обслуговування, млн.грн./год | $U_{TP} = 24285 - 0,072 = 1748$ |
| Інші витрати, млн.грн./рік | $U_{np} = 0,3 * (1943 + 1748 + 248,83) + 0,26 * 248,83 = 1247$ |
| Експлуатаційні витрати, млн. грн. / рік | $U_E = 1984 + 248,83 + 1748 + 1943 + 1247 = 7170$ |
| енергії з шин ТЕС, МВт год | $W_{від} = 15600000 - (1 - 0,062) = 14632800$ |
| Собівартість відпущеної енергії, грн./кВт год | $U_{від}^e = 7170 / 14632,8 = 0,49$ |
| Собівартість виробленої енергії, грн./кВт год | $U_{вир}^e = 7170 / 15600 = 0,456$ |

| | |
|---|--|
| Питома витрата палива на вироблений кВт год, кг ув.т./кВт год | $B_{\text{вир}} = 5117692 / 15600000 = 0,328$ |
| Питома витрата палива на відпущений кВт год, кг в.т./кВт год. | $B_{\text{відп}} = 5117692 / 14632800 = 0,349$ |

Результати розрахунків двох варіантів зводимо до таблиці 2.3

Таблиця 2.3– Основні техніко-економічні показники станції

| Найменування показника | Значення показник | |
|--|-------------------|-----------------|
| | Варіант 1 | Варіант 2 |
| Встановлена потужність, МВт | 2400 | 2400 |
| Склад основного обладнання | 3хК-800- 240 | 8чК-300- 240 |
| Години використання встановленої потужності, год/рік | 6500 | 6500 |
| Вироблення електроенергії на ТЕС, МВт год | 25000000 | 25000000 |
| Річний відпуск енергії з шин станції, МВт год | 24380000 | 24380000 |
| Питома витрата палива на вироблений кВт год, кг в.т./кВт год | 0,315 | 0,328 |

| | | |
|--|-------|-------|
| Питома витрата умовного палива на відпущений кВт год, кг в.т./кВт год | 0,336 | 0,348 |
| Собівартість одиниці електроенергії, грн./кВт год: | | |
| а) вироблена | 0,399 | 0,457 |
| б) відправлена | 0,42 | 0,49 |
| Штатний коефіцієнт, чол./МВт | 0,48 | 0,53 |
| Капітальні вкладення, млн. грн./МВт | 2,48 | 27 |

Таким чином, за показником проектної собівартості перший варіант зі складом основного обладнання три блоки К-800-240 є більш переважним.

Економічний ефект для станції складе, млн. грн. / рік:

$$E_{x.p.} = (U_{пор}^E - U_{рек}^E) * W_{рек} \quad (2.22)$$

Де $U_{пор}^E$ - собівартість одиниці відпущеної електроенергії за порівнянним варіантом, грн / кВт год.;

$U_{рек}^E$ - собівартість одиниці відпущеної електроенергії за рекомендованим варіантом складу основного обладнання, грн./кВт год.

$W_{рек}$ - річний відпустка електроенергії за рекомендованим варіантом, МВт год.

$$E_{x.p.} = (0,49-0,42)-14632,8= 1024$$

2.9 Розрахунок терміну окупності станції

Термін окупності вказує на період, протягом якого початкові інвестиції повертаються за рахунок прибутку або інших результатів проекту. Це той проміжок часу, коли сума капітальних витрат перевищує суму амортизаційних відрахувань та доходу підприємства.

Співвідношення між доходами та витратами визначається за допомогою показника чистого дисконтованого доходу (ЧДД). Якщо ЧДД перевищує нуль, це означає, що всі витрати, пов'язані з проектом, будуть окуплені доходами, тому такий інвестиційний проект рекомендується для реалізації.

Чистий дисконтований прибуток, млн. грн :

$$\text{ЧДД} = \left([(T - U_{\text{пор}}^E) * W_{\text{від}}] / \frac{1}{(1+0,1)^n} \right) - K, \quad (2.23)$$

де K - вартість будівництва станції, млн. грн.;

$U_{\text{пор}}^E$ - собівартість відпущеної енергії, грн./кВт год.;

$W_{\text{від}}$ – річний відпуск енергії з шин станції, МВт;

T - тариф на відпущений кВт год з урахуванням планованої рентабельності, грн./кВт год.

Капітальні вкладення в проект ДРЕС 2400 МВт з трьома блоками К-800-240 окупаються на десятий рік експлуатації.

РОЗДІЛ 3

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЄКТОВАНОГО ОБ'ЄКТА З ТОЧКИ ЗОРУ БЕЗПЕКИ ТА ПОРІВНЯЛЬНИЙ ОГЛЯД ВПЛИВУ ЗВИЧАЙНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА ЕКОЛОГІЧНУ СИТУАЦІЮ

3.1 Вплив діяльності традиційних енергетичних об'єктів на природне середовище

Вплив діяльності традиційних енергетичних об'єктів на природне середовище є значною проблемою. Енергія відіграє ключову роль у забезпеченні світла, тепла та рушійних сил для промисловості. Проте діяльність енергетичних компаній, що включає розвідку, видобуток, переробку та транспортування палива, а також виробництво та передачу електроенергії, має серйозні наслідки для навколишнього середовища.

Електроенергетика, з одного боку, є критичним фактором у розвитку всіх галузей економіки, проте, з іншого боку, вона є джерелом значного техногенного навантаження на природу, що суттєво погіршує її стан. Досі не існує жодного джерела електроенергії, яке б не мало прямого або опосередкованого впливу на біосферу.

3.1.1 Вплив ТЕС на довкілля

На сьогоднішній день, близько 65% виробництва електроенергії генерується на теплових електростанціях (ТЕС), які використовують енергію, збережену в різних природних ресурсах, таких як нафта, газ і вугілля. Найбільші родовища нафти і газу знаходяться в Перській і Мексиканській затоках, на островах Малайського архіпелагу, в Новій Гвінеї, Сибірі, Північній Алясці, на Північному морі та острові Сахалін. Європейський Союз виробляє приблизно 2,8% світової продукції, з Норвегією на чолі серед європейських країн у цій

галузі, що робить її важливим гравцем у економіці ЄС.

Згідно з оцінками Міжнародної Енергетичної Асоціації на 2020 рік, попит на нафту та рідке паливо становить близько 96 мільйонів барелів на день, або понад 35 мільярдів барелів на рік. У 2021 році виробництво досягло в середньому понад 96 мільйонів барелів на день.

ТЕС, що працюють на твердому паливі, викидають в атмосферу різні шкідливі речовини, такі як частинки золи, незгорілі фракції, сірчані та сірчисті ангідриди, оксиди азоту та вуглецю, а також водяну пару. При використанні природного газу на ТЕС також потрапляють в атмосферу токсичні речовини, такі як оксиди азоту та чадний газ, а при транспортуванні і зберіганні палива повітря забруднюється пилом.

Концентрація цих забруднюючих речовин у повітрі залежить від різних факторів, таких як рельєф місцевості, висота хмар, швидкість вітру, температурний режим навколишнього середовища, фазовий стан та інтенсивність речовин. У зв'язку з цим, використання градирень у системі охолодження конденсаторів ТЕС призводить до значного зволоження мікроклімату в зоні станції, що може спричинити утворення низької хмарності, туману, зниження сонячної активності, а взимку - утворення інію та льоду. Взаємодія викидів з туманом може призвести до утворення стабільного сильного смогу.

Аналіз впливу шкідливих викидів теплових електростанцій (ТЕС) на біосферу дозволяє ідентифікувати кілька ключових видів взаємодій:

- Збільшення споживання кисню з повітря для спалювання палива, що відбувається в атмосфері.
- Осідання твердих викидів, що виникають внаслідок продуктів згоряння органічного палива, на поверхні води, що може змінювати її властивості та забарвлення.

- Попадання кислот, важких металів та канцерогенних речовин на поверхню ґрунту у вигляді твердих частинок і розчинів.
- Викидання на землю та воду продуктів спалювання твердого палива, таких як зола та шлаки, а також продуктів очищення поверхонь нагріву.
- Випадання твердих і рідких радіоактивних відходів, які можуть розповсюджуватися в гідро- та літосфері.
- Зміна ландшафту через будівництво енергетичних об'єктів, що може призвести до вилучення сільськогосподарських земель і ландшафтних змін.

Вплив енергії на навколишнє середовище можна розглядати з двох аспектів. По-перше, енергія є споживачем природних ресурсів, таких як кисень, вода, викопне паливо та земля. По-друге, енергія є джерелом небезпечних відходів, включаючи радіацію та електромагнітне випромінювання, та може сприяти парниковому ефекту. Сьогодні всі шкідливі викиди регулюються максимально допустимими концентраціями в атмосферному повітрі, встановленими як максимально разові, так і середньодобові значення (таблиця 3.1).

Таблиця 3.1- Гранично допустимі концентрації шкідливих викидів в повітрі

| Назва речовини | Гранично допустимі концентрації, мг/м ³ | |
|-------------------------------|--|----------------|
| | максимально разова | середньодобова |
| Діоксид азоту NO ₂ | 0,0854 | 0,0854 |
| Окис азоту NO | 0,24 | 0,254 |
| Зола | 0,4 | 0,14 |

| | | |
|---|--------|----------|
| Сажа, кіпоть | 0,14 | 0,04 |
| Діоксид сірки SO ₂ | 0,4 | 0,04 |
| Окис вуглецю CO | 3,1 | 1,1 |
| Сірководень H ₂ S | 0,0089 | 9 |
| Бенз(а)пірен C ₂₀ H ₁₂ | - | 1 - 11-5 |
| Формальдегід | 0,006 | 0,013 |
| Нітробензол C ₆ H ₅ NO | 0,009 | 0,009 |
| П'ятиокис ванадію V ₂ O ₅ | - | 0,003 |
| Хлор | 0,2 | 0,04 |
| Ртуть металева | - | 0,0004 |

Теплові електростанції (ТЕС) активно споживають повітря. У результаті горіння вони виділяють в атмосферу продукти, які містять оксиди азоту (NO x), вуглець (CO x), сірчистий газ (SO x), вуглеводні, водяну пару та інші речовини (таблиця 3.2).

Таблиця 3.2 - Середні показники забруднення атмосфери ТЕС

| Речовини, мг/м ³ | Вид палива | | | |
|-----------------------------|-----------------|--------------|-------|---------------|
| | Кам'яне вугілля | Буре Вугілля | Мазут | Природний Газ |
| | | | | |

| | | | | |
|------------------|------|------|-------|-------|
| CO ₂ | 6,1 | 78 | 7,3 | 0,003 |
| NO _x | 21,4 | 3,44 | 2,44 | 1,8 |
| Тверді частинки | 1,3 | 2,6 | 0,6 | - |
| Фтористі сполуки | 0,04 | 0,12 | 0,003 | - |

Теплові електростанції (ТЕС) є значним джерелом енергії, але вони також несуть певні небезпеки. Викиди аерозолів і газів з таких станцій значно забруднюють атмосферу, спричиняючи руйнування озонового шару, теплові та "льодовикові" ефекти, а також фотохімічний смог і загрозу для стану атмосфери.

У процесі спалювання рідкого палива, такого як мазут, у атмосферу викидаються оксиди сірки й азоту, газоподібні та тверді продукти неповного згоряння палива, а також сполуки ванадію.

При спалюванні природного газу також викидаються оксиди азоту, але їх утворення значно менше, ніж при спалюванні мазуту. Це пояснюється як властивостями самого палива, так і особливостями процесів спалювання. Очевидно, що природний газ на сьогоднішній день є найчистішим видом енергетичного палива.

Таблиця 3.3 - Фактичні концентрації золи, оксидів сірки, азоту в димових газах

| Назва ТЕС | Концентрації, мг/м ³ | | |
|--------------------|---------------------------------|-----------------|-----------------|
| | Зола | SO ₂ | NO ₃ |
| Придніпровська ТЕС | 1157-1426 | 2588-2880 | - |
| Зміївська ТЕС | 1741 | 1631 | 425 |

| | | | |
|------------------|-----------|-----------|---------|
| Курахівська ТЕС | 1220 | 2110 | - |
| Трипільська ТЕС | 76 | 2120 | 355 |
| Луганська ТЕС | 341-2242 | 273-2090 | 105-432 |
| Криворізька ТЕС | 869 | 1793 | - |
| Ладижинська ТЕС | 574-765 | 3243 | 108 |
| Миронівська ТЕС | 6013-8372 | 2341-2936 | - |
| Слов'янська ТЕС | 325-3512 | 1512-4145 | 422-516 |
| Чернігівська ТЕЦ | 401-1091 | 2693-2862 | 641-671 |

Взаємодіючи з гідросферою, теплові електростанції переважно споживають воду, включаючи її незворотні втрати, коли вода перетворюється в пар і випаровується в атмосфері. За розрахунками, витрати води на охолодження конденсаторів на ТЕС можуть складати близько 120 кілограмів на кіловат-годину енергії. Основним фактором, який впливає на гідросферу, є відведення нагрітої води в водойми, що може мати наступні наслідки:

- Постійне місцеве підвищення температури води.
- Зміни умов утворення льоду та рівнів повеней.
- Значні випаровування та утворення туманів.

Теплові викиди не лише порушують мікроклімат, але й сприяють заростанню водойм водоростями, порушують баланс кисню та створюють загрозу для життя мешканців водойм. Підвищена температура води, нагріта до 26-30 °С, пригнічує життя водних організмів, а при 36 °С риба може почати

гинути. Також холодна вода використовується для охолодження систем зливання шлаків та інших систем, що скидають відходи на поверхню землі або в гідросферу.

ТЕС також впливають на літосферу через осадження твердих частинок і хімічних розчинів, вилучення орних земель і луків під будівництво станцій і золовідвалів. Відходи з топки, такі як шлаки та зола, накопичуються на золошлакових відвалах, що займають значну площу. Промивання поверхні нагрівання котлів призводить до утворення розчинів соляної кислоти, натрію, аміаку, солей амонію, заліза та інших речовин.

Основними способами, якими теплові електростанції впливають на літосферу, є осадження твердих частинок і хімічних розчинів на їхній поверхні, а також вилучення орних земель і луків для будівництва станцій і золовідвалів. Відходи від спалювання палива, такі як шлаки та зола, накопичуються на золошлакових відвалах, що займають значну площу на поверхні землі. Під час промивання поверхні нагрівання котлів утворюються розчини, такі як соляна кислота, натрій, аміак, солі амонію, залізо та інші речовини.

Наприклад, теплова електростанція потужністю 110 МВт, яка працює на вугіллі, викидає в атмосферу приблизно 4 тисяч тонн SO_2 та 10 тисяч тонн оксидів азоту. Приблизно 400 тисяч тонн золи потрапляють на землю, в якій міститься 80 тонн важких металів. Витрачення такої кількості кисню на цій станції при спалюванні палива прирівнюється до знищення 101 тисяч гектарів лісу.

Одна з особливостей виробництва електроенергії на теплових електростанціях полягає у тому, що близько 67% теплової енергії, що виробляється, втрачається та розсіюється в навколишнє середовище. Для видалення цієї теплової енергії необхідно використовувати річки, природні водойми або створювати спеціальні водойми для охолодження. Це означає, що з народного господарства вилучаються додаткові площі земної поверхні. Крім

конденсаторів турбоагрегатів, системи відводу шлаку та інші системи також випромінюють тепло на поверхню землі або в гідросферу.

Під час будівництва електростанцій враховуються норми, які вимагають, щоб підігрів води в водойми не перевищував її природну температуру, збільшуючи її літньою на 3°C та зимою на 5°C. Таким чином, запобігання тепловому забрудненню водних ресурсів полягає у збереженні природного балансу та уникненні перегріву водних водойм.

Виробництво електроенергії на теплових електростанціях створює не лише екологічні проблеми, але й поставляє перед нами виклик щодо вичерпання природних ресурсів. Дослідники прогнозують, що при сучасному темпі розвитку суспільства світові запаси нафти будуть вичерпані до 2052 року, газу - до 2060 року, а вугілля - до 2088 року.

3.1.2. Вплив АЕС на довкілля

Атомні електростанції, які забезпечують приблизно одну шосту виробництва електроенергії, можуть бути екологічно безпечними лише при безперебійній роботі. У протилежному випадку наслідки їх використання можуть відчутно впливати на планету протягом десятиліть. Впливи на навколишнє середовище під час експлуатації та будівництва атомних електростанцій є різноманітними. Вони включають фізичні, хімічні, радіаційні та інші аспекти техногенного впливу на природні об'єкти.

Наприклад, рух води у зовнішній радіаторній системі та скид технологічних вод, які містять різноманітні хімічні компоненти, можуть впливати на популяції, флору та фауну екосистем. Робота атомних електростанцій також змінює мікрокліматичні умови навколишніх територій через джерела тепла, такі як градирні, резервуари та охолоджувачі на самій станції.

Техногенні впливи на навколишнє середовище під час будівництва та експлуатації атомних електростанцій мають різноманітну природу, включаючи фізичні, хімічні, радіаційні та інші фактори.

Експлуатація атомних електростанцій має значний вплив на навколишнє середовище через різноманітні фактори. Це включає локальний механічний вплив на рельєф під час будівництва, стік поверхневих і ґрунтових вод, які можуть містити хімічні та радіоактивні речовини, а також зміну характеру землекористування та обмінних процесів у непосредній близькості від АЕС. Під час експлуатації, важливою проблемою є поширення радіоактивних речовин у навколишньому середовищі, що становить значну загрозу для екосистем і здоров'я людей.

Важливими аспектами впливу атомних електростанцій є також рух води в системах охолодження, скид технологічних вод з хімічними компонентами, які можуть впливати на різноманітні аспекти екології та біорізноманіття. Зокрема, могутні джерела тепла, такі як градирні та водойми, використовувані для охолодження, можуть значно змінювати мікроклімат навколишніх районів.

Найважливішим є те, що радіоактивне забруднення, яке відбувається на всіх етапах виробництва атомної енергії, робить її великою екологічною проблемою. І хоча атомні станції можуть бути "чистішими" у порівнянні з тепловими станціями з екологічної точки зору у нормальних умовах, аварії на таких станціях можуть мати серйозні наслідки для людей та природи. Тому забезпечення безпеки атомних станцій та захист навколишнього середовища є надзвичайно важливим завданням для майбутнього ядерної енергетики.

Важливо враховувати не лише радіаційні аспекти можливого впливу атомних електростанцій на екосистеми, але й теплове і хімічне забруднення навколишнього середовища, механічний вплив на жителів водойм-охолоджувачів та зміни гідрологічних характеристик прилеглих до

атомних станцій районів. Це весь комплекс техногенних впливів, які мають велике значення для екологічного стану навколишнього середовища.

Викиди радіоактивності і токсичних речовин з систем атомних електростанцій можуть мати серйозні наслідки для людей та навколишнього середовища. Ці викиди можуть бути як постійними, що контролюються експлуатаційним персоналом, так і аварійними, залповими. Вони включають як газоподібні, що розповсюджуються в атмосфері, так і аерозольні, які можуть потрапити в водойми.

Рух радіоактивних і токсичних речовин у навколишньому середовищі відбувається через різноманітні шляхи, включаючи повітряні, поверхневі та підземні потоки. Ці речовини можуть потрапляти в рослини, тварин та людей, що створює загрозу для здоров'я та екосистем.

3.1.3. Вплив ГЕС на довкілля

Гідроенергетика важлива галузь електроенергетики та управління водними ресурсами, зосереджуючи понад 20% промислових активів. Гідроелектростанції виконують різні функції у загальній системі енергопостачання, але залишаються певні недоліки.

Одним з основних недоліків є нерівномірність природного потоку річок, яку можна подолати, створивши водосховища для регулювання потоку. Однак це призводить до змін в гідрологічних та температурних умовах річок, затоплення великих площ, зсувних процесів, змін сільськогосподарських угідь та природних екосистем.

Будівництво гребель та водосховищ призводить до ряду проблем, включаючи порушення міграції риби, перешкоджання транспорту, зміну берегів, зменшення паводків, переміщення населення, вирубку лісів та зміну мікроклімату в прибережних зонах. Погіршення якості води також може

відбуватися через зниження проточності, нестачу кисню та збільшення вмісту азоту і фосфору, що може призвести до появи водоростей та іншого забруднення.

Гідроелектростанції призводять до затоплення значних площ родючого ґрунту, що призводить до значного зменшення сільськогосподарських угідь та негативно впливає на екологію навколишніх територій. Хоча на початку ці проблеми можуть здатися не такими вагомими, з часом вони можуть призвести до серії неприємностей, що важко вирішуються.

Контроль за водостоком та регулювання рівнів води супроводжуються зневодненням річок нижче гребель, зниженням рівня ґрунтових вод та опустелюванням заплавлених територій. У прилеглих до деривації зонах також може відбуватися затоплення та заболочення територій.

Крім того, виникає ризик порушення стійкості схилів, проявляючись у формі зсувів та прибережної ерозії. Іноді ці явища можуть призвести до катастроф, подібних до трагедії в Італії у 1963 році, коли скеляста маса об'ємом 230 млн. м³ впала у водосховище Вайонт, призводячи до загибелі 3000 осіб та значних матеріальних збитків.

Будівництво та експлуатація великих гідроелектростанцій мають наступні наслідки:

- Примусове переселення мешканців з зон затоплення.
- Вимирання цінних видів риб, які мають потребу в проходженні через греблі для нересту.
- Втрата лісів та плодородних заплавлених земель.
- Підвищення ризику землетрусів у передгір'ях і гірських районах.
- Деградація ландшафтів та їх знищення.
- Підвищення ризику катастрофічних повеней у нижніх районах, розташованих за течією річки.
- Втрата джерел доходу для частини місцевого населення.

3.1.4 Вплив на навколишнє середовище сонячних батарей

Сонце є надзвичайно потужним джерелом енергії, і для його експлуатації в електроенергетиці існують два основних напрямки.

По-перше, це побудова сонячних котлів, де вода кипить та випаровується за допомогою сонячної енергії, спрямованої дзеркалами, а отримана пара обертає турбіни. Однак такі сонячні котли потребують значних територій: наприклад, одна електростанція потужністю 75 мегават складається з 843 котлів, кожен з яких має діаметр 100 метрів.

Другий спосіб - використання сонячних панелей з елементами, які прямо перетворюють сонячну енергію на електроенергію. Хоча такі панелі не забруднюють навколишнє середовище, вони можуть створювати екологічні проблеми, коли стають відходами. Сонячні батареї можуть бути налаштовані під конкретні потреби, що робить їх відмінними для застосування на фермах. Найбільш висока ефективність їх роботи спостерігається у пустелях.

Основа сонячних батарей складають фотоелементи - напівпровідники, які перетворюють сонячне випромінювання в електрику. Більшість панелей використовують дешевий кремній, що становить близько 80% ринку. Деякі модулі використовують плівки на основі органіки, рідкісноземельних елементів та їх сполук, таких як кадмій, галій, германій та миш'як, які є токсичними для здоров'я та навколишнього середовища. Шкода від сонячних батарей залежить від використаних токсичних елементів та технологічних процесів їх виробництва та утилізації, тому важливо уникати викидів цих хімічних елементів у повітря та ґрунт.

Виробництво електроенергії з сонячних панелей сприяє зменшенню забруднення повітря порівняно з тепловими електростанціями та скорочує викиди парникових газів. Експлуатація сонячних електростанцій не має впливу

на хімічний склад атмосферного повітря, хоча коронні розряди можуть спричинити утворення невеликої кількості озону біля проводів у вологу погоду.

Під час виробництва та передачі електроенергії з сонячних панелей не використовуються водні ресурси, що зберігає гідрологічний та гідробіологічний режими поверхневих та підземних вод.

Сонячні електростанції мають мінімальний вплив на навколишнє середовище за наступними причинами:

- Виготовлення сонячних панелей не вимагає використання екологічно небезпечних речовин.
- Робота сонячних панелей не призводить до викидів у атмосферу, оскільки енергія генерується без викидів у результаті фізичних процесів.
- Монтаж електростанцій не завдає шкоди ґрунту та його поверхні.
- Технічне обслуговування сонячних панелей включає в себе неважкі та безпечні процедури, такі як відновлення та очищення панелей водою.
- Довгий термін служби акумуляторів та можливість їх ремонту позитивно впливають на навколишнє середовище.

3.2 Розрахунок викидів шкідливих речовин

У сучасний період система охолодження в мастильній системі стала одним із джерел забруднення охолоджувальної води. Для уникнення скиду води після мастильних охолоджувачів в скидні водоводи, необхідно запобігти потраплянню олії у воду у випадку порушення щільності охолоджувача і уникнути аварійних викидів олії під час експлуатації охолоджувача. Це досягається за допомогою підтримки тиску охолоджувальної води на рівні вище, ніж тиск олії у мастильній системі. В системі гідрозоловидалення використовується система води, яка циркулює для виведення золошлакової пульпи. Для зменшення викидів в

атмосферу застосовується високоефективна система золоуловлювання з електрофільтрами, які мають ступінь уловлювання 99%.

Вибір висоти та кількості димових труб здійснюється таким чином, щоб забруднення приземного шару повітря викидами з труб не перевищувало ГПК шкідливих домішок.

Викиди золи, г/с:

$$M_{\text{зол}} = B * \left(A^p + q_4 * \frac{Q_n^p}{32700} \right) * \alpha_{\text{ун}} * (1 - n_{\text{зу}}), \quad (3.1)$$

де B - сумарна витрата палива, кг/с;

Q_n^p - нижча теплотворна здатність палива, кДж/кг;

q_4 - втрати від механічного недопалу, %;

$\alpha_{\text{ун}}$ - кількість золи у виносі, %;

A^p - зольність на робочу масу, %;

$n_{\text{зу}}$ - ККД золоуловлювача.

$$M_{\text{зол}} = 85,15 * 5 \left(0,132 + 5 * 10^{-3} * \frac{22835,5}{32700} \right) * 0,95 * (1 - 0,98) * 10^{-3} =$$

1108,9

Викиди сірки, г/с:

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 * B * S^p * 10^3, \quad (3.2)$$

де S^p - вміст сірки на робочу масу, %;

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 * 86,15 * 5 * 0,3 * 10^3 = 2584,5$$

Викиди оксидів азоту, г/с:

$$M_{NO_2} = 0,34 \cdot 10^{-4} \cdot K \cdot B \cdot S_p \cdot Q_n^p \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot \beta, \quad (3.3)$$

де $K=4,771$ - коефіцієнт, що характеризує вихід оксидів азоту;

$\beta = 0,8$ - коефіцієнт, що враховує вплив на вихід азоту якості палива, що спалюється.

$$M_{NO_2} = 0,34 \cdot 10^{-4} \cdot 4,771 \cdot 86,15 \cdot 5 \cdot \left(1 - \frac{0,5}{100}\right) \cdot 0,8 = 1111,34$$

Наведена маса шкідливих речовин, г/с:

$$M = M_{SO_2} + \frac{\Gamma_{ПК_{CC}^{SO_2}}}{\Gamma_{ПК_{30Л}^{30Л}}} \cdot M_{30Л} + \frac{\Gamma_{ПК_{SO_2}}}{\Gamma_{ПК_{NO_2}}} \cdot M_{NO_2}, \quad (3.4)$$

$$M = 2584,5 + \frac{0,5}{0,5} \cdot 1108,9 + \frac{0,5}{0,85} \cdot 1111,34 = 10230,7$$

3.3 Вибір кількості димових труб

За кількістю та паропроductивністю парогенераторів вибираємо для установки три димові труби висотою 250 м з діаметром уся 9,7 м[5].

Мінімально допустима висота труби, м:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot m}{C_{пд}}} \cdot \sqrt[3]{\frac{n}{V \cdot \Delta t}}, \quad (3.5)$$

де $A = 200$ - коефіцієнт, що враховує умови вертикального та горизонтального розсіювання домішки у повітрі;

$F = 1$ - коефіцієнт, що враховує характер забруднень, що викидаються [5];

$m = 0,7$ - коефіцієнт, що враховує вплив швидкостей виходу газів із труби

[5];

$n = 3$ - кількість труб;

$V = 5 * 8 * 86,15 = 3456 \text{ м}^3/\text{с}$ - сумарний обсяг димових газів, що викидаються з труб;

$\Delta t = 120^\circ\text{C}$ - різниця температур, що виходять із труби димових газів та навколишнього повітря.

Мінімально допустима висота димової труби:

$$H = \sqrt{\frac{200 * 10230,7 * 1 * 0,8}{0,5}} * \sqrt[3]{\frac{3}{3446 * 130}} = 248,4 \text{ м}$$

Ефективна висота викиду димових газів, м:

$$H_{\text{еф}} = H + \Delta H = H + 1,9 * \frac{d_0 * \omega_0}{V * \varphi} \quad (3.6)$$

де $d_0 = 9,6 \text{ м}$ - діаметр гирла труби [5];

$\omega_0 = 35 \text{ м/с}$ - швидкість газів у гирлі труби [5];

$v = 5 \text{ м/с}$ - швидкість вітру висоті 10 м вище над рівнем ґрунту [5];

$\varphi = 1,7$ - коефіцієнт, що враховує зростання швидкості вітру з висоти труби [5];

$$H_{\text{еф}} = 248,4 + 1,9 * \frac{9,6 * 35}{5 * 1,7} = 323,5 \text{ м}$$

3.4 Загальна характеристика проектованого об'єкта з точки зору безпеки та

нешкідливих умов праці

Забезпечення безпеки людей є ключовим аспектом успішного розвитку країни, яка спрямована на соціальну підтримку та економічний процвіт. Під безпекою розуміється здатність системи, що включає людину, технології та навколишнє середовище, зберігати стабільний стан у визначених умовах, мінімізуючи ризик виникнення непередбачених подій. Проблема безпеки набуває особливого значення в сучасному світі, де техногенні та природні катастрофи можуть мати непередбачувані наслідки для людей та навколишнього середовища, і можуть поставити під загрозу навіть існування людського виду.

Проблема забезпечення безпеки життєдіяльності стає все більш актуальною внаслідок розриву між новими технологіями та традиційними методами їх використання, між передовими науковими розробками та низьким рівнем свідомості населення. Збитки від аварій та травм відбуваються на рівні 10-15% від загального валового продукту в промислово розвинених країнах, а забруднення навколишнього середовища та несправність систем безпеки призводять до передчасної смерті від 20 до 30% чоловіків і від 10 до 20% жінок.

Незважаючи на широкий спектр заходів, вжитих в Україні в останні роки, і навіть на значний спад промислового виробництва у країні (більше ніж на 50%), відповідне зниження аварійності і травматизму у промисловості не відбулося. Рівень травматизму в промисловості та на транспорті залишається надзвичайно високим і навіть стає все більш масовим.

Майданчик ТЕС передбачається відповідно до загального планування району. По ДБН В.1.1-7:2016 «Пожежна безпека об'єктів будівництва». Санітарно-захисна зона приймається з розрахунку розсіювання шкідливих викидів. Розглядаються різні чинники, такі як наявність вільної площі для будівництва, яка б дозволяла розширювати електростанцію у майбутньому; оптимальне розміщення складів палива, забезпечення провітрювання; зручне

розташування електропередачі, кабельних і трубних трас; а також урахування географічного положення станції відносно житлових районів відповідно до напрямів вітрів. Навколо будівель передбачається: широка автомобільна дорога з двома смугами руху; проспекти для проїзду пожежних машин навколо складів вугілля та розподільних пристроїв; мінімально 6 метрів від краю відкритих каналів, трубопроводів та інших лінійних споруд. Відстань від дороги до стін будівель становить понад 25 метрів, а вздовж головного корпусу ця відстань може збільшуватися до 60 метрів. Тупикові дороги для розвороту пожежних машин розташовані на відстані 5-15 метрів від стін будівель, з встановленням пожежних гідрантів. Відстань між такими тупиковими дорогами не перевищує 100 метрів.

3.5 Об'ємно - планувальне рішення будівлі цеху, що проектується

Відповідно до ДБН В.1.2-7:2021 "Основні вимоги до будівель і споруд. Пожежна безпека", турбінний цех має бути забезпечений залізобетонними блоками для перекриття та збірними панелями завширшки 300 мм для стін. Для полегшення евакуації передбачаються два виходи, розташовані на протилежних кінцях приміщення, оскільки найвіддаленіше робоче місце знаходиться на відстані понад 30 метрів. У турбінному цеху буде встановлено турбіни з генераторами та іншим необхідним обладнанням.

Таблиця 3.4 – Загальна характеристика роботи турбінного цеху

| Найменування об'єкта | Клас пожежонебезпеки за ПТЕ | Клас вибухонебезпеки за ПТЕ | Клас небезпеки ураження електричним за ПТЕ |
|----------------------|-----------------------------|-----------------------------|--|
| Турбінний цех | — | Виб | з підвищеною небезпекою |

3.6 Аналіз та усунення потенційних небезпек та шкідливостей технологічного процесу

Згідно з ДСТУ Б В.2.5-82:2016 «Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом», турбінний цех на ТЕС визначається як клас з підвищеною небезпекою ураження людини електричним струмом. Це обумовлено наступними рівнями небезпеки:

1. Висока температура повітря (вище 35°C).
2. Можливість одночасного дотику людини до металоконструкцій, які мають з'єднання з землею та металевим корпусом електрообладнання.

Для живлення ручного електрифікованого інструменту та переносних світильників застосовується величина малої напруги до 12 В. Робоча напруга обладнання становить 6 кВ і 0,4 кВ, а освітлення - 220 В.

Допустима напруга на корпусі "пробитого" електроустаткування при змінному струмі з частотою 50 Гц понад 1 секунду складає 20 В.

Для напруги від 42 до 380 В застосовується захисне заземлення з ізольованою нейтраллю.

3.7 Запобігання аварійним ситуаціям

Запобігання аваріям та вибухам на технологічному обладнанні - це завдання, яке ми вирішуємо шляхом:

- Дотримання загальних вимог безпеки на робочих місцях;
- Використання технологічного обладнання з вбудованими засобами захисту, огороження сходових майданчиків, блокування та сигналізації;
- Встановлення запобіжних пристроїв та систем дистанційного керування;
- Вибір обладнання, електродвигунів, сигналізацій та інших пристроїв таким чином, щоб вони уникнули можливості вибуху або пожежі. Забезпечення безпечної роботи систем, які працюють під тиском, вимагає впровадження комплексу організаційних та технічних заходів. Це включає в себе використання надійних конструкцій судин, а також виконання експлуатаційних правил, затверджених відповідними органами. Персонал, який працює з обслуговування судин, повинен мати відповідну кваліфікацію та проходити регулярну атестацію.

У турбінному цеху експлуатуються судини, які працюють під тиском. Робочим середовищем для всіх є пара і гаряча вода. Всі судини обладнані необхідними приладами для контролю за технологічними параметрами та запобіжними пристроями. Експлуатація судин, що працюють під тиском, може починатися лише після проведення огляду, який здійснюється технічним наглядом. Усі судна, незалежно від їхнього розміру, конструкції, робочого тиску і температури, обов'язково проходять технічний огляд після монтажу перед пуском у роботу, а також періодично під час експлуатації. Технічний огляд судин, які не мають реєстрації, здійснюється особою, відповідальною за стан і безпеку експлуатації цих судин. Первинне та позачергове технічне огляд судин, що реєструються в органах технагляду, проводиться інспектором технагляду.

Зовнішній і внутрішній огляд мають на меті переконатися, що при першому огляді судно встановлене та обладнане відповідно до правил та документів, наданих під час реєстрації. Також перевіряється відсутність пошкоджень на посудині та її елементах.

Гідравлічні випробування мають на меті: перевірку міцності елементів судини та щільності з'єднань. Судини піддаються до гідравлічного випробування з встановлюваною ними арматурою.

Гідравлічне випробування судин проводиться пробним тиском:

$$P_{\text{пр}} = 1,25 * P_{\text{раб}} \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t}, \quad (3.7)$$

Судина вважається придатною після гідравлічного випробування, якщо не було виявлено:

- витоків, тріщин, струмінь, або вологи на зварних з'єднаннях та основному металі;
- витоків на роз'ємних з'єднаннях;
- видимих деформацій або падіння тиску за показанням манометра.

Таблиця 3.6 - Періодичність технічного огляду судин, зареєстрованих у технагляді

| Найменування | Відповідальний за наглядом | Спеціаліст організації, який має ліцензії | |
|--|------------------------------|---|--------------------------|
| | Зовнішній, внутрішній огляди | Зовнішній, внутрішній огляди | Гідравлічні випробування |
| Судини з середовищем, що викликає руйнування | 2 роки | 4 роки | 8 років |

| | | | |
|--|--|--|---|
| (корозія) зі швидкістю 0,1 мм/рік | | | |
| Не більше 0,1 МхМ/рік | 12 місяців | 4 роки | 8 років |
| Регенеративні підігрівачі ПВД та ПНД | Після кожного капітального ремонту | Після проведення двох капітальних ремонтів, але не менше одного разу протягом кожних дванадцяти років. | Після проведення двох капітальних ремонтів, але не менше одного разу протягом кожних дванадцяти років. |

Огляд судин, що перебувають в експлуатації, проводиться у таких випадках:

- якщо судина не експлуатувалася протягом 12 місяців;
- якщо посудина була вилучена і перевстановлена на новому місці;
- Якщо було здійснено ремонт посудини, включаючи процеси паяння та зварювання;
 - за вимогою інспектора;
 - після аварії судини чи її елементів.

Безпека експлуатації трубопроводів пари та гарячої води у турбінному цеху є пріоритетною. Для забезпечення безпечної роботи персоналу передбачено регулярний ремонт і обслуговування відповідно до вимог НПАОП 0.00-1.81-18 "Правила охорони праці під час експлуатації обладнання, що працює під тиском". Кожен трубопровід спроектований з урахуванням конкретних параметрів тиску і має вбудовану систему запобіжних клапанів для автоматичного зниження тиску в різних сценаріях, таких як дренаж, атмосфера,

конденсатор та інші. Також встановлено контрольно-вимірвальні точки та обладнання автоматизації зі світловою та звуковою сигналізацією для негайного реагування на будь-які відхилення в роботі системи.

Трубопроводи перед пуском у роботу та в процесі експлуатації повинні піддаватися наступним видам технічного огляду: зовнішньому огляду та гідравлічному випробуванню.

Технічний огляд трубопроводів здійснюється особою, яка відповідає за їх справний стан та безпечну експлуатацію, у визначені терміни:

- Зовнішній огляд всіх категорій трубопроводів (під час експлуатації) проводиться не рідше одного разу на рік.
- Зовнішній огляд та гідравлічне випробування трубопроводів, які не підлягають реєстрації в органах технагляду, здійснюються після завершення монтажу, ремонту, який включає зварювання, і також при запуску трубопроводів після тривалого зберігання, їх вводять в експлуатацію у стані консервації понад два роки.
- Трубопроводи, зареєстровані в органах Держгіртехнагляду, підлягають інспекторському огляду та гідравлічному випробуванню перед пуском новозмонтованого трубопроводу, а також огляду спеціалістом організації, яка має відповідний дозвіл (ліцензію) органів.

Технічний огляд трубопроводів пари та гарячої води повинен проводитися зовнішнім оглядом не рідше одного разу за три роки. Після ремонту, який включає зварювання, а також при пуску трубопроводу після тривалого зберігання, не менше ніж два роки, необхідно проводити як зовнішній огляд, так і гідравлічне випробування.

Перед тим як накладати ізоляцію, трубопроводи, які були змонтовані знову, проходять зовнішній огляд і гідравлічне випробування. Під час технічного огляду трубопроводу обов'язково присутня особа, відповідальна за його безпечну експлуатацію та стан.

Результати технічного огляду та висновок про можливість експлуатації трубопроводу, у тому числі дозволений тиск і строки наступного огляду, повинні бути зафіксовані в паспорті трубопроводу особою, яка проводила огляд. У випадку виявлення аварійного стану або серйозних дефектів, які ставлять під сумнів його міцність, експлуатацію трубопроводу необхідно припинити, а в паспорті зробити відповідний обґрунтований запис.

Забезпечення вибухопожежної безпеки у виробничому приміщенні турбінного цеху є повноцінним і комплексним. Всі необхідні заходи, включаючи системи пожежогасіння, протипожежну сигналізацію та технічні рішення для запобігання пожежі, здійснені. Встановлені водяні гармати забезпечують ефективне гасіння пожежі в будь-якій частині цеху, включаючи ферми перекриття. Робочі місця обладнані необхідними засобами пожежогасіння, а кабельні тунелі оснащені дренчерними завісами для ефективного гасіння. Система протипожежного водопостачання працює автономно і має автоматичне введення резервного джерела води. Всі вогневі роботи можуть проводитися тільки за дозволом інспектора, який знаходиться на території ДРЕС і має наряд-допуск. Крім того, проводяться регулярні тренування оперативного персоналу з пожежної та аварійної безпеки, інструкції з експлуатації обладнання містять вказівки щодо дій у надзвичайних ситуаціях, а також заходи для запобігання виникненню та швидкого ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.

3.8 Розрахунок занулення електроустановки

Система занулення застосовується в електричних мережах з напругою до 1100 В трифазних чотирьохпровідних з глухозаземленою нейтраллю, а також в однофазних двохпровідних мережах з глухозаземленою нейтраллю. Вона обов'язкова у приміщеннях з підвищеною та особливою небезпекою, а також у

безпечних приміщеннях при напрузі вище 43 В змінного та вище 112 В постійного струму.

Занулення передбачає підключення металевих нетоковедучих частин електроприймачів, включаючи корпуси електроприладів, до нульового проводу. У разі замикання фази на занулений корпус, струм короткого замикання пройде через нульовий провід, обмотку трансформатора, фазний провід і автоматично вимкне електрообладнання за допомогою автоматичного вимикача. Після замикання струм I_n занулення стікає в землю через опір нульового проводу.

Головна мета занулення полягає у зменшенні напруги на корпусі пристрою під час аварійних ситуацій і забезпеченні швидкого відключення установки від мережі у випадку замикання фази на корпус. У проектуванні занулення основний акцент робиться на його здатності до швидкого відключення.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. У роботі було проведено розрахунки, які дозволяють зробити технічне та економічне обґрунтування проекту теплоелектростанції потужністю 2400 МВт на газовому паливі.

2. Був виконаний розрахунок принципової теплової схеми, внаслідок якого були визначено параметри пари відбору парової турбіни, а також його витрати на підігрів мережної води.

3. Був виконаний розрахунок техніко-економічних показників роботи станції, внаслідок якого було визначено питому витрату умовного палива на вироблення тепла та питома витрата умовного палива на вироблення електроенергії.

4. Економічна частина містить розрахунок собівартості одиниць енергії проєктованої ТЕС. Виходячи з економічних розрахунків за народногосподарським методом та методом господарського розрахунку зроблено обґрунтування технічним рішенням проєкту. Вироблено розрахунок терміну окупності запропонованого проєкту, який складає 10 років.

5. Було розглянуто питання про природоохоронні заходи на станції, що проєктується. Було розраховано викиди в атмосферу.

Оскільки процес виробництва електричної та теплової енергії на проєктованої ТЕС відноситься до виробництва підвищеної небезпеки, у роботі розглянуто характеристика проєктованого об'єкта з точки зору безпеки.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Паливно-енергетичний комплекс України у цифрах і фактах: монографія / за заг. ред. М. П. Ковалка. Київ: УЕЗ, 2012. 152 с.
2. Григор'єва В. А, Зоріна В. М. Теплові та атомні електричні станції: навч.-метод. посіб. Запоріжжя : ЗНУ, 2016. 131 с.
3. Гіршфельд В. Я., Морозов Г. Н.. Теплові електричні станції. - Київ : «Вища школа», 1986. – 216 с.
4. М.В.Топольницький.Атомні електричні станції.-Львів:Бескід Біт, 2005.-523с.
5. Теплові електричні станції: Навчально-методичний посібник для студентів ЗДІА спеціальності 6.050601 «Теплоенергетика» денної та заочної форм навчання / О.Є.Машанова. - Запоріжжя, ЗДІА. 2011.-166 с.
6. Системи енергетичні. Терміни та визначення. ДСТУ 3440-96. Київ: Держстандарт України, 1997.
7. Алфьоров М. А. Урбанізаційні процеси в Україні. Монографія Донецького відділення НТШ ім. Шевченка, ТОВ «Східний видавничий дім».2012. 5011- 552 с.
8. Звіт з оцінки впливу на довкілля. - ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго». – Київ: Мін. Охорони навкол. природн. середовища, 2018. №2. С. 57-114.
9. Бойчук Ю. Д., Солошенко Е. М., Бугай О.В. Екологія і охорона навколишнього середовища: Навчальний посібник. – 2-ге вид. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2003. – 284 с.
10. Вірченко О.А. Золотуловлювання. Наука та інновації. Т. 12, № 6. С. 6–14. 2016.
11. Майстренко А. Ю., Чернявський Н. В. Питання підвищення ефективності використання твердого палива на ТЕС: Енергетика та електрифікація. Львів - 2004. С. 17-27.

12. Соколовська І. С. Оцінювання ефективності розроблення та впровадження стандартів у сфері енергетики. Бізнесінформ, 2012. №5. С.15-18
13. Гусакова В. О. Енергетика: Національний екологічний центр України. 2018. №2 С. 23-35
14. Борисов М.А. Реабілітація ТЕС. Забезпечення сталої роботи об'єднаної енергосистеми України. Енергетика и электрификация. 2004. – № 3. С. 21–27.
15. Рижкін В. Я. Теплові електричні станції: підручник для вузів під ред.В.Я. Гіршвельда. 3 вид., перероб. і доп. - К .: Вища школа, 1999. 448 с.
16. Джигирей В. С. Екологія та охорона навколишнього природного середовища: Навч. посіб. - 2-ге вид., стер. - К.: Т-во "Знання", ISBN 966-620-108-9. КОО, 2002. 203 с.
17. Євтухова Г. П. Методичні вказівки з дисципліни «Інженерна аероекологія міст» Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015. 34 с.
18. Гончаров Д. М. Екологія та розвиток нових технологій. Теплоенергетика. Дніпропетровськ: УОВ. 2017 С. 35-38
19. Кривільова С. П., Лопухіна О.О. Основи екології: навчально-методичний посібник. Харків: НТУ “ХПІ”. 2006. 112 с.
20. Пелихова А.В. Інженерне обладнання підприємств : курс лекцій. Київ: КНУ, 2017. 145 с.
21. Ратушняк Г. С., Лялюк О. Г. Технічні засоби очищення газових викидів. Навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2005. 158 с.
22. Ткачук К. Н. Основи охорони праці. – К: Основа, 2003. – 472 с.
23. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. - Київ. 2000.
24. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. – Київ, 2000.
25. В.І. Будько, П.Ф. Васько, С.Т. Пазич. Гідроенергетика: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141

«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: /КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 13,6 Мбайт). – Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2023. – 205 с

26. Маляренко В. А., Доценко С. І., Темнохуд І. О. Конспект лекцій з дисципліни «Технологія виробництва електроенергії» (для студентів 1, 2 курсів денної, 2 курсу заочної форм навчання за напрямом підготовки 6.050701 "Електротехніка та електротехнології" та слухачів другої вищої освіти зі спеціальності „Електротехнічні системи електроспоживання”) / В. А. Маляренко, С. І. Доценко, І. О. Темнохуд. Харків: ХНУМГ, 2014. С. 41-50.

27. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.

28. Бобров Є. А. Сучасна енергетична політика України та її вплив на енергетичну безпеку держави : матер. міжнар. наук.-практ. конф.(м. Одеса, 7–9 верес. 2012 р.). Львів, 2012. С. 78.

29. Волошин О. Л. Розвиток альтернативної енергетики в Україні: сучасний стан та результативність механізмів державного регулювання.Актуальні проблеми державного управління. 2015. №47. С. 176–181.

30. Голуб Р. Т. Біоенергетика: сучасний стан, перспективи, зарубіжний досвід. Землеустрій, кадастр і моніторинг земель. 2018. №3. С. 74–79.

31. Плачкова С. Г., Плачков І. В., Дунаєвська Н. І., Подгуренко В. С., Шиляєв Б. А., Ландау Ю. О., Сігал І. Я., Данилко Г. Д. Енергетика: історія,сучасність і майбутнє. Від вогню та води до електрики. Київ, Фенікс, 2013.264 с.

32. Мазур А. П. Проблеми розвитку атомної енергетики України. Економіко-правовий розвиток сучасної України : матер. ІІІ Всеукр. наук.конф. студ., аспір. та молодих вчених (м. Одеса, 22–23 листоп. 2013 р.).Одеса, 2013. С. 125–127.

33. Корінний С. О., Коблюк К. М. Проблеми та перспективи України в нафтогазовому секторі. Науковий вісник Ужгородського національного університету. 2018. №20. С. 37–41.

34. Долінський А. А., Халатов А. А. Геотермальна енергетика: виробництво електричної і теплової енергії. Вісник національної академії наук України. 2016. №11. С. 76–86.

35. Красницький В.П., Філімонов М.Л., Фрост В.А. Математичні описання турбулентного горіння. – В кн.: Питання теорії горіння. М., 1970, с. 7-17.

36. Вилюнов В.Н., Дік І.Г. Про вплив турбулентності на теплообмін, структуру і хімічне реагування в полум'ї. – ФГВ, 1977. ІЗ, №3, с.359-366.

37. Зімонт В.Л. До розрахунку турбулентного горіння частково перемішаних газів.- В кн.: Горіння гетерогенних та газових систем. Чорноголовка, ОІХФ АН ССРСР, 1997, с.76-80.

38. 20. Кацнельсон Б.Д., Шатиль А.А., Тарасов А.І., Здановський В.Г. Дослідження роботи топки котла ТП-100 з потужними пиломазутними пальниками.- Теплоенергетика, 1978, №II, с.31-36.

39. Шрадер І.Л. Шилов В.В. Вогневе моделювання топкової установи парового котла П-67. Теплоенергетика, 1981, №1, с.41-44.

40. Еринов А.Е., Сорока Б.С. Раціональні методи спалювання газового палива в нагрівних печах. Київ, “Техніка”, 1970р.

41. Yongjia Wang, Ying Chen, Kai Wang, Xuefei Li Performance evaluation and thermal analysis of heat pipe flue gas waste heat utilization system. 2021 7th International Conference on Advances in Energy Resources and Environment Engineering (ICAEESEE 2021), November 19–21, 2021, Guangzhou, China

42. Tao He. Boiler system fluc gas waste heat utilization technology. Mechanical management and development. Mcch Manag Dev 2012;128(4):47-8, 2012.

43. Shengwei Huang. Energy saving analysis and comprehensive optimization of

the boiler flue gas heat recovery in large scale coal-fired unit (Master's thesis), Beijing: North China Electric Power University, 2013, 2013.

44. Ping Su. Study on (3) boiler comprehensive performance technology transformation of Kaifeng fuel-power plant. *Boiler Technol* 2002,33(9):22-5, 2002.

45. 1 Xinyuan Huang. The optimum design of low pressure economizer system of boiler (I) in longkou power plant. *Boiler Techno* 1998:3:22-5, 1998.

46. Xinyuan Huang, Fengzhong Sun, Yuctao Shi. Energy saving effect of additionally installed low-pressure economizer in thermodynamic system of thermal power plant. *Therm Power Gener* 2008:37(3):56 8, 2008

47. Xu Li. Dongmei Huang. Characteristics and energy saving effect of heat pipe low pressure economizer. *Energy Conserv* 2003,2:34 5, 2003.

48. Hongguang Jin, Guogiang Zhang. Lin Gao. The development and prospect of total energy system. *J Mech Eng* 2009:45(3):39 48, 2009.

49. Honghua Li. Improve the consciousness of energy grade, promote the utilization with high-efficiency. *Energy Conserv* 2007:14-5, 2007.

50. Zhihua Ge, Xuwei Hu, Zhiping Yang. The application of energy step utilize in co-generation. *J North China Electr Power Univ* 2010:37(1):66-8 8, 2010

51. Shifei Zhao, Xiaoze Du, Zhihua Ge, Yongping Yang Cascade Utilization of Flue Gas Waste Heat in Combined Heat and Power System with high Back-pressure (CHP-HBP). *Energy Reports*. Volume 8, Supplement 6, September 2022, Pages 210-217.

52. Kang S, Li H, Lei J, et al. A new utilization approach of the waste heat with mid-low temperature in the combined heating and power system integrating heat pump. *Appl energ*. 2015;160:185-93.

53. Nuytten T, Claessens B, Paredis K, et al. Flexibility of a combined heat and power system with thermal energy storage for district heating. *Appl energ*. 2013;104:583-91.

54. Lund H, Werner S, Wiltshire R, et al. 4th Generation District Heating

(4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems[J].
Energy. 2014;68:1-11.

55. Somchart Chantasiriwan Improvement of conventional design of lignite-fired thermal power plant by integrating steam-air preheater and flue gas dryer. Energy Conversion and Management: X. Volume 15, August 2022, 100272.

56. EI-Waki MM. Powerplant technology, Sth Edition. New York: McGraw-Hill, 1984.

57. Alpan PU, Fuls WE. Generic approach for estimating final feed water temperature and extraction pressures in palverised coal power plants. Appl Therm Eng 2018;141:257-68.

58. Anderson B, Harvey S, Berntson T. Energy efficient upgrading of biofuel integrated with a pulp mill, Energy 2006,91(10-11):1584-94.

59. Sosa-Armao JF, Nebra SA. Bagasse dryer role in the energy recovery, of water tube boilers, Drying Technol 2009,27(4).587-94.

60. Song H, Starfolt B, Daianova L, Yan J, Influence of drying process on the biomass-based polygeneration system of biosthanol, power, and heat. Appl Energy 2012; 90(1):32-7.

61. Lukowica H, Kochaniewica A. Analysis of the use of waste heat obtained from coal fired units in Organic Rankine Cycles and for brown coal drying. Energy 2012; 45(1).203-12.

62. Liu M, Yan J, Chong D, Lit J, Wang J. Thermodynamic analysis of pre-drying methods for pre-dried lignite-fired power plant. Energy 2013;49:107-18.

103

63. Xu L, Zhang J. Research on Building Energy Consumption and Sustainability Development in China 77. Heating Energy Consumption and Related Policies in North China [J]. 2012, 15:31-34.

64. Sheng-Rong XU. Discussion on recovery of waste heat from boiler flue gas [J]. Energy Research & Utilization, 2002.

65. Bai C L. Discussion on the Gas-fired Boiler Energy Saver —Flue Gas Heat Recovery Technology [J]. Applied Energy Technology, 2012.
66. Pan Z, Niu J, Lu C P, et al. Study on Thermal Efficiency of Gas-Fired Vacuum Hot Water Boiler with Installing Flue Gas Condensing Waste-Heat Exchanger [C]// Bioinformatics and Biomedical Engineering (iCBBE), 2010 4th International Conference on. IEEE, 2010:1-4.
67. Wang Z Y, Liu C R, Wang H Q, et al. Gas -fired Boiler Flue Gas Heat Loss and Condensation Heat Recovery[J]. Gas & Heat, 2010, 74(275):303-308.
68. Wang S L, Zhang J F, Wen Z, et al. Forced convective heat transfer of flue gas on anticorrosion plane surface with condensation [C]// Annals of the Assembly for International Heat Transfer Conference. 2006.