

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Е.А. Бойко
подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2021г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

Проект расширения Ириклинской ГРЭС на 1950 МВт

тема

<u>Руководитель</u>	<u>доцент, к.т.н.</u> должность, ученая степень	_____ <u>П.В. Шишмарев</u> подпись, дата инициалы, фамилия
<u>Выпускник</u>		_____ <u>Б.А. Омуралиев</u> подпись, дата инициалы, фамилия
<u>Тех. контроль</u>		_____ <u>Е.А. Бойко</u> подпись, дата инициалы, фамилия
<u>Нормоконтролер</u>		_____ <u>П.В. Шишмарев</u> подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2021

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Е.А. Бойко
подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2021г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Омуралиеву Бактыбеку Алмазбековичу
фамилия, имя, отчество

Группы ФЭ17 – 02Б Направление (специальность) 13.03.01
номер группы код

Теплоэнергетика и теплотехника

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект расширения
Ириклинской ГРЭС на 1950 МВт

Утверждена приказом по университету № 19492/с от 30 декабря 2020 г

Руководитель ВКР П.В. Шишмарев, доцент, к.т.н., кафедра ТЭС
инициалы, фамилия, должность, учёная степень и место работы

Исходные данные для ВКР Проект ГРЭС

Район размещения – Оренбургская обл., Новоорский район, п. Энергетик;
топливо – природный газ из магистрального газопровода «Бухара-Урал»
из Газлинского месторождения

электрическая мощность – 1950 МВт, тепловая нагрузка – 120 Гкал/ч;

Перечень разделов ВКР Технико-Экономическое обоснование. Расчетная
часть. Выбор и расчет вспомогательного оборудования. Система технического
водоснабжения. Охрана окружающей среды.

Перечень графического материала _____

Лист 1. Принципиальная тепловая схема турбины К-660-300

Лист 2. Разрез главного корпуса

Лист 3. Генеральный план

Лист 4. Сетевой подогреватель ПСВ-315-3-23

Лист 5. Схема выдачи мощности

Руководитель ВКР _____ П.В. Шишмарев
подпись инициалы и фамилия

Задание принял к _____
исполнению _____ Б.А. Омуралиев
подпись инициалы и фамилия

« ____ » _____ 2021г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме: «Проект расширения Ириклинской ГРЭС на 1950 МВт», содержит 90 страниц текстового документа, 19 использованных источников, 4 листа графического материала.

Ключевые слова: ТУРБОАГРЕГАТ, ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, ДВУХКРАТНЫЙ ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ ПЕРЕГРЕВ ПАРА, СУПЕРСВЕРХКРИТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ, ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ПРОЦЕСС РАСШИРЕНИЯ, ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, СХЕМА ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА.

Объект выпускной квалификационной работы: энергоблок 660 МВт с турбиной К-660-300.

Цель работы: разработка энергоблока на суперсверхкритические параметры пара с применением двухкратного промежуточного перегрева пара.

Для решения поставленной задачи мною был выполнен технико-экономический анализ трех вариантов. В качестве основного оборудования был выбран блок с турбиной К-660-300, в качестве сопоставимых: блоки с турбинами К-660-247 и К-500-240.

В процессе работы было приведены экономические обоснования строительства станции; выполнены расчеты тепловой схемы, технико-экономических показателей станции; было выбрано основное и вспомогательное оборудование; рассчитаны выбросы загрязняющих веществ и атмосферу; разработаны генеральный план, компоновка главного корпуса, схема выдачи мощности и схема собственных нужд.

В заключении представлены выводы о проделанной работе.

Также результаты работы представлены с помощью пояснительного текста, рисунков, таблиц и чертежей.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Технико-экономическое обоснование строительства станции	6
1.1 Актуальность работы.....	6
1.2 Краткая характеристика «Ириклинской ГРЭС»	7
1.3 Мировой опыт.....	11
1.4 Постановка задач.....	19
2 Расчетная часть.....	19
2.1 Описание состава основного оборудования.....	19
2.1.1 Паровой котел.....	19
2.1.2 Паровая турбина.....	21
2.2 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчёту	22
2.3 Расчет установки по подогреву сетевой воды	26
2.4 Построение процесса расширения пара на i-s диаграмме	27
2.5 Определение параметров по элементам схемы.....	31
2.6 Определение предварительного расхода пар на турбину	32
2.7 Расчет регенеративной схемы ПВД	34
2.8 Расчет деаэратора.....	38
2.9 Расчет регенеративной схемы ПНД.....	39
2.10 Расчет технико-экономических показателей работы станции	43
2.11 Выбор вспомогательного оборудования в пределах ПТС	48
2.11.1 Регенеративные подогреватели	48
2.11.2 Деаэратор	49
2.11.3 Сетевые подогреватели	49
2.11.4 Выбор питательных насосов	49
2.11.5 Выбор конденсатных насосов.....	50
2.11.6 Выбор циркуляционных насосов	51
2.11.7 Выбор сетевых насосов	52
2.12 Расчет и выбор тягодутьевых механизмов	52
3 Охрана окружающей среды	56
3.1 Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу	56
3.2 Расчет высоты дымовой трубы.....	57
4 Общая часть	58
4.1 Схема технического водоснабжения.....	58

4.2	Топливо-транспортный цех	60
4.3	Расчет электрической части	61
4.3.1	Расчет мощности трансформаторов	62
4.3.2	Выбор турбогенераторов	62
4.3.3	Выбор трансформаторов	63
4.3.4	Структурная схема станции	64
4.3.5	Схема выдачи мощность	65
4.3.6	Схема собственных нужд энергоблока	67
4.4	Компоновка генерального плана и главного корпуса	68
5	Экономическая часть	69
5.1	Оценка экономической привлекательности	69
5.1.1	Определение ежегодных издержек	70
5.1.2	Расчет затрат на топливо	70
5.1.3	Расчет затрат на оплату труда	71
5.1.4	Расчет затрат на амортизацию	72
5.1.5	Расчет затрат на ремонт	72
5.1.6	Расчет прочих расходов	72
5.2	Расчет себестоимости единицы электроэнергии	73
5.3	Расчет показателей экономической эффективности рекомендуемое варианта строительства КЭС	74
5.4	Расчёт показателей эффективности инвестиций в рекомендуемый вариант строительства КЭС	77
5.5	Анализ чувствительности	78
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	82
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	84

ВВЕДЕНИЕ

Потребность в электроэнергии для современного производства и жизни человека хорошо известно. Основные производителями электрической и тепловой энергии являются тепловыми электростанциями с использованием ископаемого топлива, производя около 75% электроэнергии в мире и 80% электроэнергии в нашей стране. Энергетика играет ведущую роль в развитии всех отраслей народного хозяйства. На современном этапе эта роль неизмеримо возрастает.

Основной потребитель энергии - промышленность. Наблюдая за текущим состоянием производства, можно сделать вывод, что он требует большого энергопотребления. Строятся как новые жилые и промышленные участки, что определяет ввод в эксплуатацию новых и новых генерирующих мощностей, поскольку старое оборудование уже выработало собственный ресурс или пришло в негодность. Увеличение мощности возможно за счет строительства новых и расширения существующих заводов.

С начала 90-х гг. топливно-энергетический комплекс Уральского региона постоянно занимает лидирующее положение в отраслевой структуре промышленного производства. На сложных многокомпонентных месторождениях общие разведанные запасы свободного газа составляют 880 млрд м³. В 2006 г. на его долю приходилось более половины стоимости промышленной продукции. Высокий спрос и постоянный рост цен на энергоносители обеспечить высокую прибыль для предприятий нефтяной, газовой промышленности и электроэнергетики, которые сегодня являются основным источником финансовых поступлений в региональный бюджет.

В сложившейся ситуации для обеспечения энергетической безопасности региона, в рамках своей энергетической стратегии для Оренбургской области до 2030 года, необходимо срочно наращивать собственные генерирующие мощности для выработки электроэнергии.

В данном проекте представлена разработка КЭС установленной электрической мощностью 1950 МВт, состоящая из трех блоков мощностью 650 МВт каждый.

1 Технико-экономическое обоснование строительства станции

1.1 Актуальность работы

В соответствии со Стратегией социально-экономического развития Оренбургской области на период до 2030 года планируется увеличить через 9 лет рост валового регионального продукта в 2,9 раза. Для достижения этой планки область генерирующих мощностей должна увеличиться в 1,9 раза.

По оперативным данным Филиала АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Оренбургской области» (Оренбургское РДУ), потребление электроэнергии в энергосистеме Оренбургской области в апреле 2019 года составило 1232,1 млн кВт ч, что на 3,8% меньше объема потребления в апреле 2018 года. По данным Риарейтинг регионов по уровню недостаточности в 2017 году для Оренбургской области по производству электроэнергии за вычетом внутреннего потребления составляет: - 4178,12млн кВт ч (73,3%).

Настоящая выпускная работа предусматривает ввод новых 1950 МВт на существующей конденсационной станции мощностью 2430 МВт в Оренбургской области с установкой современного оборудования, отвечающего требованиям развития и выработки электроэнергии. Актуальность дипломного проекта очевидна ввиду инвестиционных проектов. С 1 января 2022 года Евразийский экономический союз вводит новый технический регламент, повышающий требования к качеству природного газа, поставляемого на международный рынок. Для этого на Оренбургском газоперерабатывающем заводе проводится комплекс мероприятий по замене теплообменного оборудования. В условиях естественного падения объемов добычи газа, связанного со снижением пластового давления на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении, перед предприятием стоит задача максимальной загрузки производственных мощностей. Завод ведет работу по привлечению на переработку давальческого газообразного и жидкого углеводородного сырья добывающих газовых и нефтяных компаний. Оренбургский ГПЗ потребляет в среднем каждый час около 245 МВт. С учетом модернизационных мероприятий по замене всего теплообменного оборудования на Оренбургском ГПЗ потребление вырастет до 600 МВт.

По данным на 2015 год электростанции ММК имеют установленную мощность 657 МВт. Собственные мощности практически полностью обеспечивают потребности предприятия в тепловой энергии в виде тепла и пара и на 60-70% «закрывают» потребности города Магнитогорска в тепле.

В настоящее время на Магнитогорском металлургическом комбинате осуществляется еще один крупномасштабный проект - создание комплекса холодной прокатки, современного производства высококачественного металлопроката для автомобильной промышленности. Речь идет об организации в России, впервые в истории отечественной металлургии, производства автолиста, соответствующего мировым стандартам. Стоимость проекта – 1,5 миллиарда долларов. Совокупная мощность комплекса составит два миллиона тонн готовой продукции в год, в том числе — 700 000 тонн горячеоцинкованного холодного проката в рулонах. Реализация этого проекта позволит ММК увеличить долю холоднокатаной и горячеоцинкованной продукции в структуре производства, расширить марочный сортамент выпускаемой продукции, а также обеспечить производителей автомобилей высококачественным холоднокатаным и оцинкованным листом, в том числе из высокопрочных марок, удовлетворяющих всем современным требованиям, - HSLA, IF-HSS, ВН, двухфазных, многофазных, трип-сталей.

В июле 2011 года была введена в строй первая очередь комплекса – стан 2000. Запуск второй очереди комплекса намечен на июль 2012 года.

Масштабные проекты – стан 5000 и комплекс холодной прокатки – ориентированы на выпуск импортозамещающей и востребованной на рынке продукции. Строительство новых нефте- и газопроводов и увеличение производства автомобилей, как отечественных, так и собранных в России, служат гарантией стабильного спроса на продукцию ММК.

Магнитогорский металлургический комбинат потребляет в среднем 600 МВт. С учетом замены оборудования отработавших свой ресурс таких как СТАН-2000 на СТАН-2500 и введением новых линий листовой прокатки СТАН-2500 и СТАН-5000. Энергопотребление СТАН-2500 равно 250 МВт, а энергопотребление СТАН-5000 равно 490 МВт. Также на ММК работают 6 доменных печей, 4 линии холодного проката, агломерационная фабрика и цех с 3-мя электросталеплавильными печами, общим энергопотреблением в 450 МВт

Суммарный объем потребления электроэнергии ММК равняется 1440 МВт, вычтем из этого собственную генерацию ММК и в результате мы получаем необходимый объем электроэнергии в 800 МВт.

1.2 Краткая характеристика «Ириклинской ГРЭС»

Филиал «Ириклинская ГРЭС» подчиняется АО «Интер РАО-Электрогенерация» которая в свою очередь является дочерней компанией ПАО «Интер РАО», расположенная по адресу: Оренбургская обл., Новоорский р-н, п. Энергетик, ОАО «Ириклинская ГРЭС»

Установленная электрическая мощность – 2 452,5 МВт (в т.ч. 22,5 МВт - ГЭС), тепловая мощность – 120 Гкал/ч (в т.ч. 1 Гкал/ч – котельная ГЭС).

Станция снабжает электроэнергией не только Оренбуржье, но и Челябинскую область, республику Башкортостан. Вырабатываемая станцией электроэнергия экспортируется в Казахстан.

От ГРЭС отходят высоковольтные линии напряжением 500/220/110 кВ. К ВЛ 500 кВ подключены подстанции, питающие крупные промышленные предприятия — Оренбургский газоперерабатывающий завод, Магнитогорский металлургический комбинат.

Оборудование станции включает:

- 4 котлов: ТГМП-314 — на энергоблоках № 5, 6, 7, 8.
- 2 котлов: ТГМП-114 — на энергоблоках № 3,4.
- 2 котлов: ПК-41 — на энергоблоках № 1,2.
- 8 турбин: ЛМЗ К-300-240.

Один из блоков (станционный №2) после модернизации увеличил мощность до 330 МВт.

– генераторы: генератор типа ТВВ-320-2.

Ириклинская ГРЭС имеет разнотипное оборудование и возможность работать в блочном режиме. Станция может в режиме комбинированной выработки тепла и электроэнергии.

Основным топливом для Ириклинская ГРЭС является природный газ, подключив к газопроводу «Бухара-Урал». Изначально в качестве топлива использовался мазут, но в 1976 году станцию перевели на природный газ, подключив к газопроводу «Бухара-Урал».

В КЦ находится 17 котлов из них: 4 котла ТГМП-314 — на энергоблоках № 5, 6, 7, 8; 2 котла ТГМП-114 — на энергоблоках № 3,4; 2 котла ПК-41 — на энергоблоках № 1,2.

Котлы ТГМП-114 и котлы ТГМП-314 — на энергоблоках № 3,4,5, 6, 7, 8, изготовленные Таганрогском котельном заводе и установлены на «Ириклинской ГРЭС».

Котел №3 в 1971 г., котел №4 в 1972г

Прямоточные паровые котлы ТГМП-114 спроектированы и изготовлены на Таганрогском котельном заводе и рассчитан на сжигание жидкого и газообразного топлива. ТГМП-114 двухкорпусный симметричный предназначен для работы в блоке с турбиной К-300-240.

Котел №5 в 1972г., котел №6 в 1974г., котел №7 в 1978г., котел №8 в 1979г.

Прямоточный котельный агрегат ТГМП-314 предназначен для сжигания газа и мазута. Котел на сверхкритические параметры пара с промежуточным

перегревом, однокорпусный, выполнен для работы в блоке с конденсатной турбиной К-300-240.

Котел ПК-41 — на энергоблоках № 1,2, изготовленные Подольским машиностроительным заводом и установлены на «Ириклинской ГРЭС».

Котел №1 в 7.11.1970г., котел №2 в 31.12.1970г.

Паровой котел ПК-41 первый отечественный агрегат СКД (сверхкритического давления), спроектирован для работы на сернистом мазуте и природном газе. Прямоточный котельный агрегат, вертикально-водотрубные, предназначены для сжигания природного газа. ПК-41 двухкорпусный симметричный предназначен для работы в блоке с турбиной К-300-240.

На «Ириклинской ГРЭС» установлено 8 конденсационных турбин: К-300-240, которые были введены в эксплуатацию соответственно в 1970-1979 годах.

Топливо-транспортный цех и его оборудование включает в себя:

– резервуарный парк топлива резервно–расходного типа предназначен для хранения и размещения резервного и расходного топлива.

– газопроводы от резервуарного парка до котельного цеха.

Все поступившее топливо на «Ириклинскую ГРЭС» подается из магистрального газопровода Бухара-Урал. Также газораспределительный пункт станции оборудован сливно-наливными устройствами для слива резервного топлива из прибывающих железнодорожных составов.

Таблица 1 –Основные проектные характеристики котлов

Наименование величин	ПК-41	ТГПМ-114	ТГПМ-314
	Котлы ст.№ 1, 2	Котлы ст.№ 3, 4	Котлы ст.№ 5,6,7,8
Число корпусов, шт.	2	2	1
Паропроизводительность котла, т/ч	2х475	2х475	1000
Количество горелок, шт.	16	12	16
Давление острого пара, МПа	25	25	25
Давление вторичного пара, МПа	3,9	3,5	3,6
Температура острого пара, °С	565	565	545
Температура вторичного пара, °С	570	570	545
Температура питательной воды, °С	265	260	265
Температура уходящих газов, °С	144	144	144
Температура горячего воздуха, °С	322	322	322
Температура холодного воздуха, °С	30	30	30
Расход топлива, т/ч	71,7	72	71,2
КПД котла (брутто), %	92,2	91,75	94,03

Таблица 2 – Характеристика турбин

Показатель	К-300-240 (ст.№1-8)
Мощность, МВт:	
- номинальная	300
- максимальная	300
Параметры острого пара:	
- давление, кгс/см ²	240
- температура, °С	565
Параметры вторичного пара:	
- давление, кгс/см ²	36
- температура, °С	565
Номинальный расход свежего пара, т/ч	930
Давление пара в конденсаторе, Па	0,035

В ведении электрического цеха находятся:

1. Турбогенераторы со вспомогательным электрооборудованием;
2. Электродвигатели 220В, 380В, 500В, 6000В всех цехов в части ремонта;
3. Силовые трансформаторы с токопроводами, измерительные трансформаторы, ОРУ–500 кВ, ОРУ–220 кВ, ОРУ–110 кВ, ГРУ–6 кВ, РУСН и КРУ, РУ–0,4 кВ собственных нужд;
4. Главный щит управления, электроизмерительные приборы, приборы релейной защиты, устройства электрической автоматики, блокировки и управления;
5. Силовые сборки 380/220 В;
6. Щиты постоянного тока котельного цеха, их мотор – генераторы;
7. Оборудование электролизной и азотной установок;
8. Внутреннее и наружное освещение в цехах и отделах;
9. Эл. оборудование установки автоматического пожаротушения кабельных сооружений;
10. Масляное хозяйство.
11. Функции электрического цеха:
 - контроль за работой электрического оборудования и электрических установок путем круглосуточного дежурства оперативного персонала электрического цеха;
 - необходимые переключения в схемах первичной коммутации и устройствах РЗА, поддержание нормальной работы эл. устройств,

обеспечивающих надежное снабжение электроэнергией эл. двигателей и тепломеханического оборудования, приборов, автоматики и освещения во всех цехах станции;

– выявление дефектов в работе оборудования электрического цеха и принятие мер к их устранению;

Целью деятельности цеха тепловой автоматики и измерений является: обеспечение совместно с технологическими цехами безопасности, надёжности и экономичности работы технологического оборудования станции путем организации и выполнения работ по технической эксплуатации, обслуживанию и ремонту оборудования, находящегося в ведении цеха, и развития систем контроля и управления технологическими процессами.

Основные задачи:

– обеспечение необходимого объема технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования и защиты теплоэнергетического оборудования АО «Ириклинской ГРЭС» в объеме действующих директивных документов и контроль за его работой.

– содействие повышению надежности и экономичности работы тепломеханического оборудования «Ириклинской ГРЭС» путем максимального использования оборудования, находящегося в ведении ЦТАИ.

– содержание в исправном и работоспособном состоянии всех введенных в эксплуатацию устройств тепловой автоматики и измерений, АСУ ТП.

1.3 Мировой опыт

Экономичность паротурбинной тепловой электростанции в основном зависит от начальных (P_0 ; t_0) и конечных (P_k) параметров свежего пара. Правильный выбор этих параметров для паротурбинного цикла во многом определяет надежность, экономичность и маневренность работы паровых турбин. Повышение начальных параметров пара ведет к повышению термического КПД теплового цикла, снижению удельного расхода топлива на выработку электроэнергии. Одновременно это приводит к снижению надежности и допустимой длительности работы материалов при этих параметрах, а также к увеличению начальной стоимости установки.

Постоянное развитие промышленности, наличие энергодефицитных регионов в России и в мире приводит к необходимости повышения эффективности работы энергоблоков станций, увеличения единичной мощности агрегатов. Одним из возможных решений данных задач является переход на

новую ступень параметров пара – суперсверхкритические параметры (ССКД) с давлением свежего пара более 24 МПа.

На последующих этапах особенно сильно это просматривается на примере станций, построенных в 80-х годах прошлого века было видно, что начальное давление и температура поднимались незначительно и равнялись $P_0 = 25...28$ МПа и $t_0=560...580$ °С, а вот параметры промежуточного перегрева выросли до $t_{\text{пп}}=580...600$ °С. Такое решение является оправданным, так как понижение параметров острого пара позволило применять менее дорогостоящие материалы при одновременном сохранении надежности и маневренности оборудования. Повышение температуры промежуточного перегрева является не столь критичным, так как металл в этом случае работает при значительно меньшем давлении.

Вместе с тем опыт эксплуатации оборудования показал, что применение двукратного промежуточного перегрева при давлениях пара до 26 МПа является экономически неоправданным, так как прирост общего КПД около 1 % не компенсирует усложнение тепловой схемы энергоблока, конструкции турбины и котла. Поэтому, начиная с 80-х годов, в основном строились энергоблоки с одним промежуточным перегревом. Только переход на давление близкое к $P_0=30$ МПа снова сделал целесообразным использование второго промежуточного перегревателя пара.

В настоящее время в мире насчитывается несколько десятков энергоблоков на суперсверхкритические параметры, построенных в основном в США, Германии, Дании, Японии

Первая промышленная электростанция Эддистоун – 1, спроектированная для работы на суперсверхкритических параметрах пара $P_0=35,9$ МПа и $t_0=648$ °С, с двукратным промежуточным перегревом $t_{\text{пп}} = 565/565$ °С, была построена в США в 1954 году.

Срок службы энергоблоков ТЭС составляет примерно 40 лет, при этом множество российских энергоблоков исчерпали данный ресурс. Целесообразность постепенного перехода к энергоблокам со суперсверхкритическими параметрами пара (ССКП) в России в настоящее время обусловлена многими обстоятельствами. Российская энергетика вернулась к вводу новых мощностей современного уровня, пережив кризис застоя в развитии. Согласно Генеральному плану развития энергетике до 2030 г. планируется разработка и ввод первых пылеугольных блоков мощностью 660 МВт на суперсверхкритических (ССКП) параметрах пара с давлением до 30 МПа и температурой 600 — 620°С. Повышение параметров пара — это один из наиболее эффективных способов повышения КПД ТЭС.

Постепенный переход к энергоблокам ССКД в России возможен в ближайшем будущем, так как повышение параметров пара – один из наиболее эффективных способов повышения КПД ТЭС. Для условий России, где климатические условия позволяют иметь глубокий вакуум в конденсаторе, главными мерами являются повышение параметров пара и введение второго промперегрева. Необходимо также подчеркнуть, что повышение параметров дает эффект независимо от типа используемого топлива. Это подтверждает как опыт, так и перспективы развития американской и датской энергетики, ставящих перед собой создание высокоэкономичных пылеугольных энергоблоков. Как можно заметить, в России успешно были построены и эксплуатируются блоки на суперсверхкритических параметрах. Опыт Троицкой ГРЭС показал, что замена устаревших мощностей новыми, современными и экологическими блоками позволит России пойти в ногу со временем. Мы сможем максимально эффективно использовать богатые запасы угля, при этом получая мощность конкурентную на рынке электроэнергии и следовать самым жестким экологическим стандартам.

Паротурбинные установки — это основа современной теплоэнергетики. Работа паротурбинных установок базируется на реализации прямого термодинамического цикла превращения теплоты, которая получена при сгорании топлива, в работу турбины, и далее в электроэнергию. Вода используется в качестве рабочего тела.

Паротурбинные установки широко используют для выработки электроэнергии на электростанциях. Достоинства и недостатки паротурбинных установок представлены в таблице 1.

Таблица 3 – Преимущества и недостатки паротурбинных установок

Преимущества паротурбинных установок	Недостатки паротурбинных установок
Возможность использования любых видов топлива	Большое потребление воды для охлаждения
Высокая экономичность	Большие капиталовложения
Возможность создания агрегатов большой единичной мощности	КПД ТЭС 33-42%
Большой опыт эксплуатации	
Высокая надежность	

Парогазовыми установками называют установки, в которых преобразование тепловой энергии в механическую работу осуществляется с помощью парогазового цикла. Парогазовый цикл – это частный случай

бинарного цикла, в котором роль высокотемпературного цикла играет газотурбинный цикл, а низкотемпературного – паротурбинный.

По способу использования тепловой энергии выхлопных газов газотурбинной установки (ГТУ) парогазовые циклы отличаются большим разнообразием. Самые распространенные утилизационные парогазовые установки. Принцип работы у них следующий: атмосферный воздух, сжатый компрессором К, (рисунок 8) поступает в камеру сгорания КС, где к нему при сжигании топлива подводится теплота Q, и далее адиабатно расширяется в газовой турбине ГТ, производя работу, которая используется для вращения компрессора и генератора. Уходящие из турбины газы направляются в топку котла-утилизатора КУ с температурой (550÷580) °С, что позволяет получать пар в котле утилизаторе высоких параметров и без дополнительного подвода теплоты. Полученный пар поступает в паровую турбину ПТ, после адиабатного расширения в ней конденсируется в конденсаторе Кн, и конденсат насосом Н снова подается в котел-утилизатор.

Парогазовые установки имеют наибольшие значения КПД среди других тепловых двигателей и поэтому являются одним из более перспективных направлений современной энергетики.

Таблица 4 – Преимущества и недостатки паротурбинных установок

Преимущества парогазовых установок	Недостатки парогазовых установок
КПД ТЭС 54-60%	Низкая единичная мощность оборудования.
Низкая стоимость установленной мощности.	Необходимость фильтрации воздуха, используемого для сжигания топлива
Потребление меньшего объема воды на единицу выработки электроэнергии	Ограничения на типы используемого топлива.
Более высокие экологические показатели в сравнении с паросиловыми установками	Небольшой опыт эксплуатации
	Низкий КПД котла-утилизатора
	Низкая надежность

В течение длительного времени очевидным и изученным способом увеличения эффективности преобразования энергии паровой турбиной является повышение давления и температуры острого пара и температуры пара промежуточного перегрева. Двигаясь в этом направлении, были созданы

энергоблоки на суперсверхкритические и ультрасверхкритические параметры.

Можно выделить главные преимущества перехода к СКП и дальнейшему увеличению давления и температуры острого пара:

– Уменьшение затрат на топливо за счёт увеличения энергетической эффективности.

– Сокращение выбросов загрязняющих и вредных веществ. Увеличение КПД на один процент снижает выбросы CO_2 , NO_x , SO_x и твёрдых частиц примерно на 2 %.

Можно отметить, что основным преимуществом повышения параметров острого пара и пара промперегрева (особенно сильно влияет температура) является увеличение КПД термического цикла.

КПД СКП энергоблоков с параметрами 24,7 МПа/565/593 °С составляет 40–41 % (соответствующий этому удельный расход топлива равен 310–300 г у. т./кВт·ч), что на 2–3 % выше, чем КПД, равный 38 % (325 г у. т./кВт·ч), для установок с докритическими параметрами пара (16,7 МПа/537/537 °С).

В свою очередь КПД блоков на суперсверхкритические параметры (28 МПа/593/593°С) равен 43–46 % (или 285–270 г у. т./кВт·ч) на 3–4 % выше, чем КПД СКП блоков. При этом передовые энергоблоки на ультра сверх критических параметров пара достигли КПД 47–49 % (260–250 г у.т./кВт·ч) Несмотря на все вышеперечисленные преимущества нельзя не упомянуть о проблемах, возникающих при реализации данных технологий. Для дальнейшего повышения параметров и соответственно КПД цикла необходимо разрабатывать новые жаростойкие материалы. После разработки появляется необходимость создания этих материалов в промышленных масштабах, то есть создание технологии промышленного производства совершенно новых типов материалов. Всё это приводит к увеличению капитальных затрат на строительство станции. И необходимости привлекать дополнительные инвестиции. Следует заметить, что в мировой практике уже есть в необходимом количестве материалы для строительства станций на температуру острого пара 600 °С и давление 30 МПа. Работа данных станций также изучена и отлажена, имеется опыт длительной эксплуатации данных станций.

Таблица 5 – Преимущества паротурбинных установок ССКП и СКП

Преимущества ССКП	Преимущества СКП
Возможность использования двухкратного вторичного пара	Меньшие капиталовложения
КПД блока 43–46 %	Большой опыт эксплуатации
285–270 г у. т./кВт·ч	

Техническое решение по составу основного оборудования может приниматься в результате экономической оценки с позиции макроэкономики, обеспечивающей взаимосвязку отраслевых интересов топливно–энергетического комплекса и народного хозяйства в целом. Данный подход реализуется посредством применения показателя приведенных (расчетных) затрат, который рассчитывается по каждому из вариантов.

Оптимальным является вариант оборудования, обеспечивающий минимальную величину приведенных затрат.

При сравнении вариантов по минимуму приведенных (расчетных) затрат необходимо выполнение следующих условий:

1) Сравнимые варианты должны быть технически сопоставимы и взаимозаменяемы.

2) Варианты должны обеспечивать одинаковый энергетический эффект, т.е. они должны уравниваться по полезному отпуску энергии и мощности на основе использования системы замыкающих затрат и установок.

Экономическое обоснование предполагает расчет потенциального народнохозяйственного эффекта в результате экономии приведенных (расчетных) затрат по рекомендуемому варианту состава основного оборудования по сравнению с сопоставляемым вариантом.

В качестве конкурсных вариантов были рассмотрены следующие варианты:

– Вариант №1: К-660-300 — это пятицилиндровая конденсационная турбина с двухкратным промежуточным перегревом пара, четырьмя выхлопами в конденсатор

Наименование	Значение
Электрическая мощность, МВт	660
Давление острого пара, МПа	31
Температура острого пара, °С	571
Промежуточный перегрев пара	двухкратный
Давление 1-го промежуточного перегрева пара, МПа	5,978
Температура 1-го промежуточного перегрева пара, °С	569
Давление 2-го промежуточного перегрева пара, МПа	1,04
Температура 2-го промежуточного перегрева пара, °С	569
Температура питательной воды, °С	302
Состав системы регенерации высокого давления	3 ПВД
Состав системы регенерации низкого давления	1 деаэратор + 4 ПНД
Тип привода питательного насоса	турбинный, с собственным конденсатором
Схема подачи питательной воды в котел	двух подъёмная
Давление в конденсаторе паровой турбины, кПа	3,5

– Вариант №2: К-660-247 — это четырехцилиндровая конденсационная турбина с однократным промежуточным перегревом пара, четырьмя выхлопами в конденсатор.

Наименование	Значение
Электрическая мощность, МВт	660
Давление острого пара, МПа	24,2
Температура острого пара, °С	537
Промежуточный перегрев пара	однократный
Давление промежуточного перегрева пара, МПа	4,2
Температура промежуточного перегрева пара, °С	565
Температура питательной воды, °С	270
Состав системы регенерации высокого давления	3 ПВД
Состав системы регенерации низкого давления	1 деаэратор + 4 ПНД
Тип привода питательного насоса	Турбопривод с собственным конденсатором
Схема подачи питательной воды в котел	одноподъемная
Давление в конденсаторе паровой турбины, кПа	3,5

– Вариант №3: К-500-240 — это четырехцилиндровая конденсационная турбина с однократным промежуточным перегревом пара, четырьмя выхлопами в конденсатор.

Наименование	Значение
Электрическая мощность, МВт	500
Давление острого пара, МПа	23,5
Температура острого пара, °С	540
Промежуточный перегрев пара	однократный
Давление промежуточного перегрева пара, МПа	3,8
Температура промежуточного перегрева пара, °С	540
Температура питательной воды, °С	260
Состав системы регенерации высокого давления	3 ПВД
Состав системы регенерации низкого давления	1 деаэратор + 4 ПНД
Тип привода питательного насоса	турбинный, с собственным конденсатором
Схема подачи питательной воды в котел	одноподъемная
Давление в конденсаторе паровой турбины, кПа	5,5

Таблица 6 – Расчёт технико-экономических показателей станции и себестоимости единицы электроэнергии

Величина	Вариант №1	Вариант №2	Вариант №3	
	К-660-300	К-660-247	К-500-240	
Установленная мощность,	1980	1980	2000	
кол-во блоков, шт	3	3	4	
Цена топлива, руб/н.т	4390,7	4390,7	4390,7	
Расход затрат на топлива				
Годовой расход топлива на КЭС, т.у.т/год	4130134	4571713	5061915	
Затраты на топливо, млн.руб/год	14704,88	16277,071	18022,38	
Затраты на заработную плату, млн.руб/год	192,604	200,63	210,76	
Амортизационные отчисления				
Размер амортизационных отчислений, млн.руб/год	11652,6463	11327,6634	12011,1331	
Капитальные вложения в ТЭС, млн.руб/год	173920,0936	169069,6029	179270,6426	
Капитальные вложения для установки одного головного блока, млн.руб	59285	58650	57630	
Капитальные вложения для установки последующих блоков, млн.руб	39100,62	37500,93	28028,641	
расход на ремонт, млн.руб/год	8696	8453,5	8963,5	
Прочие расходы				
Размер отчислений на прочие расходы, млн.руб/год	4108,3	3996,4	4237,1	
Удельный вес топливной составляющей себестоимости.	37%	40%	41%	
Эксплуатационные расходы в проектных технико-экономических расчетах, млн.руб/год	39142,9376	40316,2	43509	
Годовой отпуск электроэнергии с шин станции, МВт*ч	12727115,28	12727115,28	12727115,28	
Расчет себестоимости единицы электроэнергии				
Себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт*ч		3,097	3,168	3,419
Себестоимость выработанной энергии, руб./кВт*ч		3,01	3,079	3,323
Удельный расход условного топлива на выработанный кВт*ч, кг у.т./кВт*ч		0,315	0,349	0,387
Удельный расход условного топлива на отпущенный кВт*ч, кг у.т./кВт*ч		0,325	0,359	0,398

Учитываю результат вышеизложенных показателей приведенных затрат по различным вариантам расчет, наиболее предпочтительным является вариант с турбиной К–660-300.

1.4 Постановка задач

Далее необходимо:

Рассчитать тепловую схему энергоблока и определим его технико-экономические показатели.

Выбрать вспомогательное основное оборудование с подходящими параметрами.

Разработать и рассчитать системы обеспечения работы ТЭС.

Разработать компоновку главного корпуса и генеральный план ТЭС.

Рассчитать экологические показатели проекта.

Разработать электрические схемы проекта ТЭС.

Рассчитать экономической привлекательности данного проекта.

2 Расчетная часть

2.1 Описание состава основного оборудования

2.1.1 Паровой котел

Прямоточный котел со суперсверхкритическим скользящим давлением. Этот тип котла состоит из вертикально расположенных трубок вместо сложной спирально-навитой конструкции, что позволяет повысить производительность, надежность и экономическую эффективность. Котлы производства Mitsubishi Heavy Industries.

Котел спроектирован с одной топкой прямоугольной формы с восемью горелками в четыре ступени, образующих два факела. Нарезные трубы используются для НРЧ и гладкие трубы для ВРЧ. Топочные экраны имеет вертикальный тип, несмотря на требование скользящего давления, поскольку для НРЧ используются нарезные трубы с превосходными характеристиками теплопередачи. Пароперегреватель состоит из трех блоков: горизонтального, а также первичного и вторичного подвесных. Промежуточный пароперегреватель первой ступени состоит из двух блоков, горизонтального и подвесного. Второй Промежуточный пароперегреватель состоит из одного горизонтального блока. Конвективная шахта разделена на три секции. Промежуточный пароперегреватель второй ступени расположен на газовом канале номер один, горизонтальный промежуточный пароперегреватель первой ступени-на газовом канале номер два и горизонтальный первичный пароперегреватель на газовом канале номер три. В дополнение к традиционному методу рециркуляции газа

используется пропорциональное распределение расхода газа между тремя проходами для газа в конвективной шахте с помощью разделенных газовых заслонок. Таким образом, контроль температуры пара при нормальной работе осуществляется без использования впрысков в промежуточном пароперегревателе.

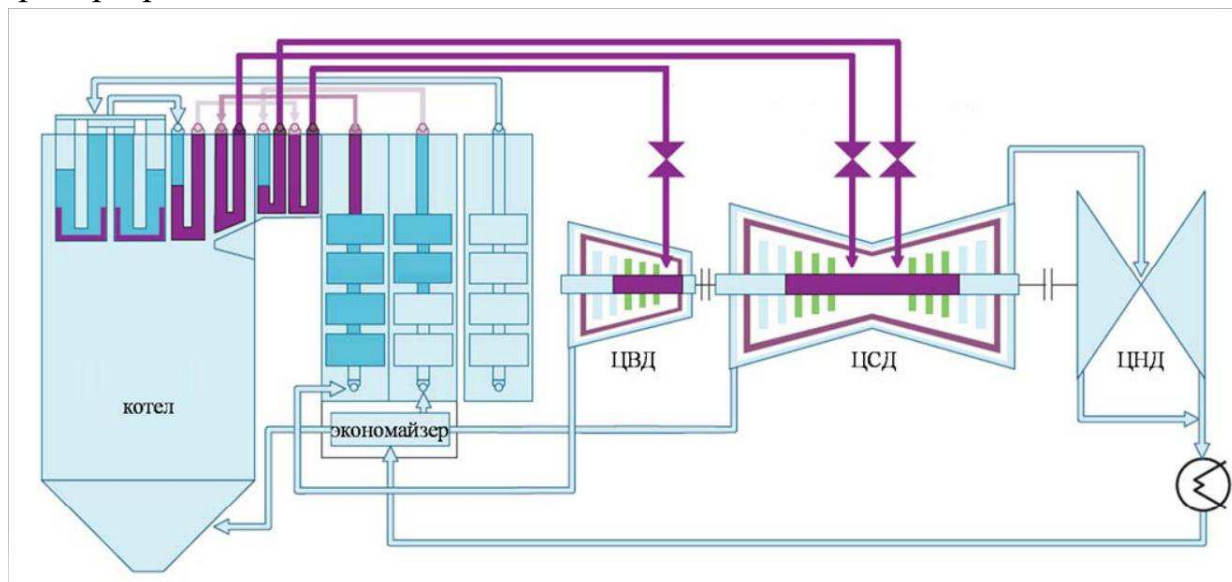


Рисунок 1– Схема пароводяного тракта парового турбоустановки К-660-300

Таблица 7 –Основные характеристики котлов

Наименование величин	
Число корпусов, шт.	1
Паропроизводительность котла, т/ч	2150
Количество горелок, шт.	8
Давление острого пара, МПа	31
Давление первого промпрегрева, МПа	5,978
Давление второго промпрегрева, МПа	1,04
Температура острого пара, °С	571
Температура первого промпрегрева, °С	569
Температура второго промпрегрева, °С	569
Температура питательной воды, °С	302
Температура уходящих газов, °С	145
КПД котла (брутто), %	94

2.1.2 Паровая турбина

Пятицилиндровая конденсационная паровая турбина с двухкратным промежуточным перегревом пара и развитой системой регенеративного подогрева питательной воды. Паровая турбина представляет собой тандемный состав с четырьмя выхлопными потоками с лопатками последней ступени диаметром 850,9 мм и состоящий из четырех корпусов. Турбина очень высокого давления и турбина высокого давления размещены в едином корпусе с противотоком, турбина среднего давления - в двухпоточном корпусе, а турбина низкого давления - в двух двухпоточных корпусах, с четырьмя выхлопными потоками.

ЦВД имеет сопловое парораспределение. Облопачивание ЦВД реактивного типа. Парораспределение ЦСД – дроссельное. Облопачивание ЦСД – активного типа.

Таблица 8 – Описание схемы турбоустановки 660 МВт

Наименование	Значение
Электрическая мощность, МВт	660
КПД отсеков турбины, %:	
ЦВД	86,48
ЦСД-1	90,2
ЦСД-2	89,78
ЦНД	70,04
Давление острого пара, МПа	31
Температура острого пара, °С	571
Промежуточный перегрев пара	двухкратный
Давление 1-го промежуточного перегрева пара, МПа	5,978
Температура 1-го промежуточного перегрева пара, °С	569
Давление 2-го промежуточного перегрева пара, МПа	1,04
Температура 2-го промежуточного перегрева пара, °С	569
Температура питательной воды, °С	302
Состав системы регенерации высокого давления	3 ПВД
Состав системы регенерации низкого давления	1 деаэратор + 4 ПНД
Тип привода питательного насоса	турбинный, с собственным конденсатором
Схема подачи питательной воды в котел	двух подъёмная
Номер отбора турбины на турбопривод	4
Давление в конденсаторе паровой турбины, кПа	3,5

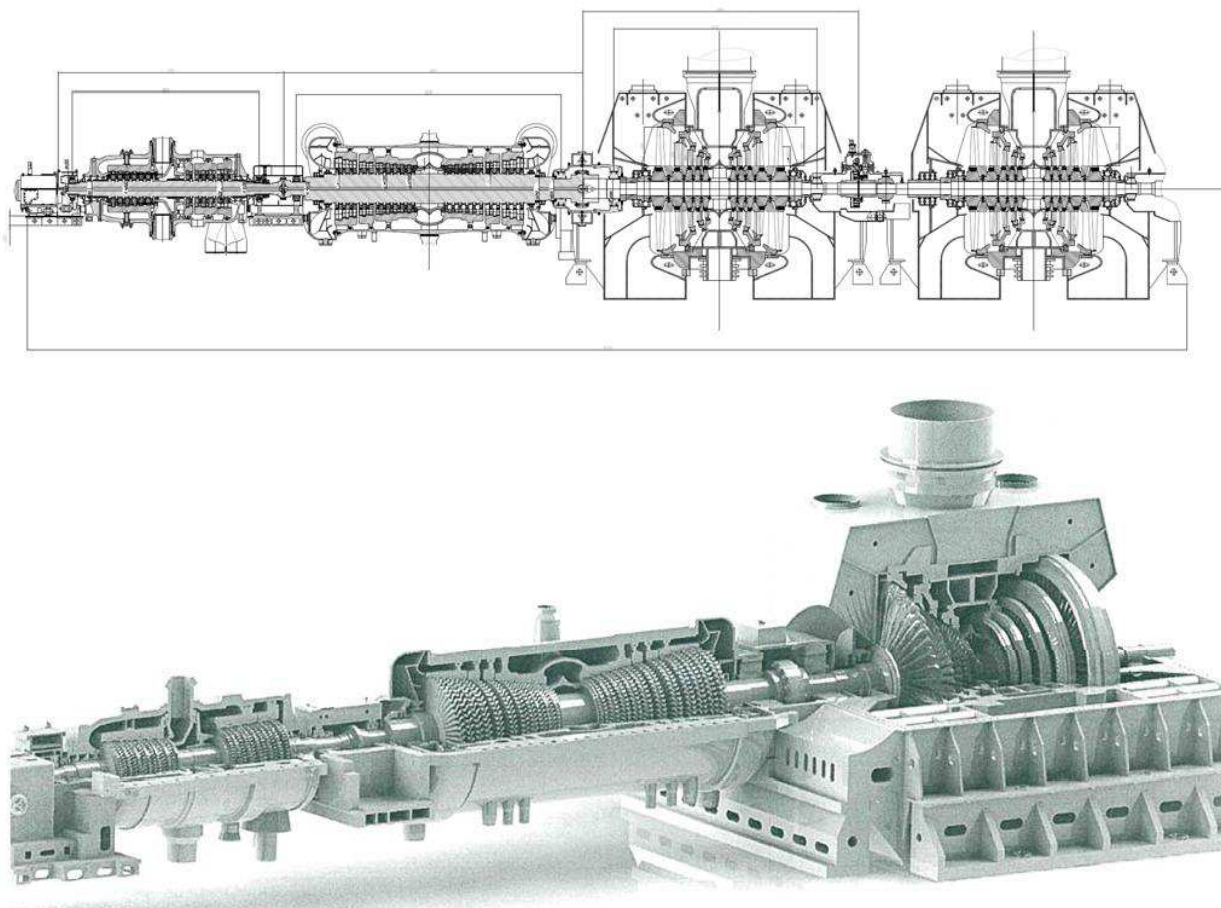


Рисунок 2– Продольный разрез и 3-D модель турбины К-660-300

2.2 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчёту

Произвести расчет тепловой схемы и определить технико-экономические показатели турбины К-660-300 при следующих данных:

- электрическая нагрузка $W_e=650$ кВт;
- максимальная отопительная нагрузка $Q_{от}^{макс} = 46520$ кВт.

Принципиальная тепловая схема с турбиной К-660-300 представлена на рисунке 1. Как видно из тепловой схемы отпуск тепла осуществляется из одного теплофикационного, регулируемого отбора. Отборный пар поступает на сетевой подогреватель. Система регенерации состоит из четырёх подогревателей низкого давления, деаэратора, трёх подогревателей высокого давления и турбопитательной установки. Слив конденсата из подогревателей высокого давления (ПВД) – каскадный в деаэратор. Слив конденсата из подогревателей низкого давления (ПНД №3,4) – каскадный в ПНД №2. В схеме используется котел прямоточного типа. Пар из уплотнений и основных эжекторов конденсатора поступает в сальниковый подогреватель (СП) и в эжекторный охладитель, что способствует дополнительному обогреву основного конденсата.

Восполнение потерь конденсата хим. очищенной водой осуществляется в БОУ после конденсатора турбины.

Заводские данные для турбины К-660-300:

Электрическая мощность

$$W_{э} = 660 \text{ МВт};$$

Максимальная отопительная нагрузка

$$Q_{от}^{\max} = 46520 \text{ кВт};$$

Начальные параметры пара:

Давление

$$P_0 = 31 \text{ МПа};$$

Температура

$$t_0 = 571 \text{ }^\circ\text{C};$$

Давление в конденсаторе турбины

$$P_k = 0,0032 \text{ МПа};$$

Число отборов пара на регенерацию – 8;

Давление в отборах:

$$P_{от1} = 8,818 \text{ МПа};$$

$$P_{от2} = 5,978 \text{ МПа};$$

$$P_{от3} = 2,259 \text{ МПа};$$

$$P_{от4} = 1,04 \text{ МПа};$$

$$P_{от5} = 0,43 \text{ МПа};$$

$$P_{от6} = 0,249 \text{ МПа};$$

$$P_{от7} = 0,077 \text{ МПа};$$

$$P_{от8} = 0,0205 \text{ МПа}.$$

Расчётные значения внутреннего относительного КПД турбины К-660-300:

$$\eta_{oi}^{\text{ЦВД}} = 86,48\%;$$

$$\eta_{oi}^{\text{ЦСД-1}} = 90,2\%;$$

$$\eta_{oi}^{\text{ЦСД-2}} = 89,78\%$$

$$\eta_{oi}^{\text{ЦНД}} = 70\%;$$

КПД дросселирования по отсекам:

$$\eta_{др}^{\text{ЦВД}} = 95\%;$$

$$\eta_{др}^{\text{ЦСД}} = 95\%;$$

$$\eta_{др}^{\text{ЦНД}} = 97\%;$$

Электромеханический КПД $\eta_{эм} = 0,98$.

Расход пара на собственные нужды машинного отделения; $\alpha_{сн}^{мз} = 1,2\%$;

Расход пара на собственные нужды котельного цеха; $\alpha_{сн}^{кц} = 1,2\%$;

Внутростанционные потери конденсата; $\alpha_{ym} = 1,1\%$;

Температура химически очищенной воды; $t_{хов} = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$;

Нагрев воды в сальниковом и эжекторном подогревателях; $\Delta t_{эж} + \Delta t_{сп} = 10$
 $^{\circ}\text{C}$;

КПД подогревателей поверхностного типа; $\eta_{то} = 0,98$.

Недогрев воды до температуры насыщения в ПВД; $\vartheta_{пвд} = 3\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Недогрев воды до температуры насыщения в ПНД; $\vartheta_{пнд} = 5\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Температурный график сети принимаем 150/70 $^{\circ}\text{C}$.

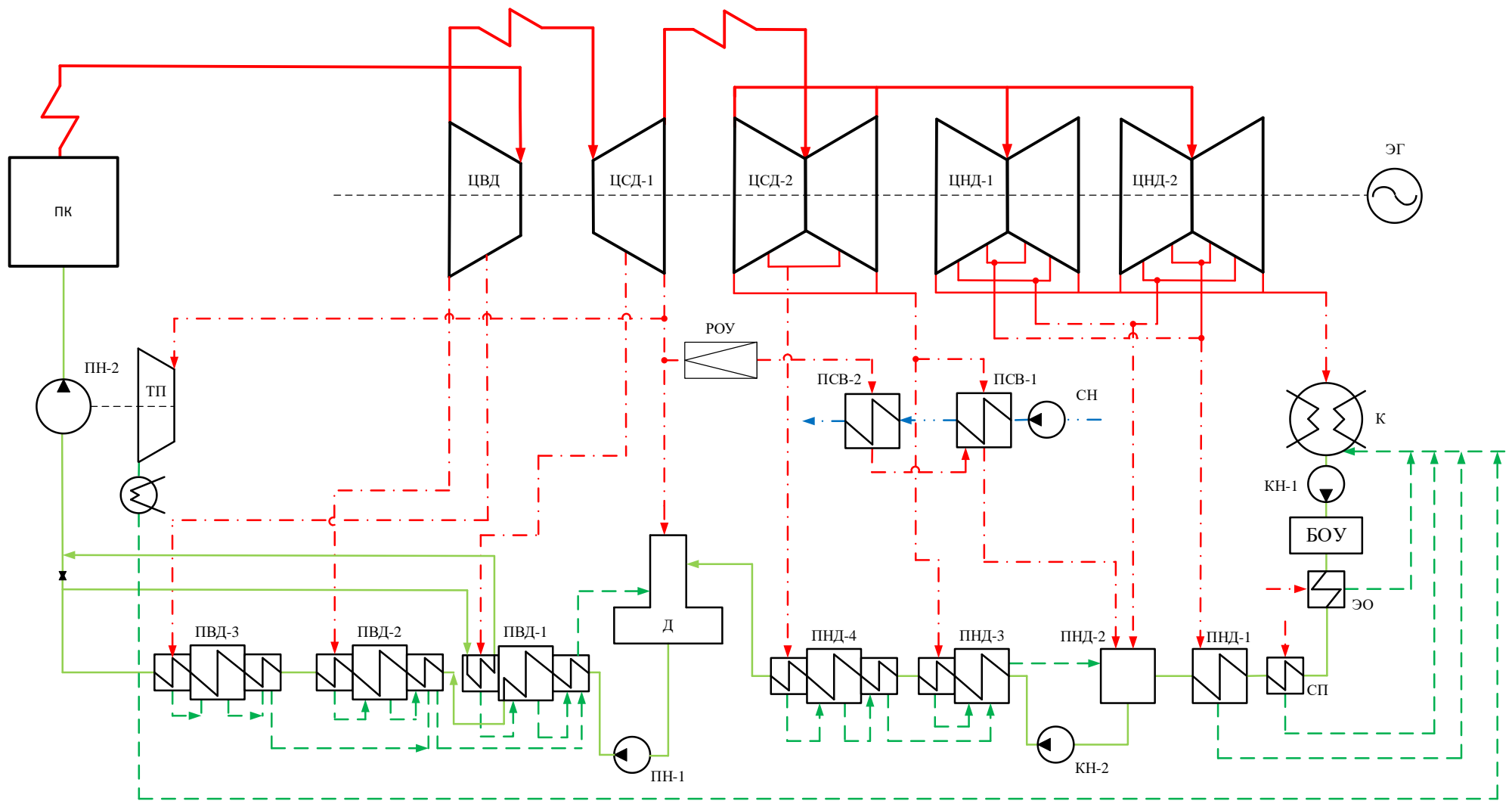
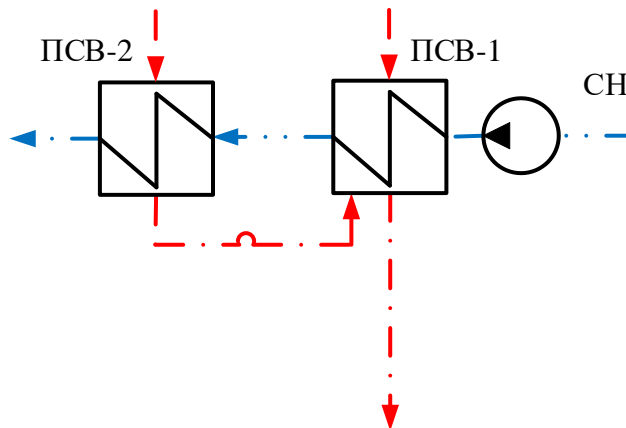


Рисунок 3– Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-660-300

2.3 Расчет установки по подогреву сетевой воды



СН - сетевой насос; ПСВ-1 - нижний сетевой подогреватель;

ПСВ-2 - верхний сетевой подогреватель.

Рисунок 4– Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-660-300

Расход сетевой воды, кг/с:

$$G_{св} = \frac{Q_{от}^{турб}}{c_s \cdot \Delta t} = \frac{46520}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 138,915 \frac{кг}{с}.$$

где $c_s = 4,186$ кДж/кг · К – удельная теплоемкость воды;

Для подогрева сетевой воды используем отборы №4 и 6. Принимаем потери давления 5%,

Температура насыщения конденсирующего пара верхнего сетевого подогревателя, °С:

$$t_{вс} = 155 \text{ °С}$$

Энтальпия насыщения греющего пара верхнего сетевого подогревателя, кДж/кг:

$$\bar{t}_{вс}^H = 653,877 \frac{кДж}{кг}$$

Зная, температуру насыщения конденсирующего пара верхнего сетевого подогревателя найдем давления у ПСВ-2, МПа:

$$P_{ПСВ} = ps(t_{вс}) = 0,6 \text{ МПа}$$

Температура сетевой воды после верхнего сетевого подогревателя, °С:

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

Энтальпия сетевой воды после верхнего сетевого подогревателя, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{с}}^{\text{в}} = 632,252 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Зная давление в отборе №6 с учетом потери, найдем температуры насыщения конденсирующегося пара нижнего сетевого подогревателя.

Давление пара в корпусе верхнего сетевого подогревателя, МПа:

$$P_{\text{ПСВ}} = P_6^{\text{омб}} \cdot 0,95 = 0,249 \cdot 0,96 = 0,237 \text{ МПа}$$

Температура насыщения конденсирующегося пара нижнего сетевого подогревателя, $^\circ\text{C}$:

$$t_{\text{нс}} = 125,601 \text{ }^\circ\text{C}$$

Энтальпия насыщения греющего пара нижнего сетевого подогревателя, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{нс}}^{\text{н}} = 527,622 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Температура сетевой воды после верхнего сетевого подогревателя, $^\circ\text{C}$:

$$t_{\text{нс}} = 120,601 \text{ }^\circ\text{C}$$

Энтальпия сетевой воды после верхнего сетевого подогревателя, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{нс}}^{\text{н}} = 506,339 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

2.4 Построение процесса расширения пара на i-s диаграмме

Из характеристик турбины имеем:

Начальные параметры пара перед стопорным клапаном:

$$\text{Давление} \quad P_0 = 31 \text{ МПа};$$

$$\text{Температура} \quad t_0 = 571 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\text{Энтальпия} \quad h_0 = 3341,405 \text{ кДж/кг};$$

Находим на i-s диаграмме точку A_0 , смотрим рисунок 5. С учётом дросселирования пара в регулирующих органах цилиндра давление пара на входе в проточную часть составляет, МПа:

$$P'_0 = P_0 \cdot \eta_{\text{др}}^{\text{ЦВД}} = 31 \cdot 0,95 = 29,419 \text{ МПа.}$$

Теоретический процесс расширения пара от давления P'_0 до давления P_{III1} изображается линией A_0B_0 . При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке “В” можно определить, кДж/кг:

$$i_B = i_{A_0} - (i_{A_0} - i_{B_0}) \cdot \eta_{\text{oi}}^{\text{ЦВД}} = 3341,405 - (3341,405 - 2914,446) \cdot 0,8648 = 2972,171 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

где $i_{B_0} = 2914,446$ кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения;

$$i_{A_0} = 3341,405 \text{ кДж/кг – энтальпия острого пара;}$$

$\eta_{\text{oi}}^{\text{ЦВД}} = 0,8648$ внутренний относительный коэффициент полезного действия цилиндра высокого давления.

Точку “С” определим с учетом дросселирования пара, МПа:

$$P'_{\text{III-1}} = P_{\text{III-1}} \cdot \eta_{\text{др}}^{\text{ЦСД}} \cdot (1 - 0,095) = 5,978 \cdot 0,95 \cdot (1 - 0,095) = 5,14 \text{ МПа.}$$

Теоретический процесс расширения пара от давления P'_{III1} до давления P_{III2} изображается линией CD_0 . При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке “D” можно определить, кДж/кг:

$$i_D = i_C - (i_C - i_{D_0}) \cdot \eta_{\text{oi}}^{\text{ЦСД-1}} = 3593,604 - (3593,604 - 3084,014) \cdot 0,902 = 3133,954$$

где $i_C = 3593,604$ кДж/кг – энтальпия пара после дросселирование,

$i_{D_0} = 3084,014$ кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения;

$\eta_{\text{oi}}^{\text{ЦСД-1}} = 0,902$ внутренний относительный коэффициент полезного действия для первого цилиндра среднего давления.

Точку “i” определим с учетом дросселирования пара, МПа:

$$P'_{\text{III-2}} = P_{\text{III-2}} \cdot \eta_{\text{др}}^{\text{ЦСД}} \cdot (1 - 0,095) = 1,04 \cdot 0,95 \cdot (1 - 0,095) = 0,894 \text{ МПа.}$$

Теоретический процесс расширения пара от давления P_{III2} до давления $P_{IIID.3}$ изображается линией if_0 . При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке “Г” можно определить, кДж/кг:

$$i_f = i_i - (i_i - i_{f_0}) \cdot \eta_{oi}^{ICD-2} = 3630,796 - (3630,796 - 3110,035) \cdot 0,8977 = 3163,682$$

где $i_i = 3630,796$ кДж/кг – энтальпия пара после дросселирование,

$i_{f_0} = 3110,035$ кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения;

$\eta_{oi}^{ICD-2} = 0,8977$ внутренний относительный коэффициент полезного действия для второго цилиндра среднего давления.

Точку “G” определим с учетом дросселирования пара, МПа:

$$P'_{IIID.3} = P_{IIID.3} \cdot \eta_{op}^{ICD} = 0,249 \cdot 0,95 = 0,237 \text{ МПа.}$$

Теоретический процесс расширения пара от давления $P_{IIID.3}$ до давления P_K изображается линией GH_0 . При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке “Н” можно определить, кДж/кг:

$$i_H = i_G - (i_G - i_{H_0}) \cdot \eta_{oi}^{IHD} = 3247,292 - (3247,292 - 2409,215) \cdot 0,70 = 2260,244$$

где $i_G = 3247,292$ кДж/кг – энтальпия пара после дросселирование;

$i_{H_0} = 2409,215$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара в точке “H₀”;

$\eta_{oi}^{IHD} = 0,70$ внутренний относительный коэффициент полезного действия для цилиндра низкого давления.

Дополнение к п.п. 2.3:

Определим расход пара на сетевые подогреватели и посчитаем, составив уравнение, кг/с:

Нагрев сетевой воды в верхнем сетевом подогревателе

$$\Delta t_{ec} = t_{ec} - t_{nc} = 150 - 120,601 = 29,399 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Нагрев сетевой воды в нижнем сетевом подогревателе

$$\Delta t_{ec} = t_{nc} - t_{oc} = 120,601 - 70 = 50,601 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Расход пара на верхний сетевой подогреватель определяется, кг/с:

$$D_{ec} \cdot (i_D - h_{e_nc}) \cdot \eta_{mo} = G_{cв} \cdot \Delta t_{ec} \cdot c_e$$

$$D_{ec} = \frac{G_{cв} \cdot \Delta t_{ec} \cdot c_e}{(i_D - h_{e_nc}) \cdot \eta_{mo}} = \frac{138,915 \cdot 29,399 \cdot 4,186}{(3133,954 - 653,877) \cdot 0,98} = 7,034 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Нагрузка верхнего сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{ec} = G_{cв} \cdot \Delta t_{ec} \cdot c_e = 138,915 \cdot 29,399 \cdot 4,186 = 17096 \text{ кВт}$$

Расход пара на нижний сетевой подогреватель определяется, кг/с:

$$D_{nc} \cdot (i_f - h_{n_nc}) \cdot \eta_{mo} + D_{ec} \cdot (h_{n_ec} - h_{n_nc}) = G_{cв} \cdot \Delta t_{nc} \cdot c_e$$

$$D_{nc} = \frac{G_{cв} \cdot \Delta t_{nc} \cdot c_e}{(i_f - h_{n_nc}) \cdot \eta_{mo} + D_{ec} \cdot (h_{n_ec} - h_{n_nc})} =$$

$$= \frac{138,915 \cdot 50,601 \cdot 4,186}{(3163,283 - 527,622) + 7,026 \cdot (653,877 - 527,622)} = 11,048 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Нагрузка верхнего сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{nc} = G_{cв} \cdot \Delta t_{nc} \cdot c_e = 138,915 \cdot 50,601 \cdot 4,186 = 29424 \text{ кВт}$$

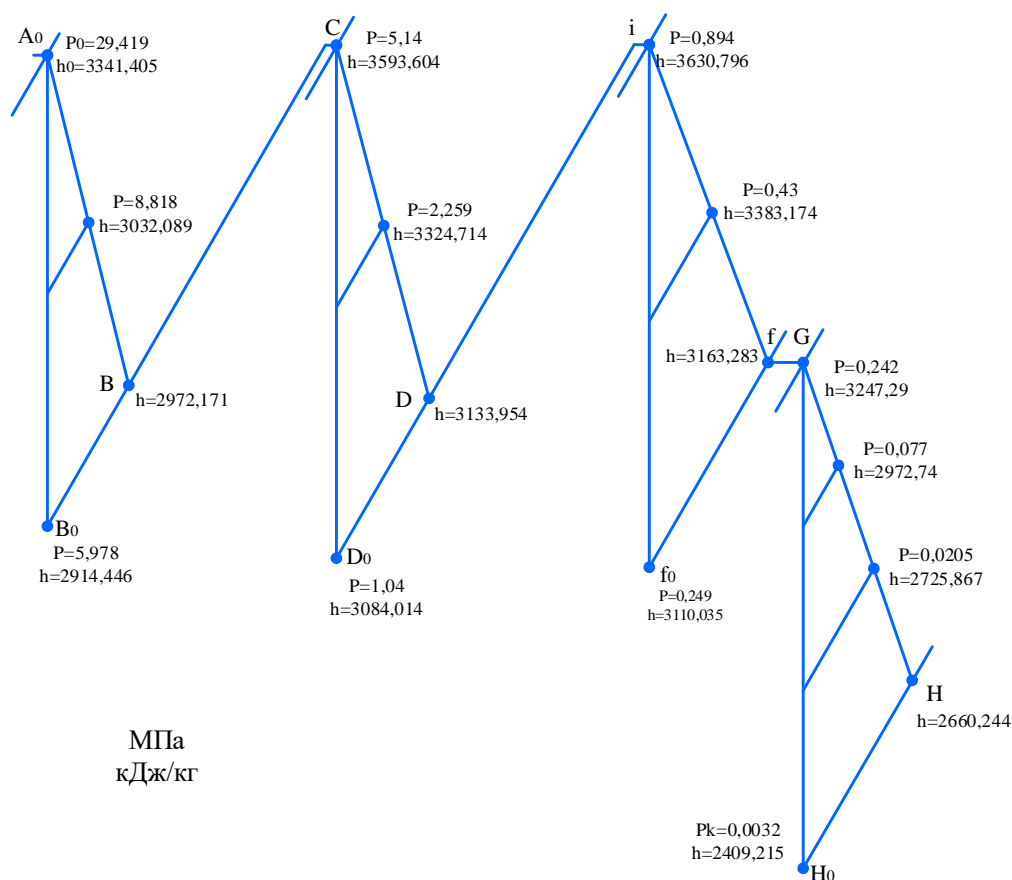


Рисунок 5— Процесс расширения пара в турбине К-660-300 в h-s диаграмме

2.5 Определение параметров по элементам схемы

Подогреватель высокого давления (ПВД7). Давление пара в отборе 8,818 МПа. Принимая потерю давления 5%, находим давление пара у подогревателя, МПа:

$$P_{\text{ПВД1}} = 8,818 \cdot 0,95 = 8,377$$

Температура насыщения греющего пара, °С:

$$t_n = 298,243$$

Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг:

$$\bar{t}_i = 1334,959$$

Температура питательной воды за подогревателем с учётом недогрева, °С:

$$t_{\text{пв}} = t_n - \vartheta_{\text{пвд}} = 298,243 - 3 = 295,243$$

Энтальпия питательной воды, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{пв}} = 1316,417$$

Энтальпия греющего пара (из i-s диаграммы), кДж/кг:

$$i_{\text{отб}} = 3032,089$$

Использованный теплоперепад турбиной до отбора на ПВД, кДж/кг:

$$h = h_0 - i_{\text{отб}} = 3341,405 - 3032,089 = 309,316$$

Также определяем параметры по другим элементам схемы. Результаты сводим в таблицу 9.

Таблица 9– Параметры элементов тепловой схемы

Величина	Давление отборного пара, МПа	Давление у подогревателя, МПа	Энтальпия пара, кДж/кг	Температура насыщения греющего пара, °С	Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг	Температура воды за подогревателем, °С	Энтальпия воды за подогревателем, кДж/кг	Использованный теплоперепад, кДж/кг
ПВД3	8,818	8,377	3032,089	298,243	1334,959	295,243	1324,231	309,316

Окончание таблицы 9

ПВД2	5,978	5,679	2972,171	272,023	1195,415	269,023	1178,832	87,453
ПВД1	2,259	2,146	3324,714	215,977	925,096	212,977	914,039	244,35
Деаэратор	1,04	1,04	3133,225	181,597	-	181,597	770,248	221,689
ПНД4	0,43	0,409	3409,89	144,372	607,992	139,372	586,951	221,519
ПНД3	0,249	0,237	3247,292	125,601	527,622	120,601	506,926	165,853
ПНД2	0,077	0,073	2972,738	91,094	-	91,094	381,573	274,553
ПНД1	0,0205	0,019	2725,867	59,485	248,99	54,485	228,755	246,872
Конденсатор	0,0032	0,0032	2660,244	25,159	-	25,159	105,505	195,416

2.6 Определение предварительного расхода пар на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности отопительных отборов:

для теплофикационного отбора верхнего сетевого подогревателя:

$$\xi_{П.ВС} = \left(\frac{i_D - i_H + \Delta h_{m2}}{h_0 + \Delta h_{m1} + \Delta h_{m2} - h_K} \right) =$$

$$= \left(\frac{3133,954 - 2660,244 + 496,842}{3341,405 + 621,433 + 496,842 - 2660,244} \right) = 0,539$$

где $\Delta h_{m1} = 621,433 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ – повышение энтальпии пара в промежуточном пароперегревателе №1;

$\Delta h_{m2} = 496,842 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ – повышение энтальпии пара в промежуточном пароперегревателе №2;

$i_H = 2660,244 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ – энтальпии пара перед конденсатором турбоустановки.

Коэффициент ценности потоков отбираемого пара в нижний сетевой подогреватель:

для теплофикационного отбора нижнего сетевого подогревателя:

$$\xi_{П.НС} = \left(\frac{i_f - i_H}{h_0 + \Delta h_{nn1} + \Delta h_{nn2} - i_H} \right) =$$

$$= \left(\frac{3163,283 - 2660,244}{3341,405 + 621,433 + 496,842 - 2660,244} \right) = 0,28$$

для отбора на ТПН:

$$\xi_{ТПН} = \left(\frac{i_D - i_H + \Delta h_{nn2}}{h_0 + \Delta h_{nn1} + \Delta h_{nn2} - h_K} \right) =$$

$$= \left(\frac{3133,954 - 2660,244 + 496,842}{3341,405 + 621,433 + 496,842 - 2660,244} \right) = 0,539$$

Расход пара на турбопривод питательного насоса составит, кг/с:

$$D_{mn} = \frac{G_{нс} \cdot v_{нс} \cdot (P_{наг.ПН.2} - P_{наг.ПН.1})}{(i_D - i_H) \cdot \eta_{мтн} \cdot \eta_n} = \frac{515,232 \cdot 0,001 \cdot (43,4 - 15)}{(3133,954 - 2660,244) \cdot 0,98 \cdot 0,75} = 45,63$$

где $G_{нс} = 515,232$ кг/с – расход питательной воды с учетом всех потерь по пароводяному тракту;

$P_{наг.ПН.2} = 43,4$ МПа – давление нагнетания питательной воды насосом второй ступени;

$P_{наг.ПН.1} = 15$ МПа – давление нагнетания питательной воды насосом первой ступени;

$\eta_{мтн} = 0,98$ – КПД механизма турбопривода;

$\eta_n = 0,75$ – КПД насоса.

Принимая коэффициент регенерации $K_p = 1,36259$ расход пара на турбину составит, кг/с:

$$D_o = K_p \cdot \left(\frac{W_{\text{э}}}{H_i \cdot \eta_{\text{эм}}} + y_{\text{вс}} \cdot D_{\text{вс}} + y_{\text{нс}} \cdot D_{\text{нс}} + y_{\text{тпн}} \cdot D_{\text{тпн}} \right) =$$

$$= 1,36259 \cdot \left(\frac{650000}{2010,405 \cdot 0,98} + 0,539 \cdot 7,034 + 0,28 \cdot 11,048 + 0,539 \cdot 45,634 \right) =$$

$$= 492,468$$

где $H_i = 2010,405$ кДж/кг – теплоперепад срабатываемый турбиной;

$\eta_{\text{эм}} = 0,98$ – электромеханический КПД.

2.7 Расчет регенеративной схемы ПВД

Расчетная схема ПВД представлена на рисунке 6.

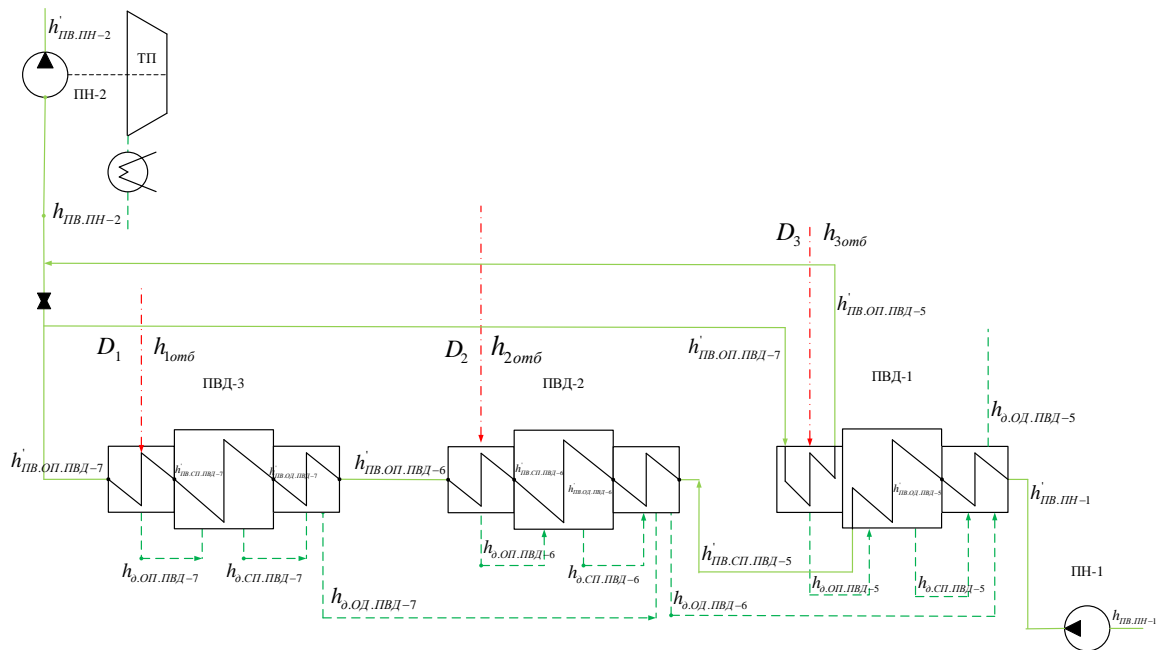


Рисунок 6 – Схема включения подогревателей высокого давления

Таблица 10 – Параметры элементов тепловой схемы ПВД

Величина	ПВД-3			ПВД-2			ПВД-1		
	ОП	СП	ОД	ОП	СП	ОД	ОП	СП	ОД
Давление по пару, МПа	8,377			5,679			2,146		
Энтальпия пара, кДж/кг	3032,1	2820	1334,9	2944,6	2841,7	1195,4	3352,9	2837,5	925,1
Энтальпия дренажа, кДж/кг	2820	1334,9		2841,7	1195,4		2837,5	925,1	
Энтальпия воды на входе, кДж/кг	1308,5			1177,2					783,7
Энтальпия воды на выходе, кДж/кг		1308,5			1177,2			918,22	
Температура питательной воды на входе, °С	295,24			269,02			212,98		186,2
Температура питательной воды на выходе, °С		295,24			269,02			212,98	

Как видно из таблицы многие параметры элементов тепловой схемы ПВД неизвестны. Для того чтобы найти все неизвестные величины воспользуемся математическим моделированием теплоэнергетическим процессов. Для это воспользуемся программой Mathcad Prime 7.0.0. с подключенной библиотекой WaterSteam.

Уравнение теплового баланса для ПВД-7:

$$\begin{aligned}
 D_1 \cdot (h_{1отб} - h_{\partial.ОП.ПВД-7}) &= G_{ПВ} \cdot (h'_{ПВ.ОП.ПВД-7} - h'_{ПВ.СП.ПВД-7}) \\
 D_1 \cdot (h_{\partial.ОП.ПВД-7} - h_{\partial.СП.ПВД-7}) &= G_{ПВ} \cdot (h'_{ПВ.СП.ПВД-7} - h'_{ПВ.ОД.ПВД-7}) \\
 D_1 \cdot (h_{\partial.СП.ПВД-7} - h_{\partial.ОД.ПВД-7}) &= G_{ПВ} \cdot (h'_{ПВ.ОД.ПВД-7} - h'_{ПВ.ОП.ПВД-6}) \\
 h_{\partial.ОД.ПВД-7} &= \left(\frac{h'_{ПВ.ОП.ПВД-6}}{c_6} + 8 \text{ K} \right) \cdot c_6 \\
 D_1 \cdot (3032,1 - 2820,035) &= 515,414 \cdot (h'_{ПВ.ОП.ПВД-7} - 1308,512) \\
 D_1 \cdot (2820 - 1334,959) &= 515,414 \cdot (1308,512 - h'_{ПВ.ОД.ПВД-7}) \\
 D_1 \cdot (1334,959 - h_{\partial.ОД.ПВД-7}) &= 515,414 \cdot (h'_{ПВ.ОД.ПВД-7} - h'_{ПВ.ОП.ПВД-6}) \\
 h_{\partial.ОД.ПВД-7} &= \left(\frac{h'_{ПВ.ОП.ПВД-6}}{4,186} + 8 \text{ K} \right) \cdot 4,186
 \end{aligned}$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-6:

$$\begin{aligned}
 D_2 \cdot (h_{2отб} - h_{\partial.ОП.ПВД-6}) &= G_{ПВ} \cdot (h'_{ПВ.ОП.ПВД-6} - h'_{ПВ.СП.ПВД-6}) \\
 D_2 \cdot (h_{\partial.ОП.ПВД-6} - h_{\partial.СП.ПВД-6}) &= G_{ПВ} \cdot (h'_{ПВ.СП.ПВД-6} - h'_{ПВ.ОД.ПВД-6}) \\
 D_2 \cdot (h_{\partial.СП.ПВД-6} - h_{\partial.ОД.ПВД-6}) + D_1 \cdot (h_{\partial.ОД.ПВД-7} - h_{\partial.ОД.ПВД-6}) &= \\
 = G_{ПВ} \cdot (h'_{ПВ.ОД.ПВД-6} - h'_{ПВ.СП.ПВД-5}) & \\
 h_{\partial.ОД.ПВД-6} &= \left(\frac{h'_{ПВ.СП.ПВД-5}}{c_6} + 8 \text{ K} \right) \cdot c_6
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
D_2 \cdot (2944,636 - 2841,7) &= 515,232 \cdot (h'_{ПВ.ОП.ПВД-6} - 1177,176) \\
D_2 \cdot (2841,7 - 1195,415) &= 515,232 \cdot (1178,8 - h'_{ПВ.ОД.ПВД-6}) \\
D_2 \cdot (1195,415 - h_{\partial.ОД.ПВД-6}) + D_1 \cdot (h_{\partial.ОД.ПВД-7} - h_{\partial.ОД.ПВД-6}) &= \\
= 515,232 \cdot (h'_{ПВ.ОД.ПВД-6} - h'_{ПВ.ОП.ПВД-5}) \\
h_{\partial.ОД.ПВД-6} &= \left(\frac{h'_{ПВ.СП.ПВД-5}}{4,186} + 8 \text{ K} \right) \cdot 4,186
\end{aligned}$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-5:

$$\begin{aligned}
D_3 \cdot (h_{3отб} - h_{\partial.ОП.ПВД-5}) &= \alpha \cdot G_{ПВ} \cdot (h'_{ПВ.ОП.ПВД-5} - h'_{ПВ.ОП.ПВД-7}) \\
D_3 \cdot (h_{\partial.ОП.ПВД-5} - h_{\partial.СП.ПВД-5}) &= G_{ПВ} \cdot (h'_{ПВ.СП.ПВД-5} - h'_{ПВ.ОД.ПВД-5}) \\
D_3 \cdot (h_{\partial.СП.ПВД-5} - h_{\partial.ОД.ПВД-5}) + (D_1 + D_2) \cdot (h_{\partial.ОД.ПВД-6} - h_{\partial.ОД.ПВД-5}) &= \\
= G_{ПВ} \cdot (h'_{ПВ.ОД.ПВД-5} - h'_{ПВ.ПН-1}) \\
h_{\partial.ОД.ПВД-5} &= \left(\frac{h'_{ПВ.ПН-1}}{c_g} + 8 \text{ K} \right) \cdot c_g \\
D_3 \cdot (3324,714 - 2837,873) &= 0,3 \cdot 515,232 \cdot (h'_{ПВ.ОП.ПВД-5} - h'_{ПВ.ОП.ПВД-7}) \\
D_3 \cdot (2837,873 - 925,1) &= 515,232 \cdot (918,217 - h'_{ПВ.ОД.ПВД-5}) \\
D_3 \cdot (925,1 - h_{\partial.ОД.ПВД-5}) + (D_1 + D_2) \cdot (h_{\partial.ОД.ПВД-6} - h_{\partial.ОД.ПВД-5}) &= \\
= 515,232 \cdot (h'_{ПВ.ОД.ПВД-5} - 800,31) \\
h_{\partial.ОД.ПВД-5} &= \left(\frac{800,31}{4,186} + 8 \text{ K} \right) \cdot 4,186
\end{aligned}$$

Уравнение точки смещения перед ПН-2:

$$\begin{aligned}
(G_{ПВ} - 0,3 \cdot G_{ПВ}) \cdot h'_{ПВ.ОП.ПВД-7} + 0,3 \cdot G_{ПВ} \cdot h'_{ПВ.ОП.ПВД-5} &= G_{ПВ} \cdot h_{ПВ.ПН-2} \\
(515,232 - 0,3 \cdot 515,232) \cdot h'_{ПВ.ОП.ПВД-7} + 0,3 \cdot 515,232 \cdot h'_{ПВ.ОП.ПВД-5} &= \\
= 515,232 \cdot h_{ПВ.ПН-2}
\end{aligned}$$

После вычисление всех систем уравнений, я получил следующие результаты:

$$\begin{aligned}
D_1 &= 38,192 \frac{\text{кг}}{\text{с}} & h'_{\text{ПВ.ОП.ПВД-7}} &= 1324,231 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \\
D_2 &= 65,099 \frac{\text{кг}}{\text{с}} & h'_{\text{ПВ.ОД.ПВД-7}} &= 1198,43 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \\
D_3 &= 24,236 \frac{\text{кг}}{\text{с}} & h'_{\text{д.ОД.ПВД-7}} &= 1223,669 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \\
h'_{\text{ПВ.ОП.ПВД-6}} &= 1190,181 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} & h'_{\text{ПВ.ОП.ПВД-5}} &= 1400,566 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \\
h'_{\text{ПВ.ОД.ПВД-6}} &= 969,169 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} & h'_{\text{ПВ.ОД.ПВД-5}} &= 828,242 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \\
h'_{\text{д.ОД.ПВД-6}} &= 951,705 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} & h'_{\text{д.ОД.ПВД-5}} &= 833,798 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \\
h'_{\text{ПВ.ПН-2}} &= 1347,131 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}
\end{aligned}$$

где $h'_{\text{ПН-1}}$ - энтальпия питательной воды на выходе ПН-1, определим с учётом нагрева её в питательном насосе, кДж/кг:

$$\begin{aligned}
h'_{\text{ПВ.ПН-1}} &= h_{\text{ПВ.ПН-1}} + \frac{(P_{\text{наг.ПН-1}} - P_{\text{деаэрактор}}) \cdot V}{\eta_n} = \\
&= 770,248 + \frac{(15 - 1,04) \cdot 0,001}{0,75} = 800,31
\end{aligned}$$

где $h_{\text{ПВ.ПН-1}} = 770,248$ - энтальпия питательной воды на входе в ПН-1, кДж/кг:

$P_{\text{наг.ПН.1}} = 15$ МПа – давление нагнетания питательной воды насосом первой ступени;

$P_{\text{деаэрактор}} = 1,04$ МПа – давление во входном патрубке питательной воды насосом первой ступени;

$V = 0,001$ м³/кг – удельный объем питательной воды;

$\eta_n = 0,75$ - КПД насоса.

где $h'_{\text{ПН-2}}$ - энтальпия питательной воды на выходе ПН-2, определим с учётом нагрева её в питательном насосе, кДж/кг:

$$h'_{ПВ.ПН-2} = h_{ПВ.ПН-2} + \frac{(P_{наг.ПН-2} - P_{вс.ПН-2}) \cdot V}{\eta_H} =$$

$$= 1347,131 + \frac{(43,4 - 15) \cdot 0,001}{0,75} = 1387,963$$

где $h_{ПВ.ПН-2} = 1347,131$ - энтальпия питательной воды на входе в ПН-1, кДж/кг:

$P_{наг.ПН-2} = 43,4$ МПа – давление нагнетания питательной воды насосом первой ступени;

$P_{вс.ПН-2} = 15$ МПа – давление во входном патрубке питательной воды насосом первой ступени;

$V = 0,001$ м³/кг – удельный объем питательной воды;

$\eta_H = 0,75$ - КПД насоса.

2.8 Расчет деаэратора

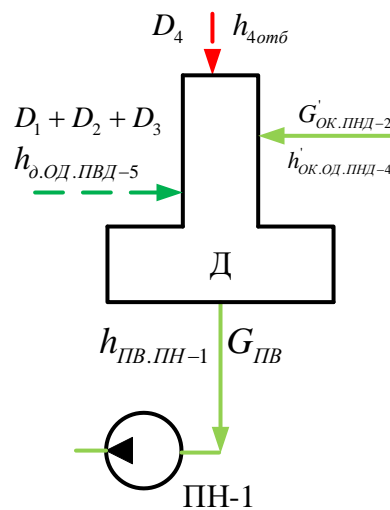


Рисунок 7 – Схема включения деаэратора

Уравнения материального и теплового баланса:

$$D_4 + (D_1 + D_2 + D_3) + G'_{ОК.ПНД-2} = G_{ПВ}$$

$$D_4 \cdot h_{4отб} + (D_1 + D_2 + D_3) \cdot h_{д.ОД.ПВД-5} + G'_{ОК.ПНД-2} \cdot h'_{ОК.ОД.ПНД-4} =$$

$$= G_{ПВ} \cdot h_{ПВ.ПН-1}$$

Для того чтобы найти все неизвестные величины воспользуемся математическим моделированием теплоэнергетическим процессов. Для это

воспользуемся программой Mathcad Prime 7.0.0. с подключенной библиотекой WaterSteam.

$$D_4 + (38,192 + 65,099 + 24,236) + G'_{ОК.ПНД-2} = 515,232$$

$$D_4 \cdot 3133,954 + (38,192 + 65,099 + 24,236) \cdot 833,798 + G'_{ОК.ПНД-2} \cdot h'_{ОК.ОД.ПНД-4} = 515,232 \cdot 770,248$$

Так как данная система уравнений заведомо является нерешаемой, потому что количество неизвестных превышает количество уравнений в системе. Данные уравнения будут рассчитаны вместе с системой уравнений ПНД.

2.9 Расчет регенеративной схемы ПНД

Расчетная схема ПНД представлена на рисунке 8.

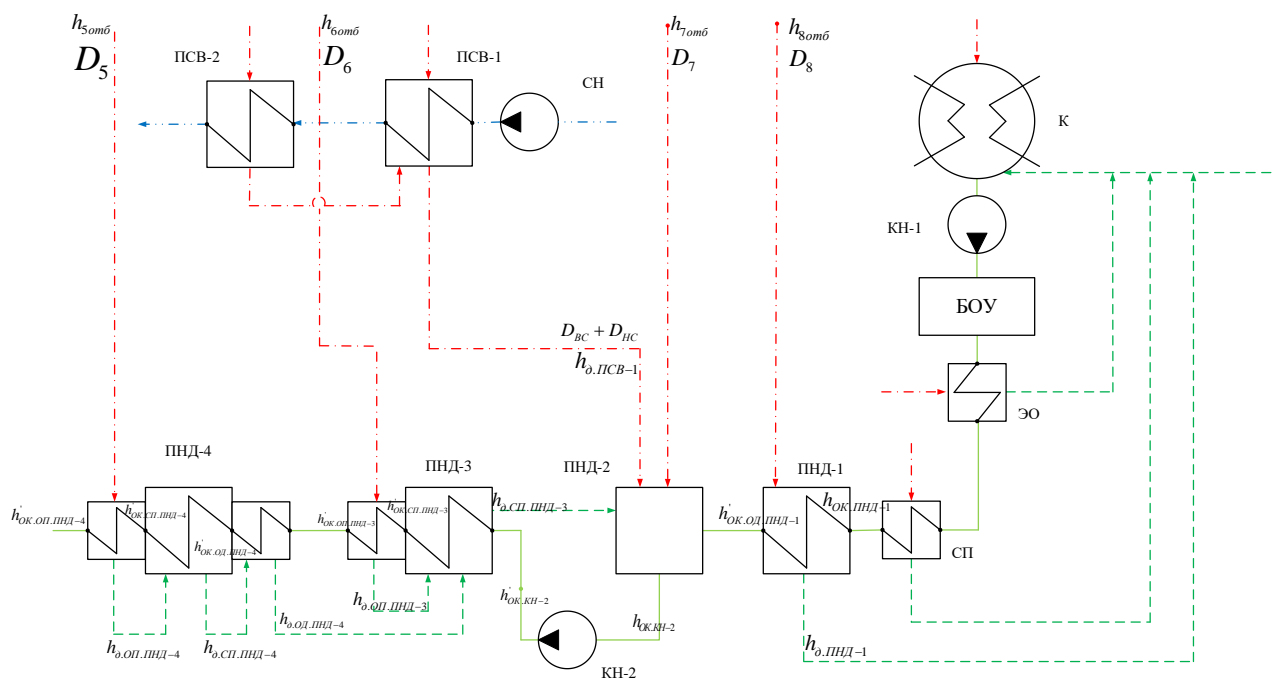


Рисунок 8 – Схема включения подогревателей низкого давления

Таблица 11 – Параметры элементов тепловой схемы ПНД

Величина	ПНД-4			ПНД-3		ПНД-2	ПНД-1
	ОП	СП	ОД	ОП	СП		
Давление по пару, МПа	0,409			0,237		0,073	0,019
Энтальпия пара, кДж/кг	3383,174	2767,57	607,992	3220,233	3039,808	2972,738	2725,867

Окончание таблицы 11

Энтальпия дренажа, кДж/кг	2767,57	607,992		3039,808	527,622	-	248,999
Энтальпия воды на входе, кДж/кг	586,951			506,926	382,909	228,136	147,372
Энтальпия воды на выходе, кДж/кг		586,951			506,926	381,573	228,136
Температура питательной воды на входе, °С	139,372			120,601	91,233	54,485	35,159
Температура питательной воды на выходе, °С		139,372			120,601	91,094	54,485

Как видно из таблицы многие параметры элементов тепловой схемы ПНД неизвестны. Для того чтобы найти все неизвестные величины воспользуемся математическим моделированием теплоэнергетическим процессов. Для это воспользуемся программой Mathcad Prime 7.0.0. с подключенной библиотекой WaterSteam.

Уравнение теплового баланса для ПНД-4

$$D_5 \cdot (h_{5отб} - h_{\partial.ОП.ПНД-4}) = G'_{ОК.ПНД-2} \cdot (h'_{ОК.ОП.ПНД-4} - h'_{ОК.СП.ПНД-4})$$

$$D_5 \cdot (h_{\partial.ОП.ПНД-4} - h_{\partial.СП.ПНД-4}) = G'_{ОК.ПНД-2} \cdot (h'_{ОК.СП.ПНД-4} - h'_{ОК.ОД.ПНД-4})$$

$$D_5 \cdot (h_{\partial.СП.ПНД-4} - h_{\partial.ОД.ПНД-4}) = G'_{ОК.ПНД-2} \cdot (h'_{ОК.ОД.ПНД-4} - h'_{ОК.ОП.ПНД-3})$$

$$h_{\partial.ОД.ПНД-4} = \left(\frac{h'_{ОК.ОП.ПНД-3}}{c_e} + 8 \text{ K} \right) \cdot c_e$$

$$D_5 \cdot (3383,174 - 2767,57) = G'_{ОК.ПНД-2} \cdot (h'_{ОК.ОП.ПНД-4} - 586,951)$$

$$D_5 \cdot (2767,57 - 607,992) = G'_{ОК.ПНД-2} \cdot (586,951 - h'_{ОК.ОД.ПНД-4})$$

$$D_5 \cdot (607,992 - h_{\partial.ОД.ПНД-4}) = G'_{ОК.ПНД-2} \cdot (h'_{ОК.ОД.ПНД-4} - h'_{ОК.ОП.ПНД-3})$$

$$h_{\partial.ОД.ПНД-4} = \left(\frac{h'_{ОК.ОП.ПНД-3}}{4,186} + 8 \text{ K} \right) \cdot 4,186$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-3:

$$\begin{aligned}
D_6 \cdot (h_{6отб} - h_{\partial.ОП.ПНД-3}) &= G'_{ОК.ПНД-2} \cdot (h'_{ОК.ОП.ПНД-3} - h'_{ОК.СП.ПНД-3}) \\
D_6 \cdot (h_{\partial.ОП.ПНД-3} - h_{\partial.СП.ПНД-3}) + D_5 \cdot (h_{\partial.ОД.ПНД-4} - h_{\partial.СП.ПНД-3}) &= \\
G'_{ОК.ПНД-2} \cdot (h'_{ОК.СП.ПНД-3} - h'_{ОК.КН-2}) & \\
D_6 \cdot (3220,233 - 3039,808) &= G'_{ОК.ПНД-2} \cdot (h'_{ОК.ОП.ПНД-3} - 506,926) \\
D_6 \cdot (3039,808 - 527,622) + D_5 \cdot (h_{\partial.ОД.ПНД-4} - 527,622) &= \\
= G'_{ОК.ПНД-2} \cdot (506,926 - h'_{ОК.КН-2}) &
\end{aligned}$$

Уравнения материального и теплового баланса ПНД-2:

$$\begin{aligned}
D_7 + (D_{ВС} + D_{НС}) + (D_5 + D_6) + G'_{ОК.ПНД-1} &= G'_{ОК.ПНД-2} \\
D_7 \cdot (h_{7отб}) + D_{ВС} \cdot h_{\partial.ПСВ} + (D_5 + D_6) \cdot h_{\partial.СП.ПНД-3} + G'_{ОК.ПНД-1} \cdot h'_{ОК.ОД.ПНД-1} &= \\
= G'_{ОК.ПНД-2} \cdot h_{ОК.ПНД-2} & \\
D_7 + (7,034 + 11,048) + (D_5 + D_6) + G'_{ОК.ПНД-1} &= 377,412 \\
D_7 \cdot 2972,738 + (7,034 + 11,048) \cdot 527,622 + (D_5 + D_6) \cdot 527,622 + & \\
+ G'_{ОК.ПНД-1} \cdot 228,136 = G'_{ОК.ПНД-2} \cdot 381,573 &
\end{aligned}$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-1:

$$\begin{aligned}
D_8 \cdot (h_{8отб} - h_{\partial.ПНД-1}) &= G'_{ОК.ПНД-1} \cdot (h'_{ОК.ПНД-1} - h_{ОК.ПНД-1}) \\
D_8 \cdot (2725,867 - 248,99) &= G'_{ОК.ПНД-1} \cdot (228,136 - 147,372)
\end{aligned}$$

где $h'_{ОК.КН-2}$ - энтальпия основного конденсата на выходе КН-2, определим с учётом нагрева её в питательном насосе, кДж/кг:

$$\begin{aligned}
h'_{ОК.КН-2} &= h_{ОК.КН-2} + \frac{(P_{деаэратор} - P_{вс.КН-2}) \cdot V}{\eta_H} = \\
&= 381,573 + \frac{(1,04 - 0,073) \cdot 0,001}{0,75} = 382,909
\end{aligned}$$

где $h_{ОК.КН-2} = 381,573$ - энтальпия питательной воды на входе в КН-2, кДж/кг:

$P_{деаэратор} = 1,04$ МПа – давление нагнетания основного конденсата насосом второй ступени;

$P_{вс.КН-2} = 0,073$ МПа – давление основного конденсата во входном патрубке конденсатного насоса второй ступени;

$V = 0,001 \text{ м}^3/\text{кг}$ – удельный объем основного конденсата;

$\eta_n = 0,75$ - КПД насоса.

После вычисление всех систем уравнений, я получил следующие результаты:

$$D_4 = 21,883 \frac{\text{кг}}{\text{с}} \quad h'_{\text{ОК.ОП.ПНД-4}} = 606,7 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

$$D_5 = 11,736 \frac{\text{кг}}{\text{с}} \quad h'_{\text{ОК.ОД.ПНД-4}} = 517,667 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

$$D_6 = 17,958 \frac{\text{кг}}{\text{с}} \quad h'_{\text{д.ОД.ПНД-4}} = 549,271 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

$$D_7 = 15,238 \frac{\text{кг}}{\text{с}} \quad h'_{\text{ОК.ОП.ПВД-3}} = 515,783 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

$$D_8 = 9,874 \frac{\text{кг}}{\text{с}} \quad G'_{\text{ОК.ПНД-1}} = 302,808 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$G'_{\text{ОК.ПНД-2}} = 365,982 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Проверка баланса пара в турбине:

$$D_{\text{после.1.отбора}} = D_0 - D_1 = 492,293 - 38,192 = 454,102 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$D_{\text{после.2.отбора}} = D_{\text{после.1.отбора}} - D_2 = 454,102 - 65,099 = 389,003 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$D_{\text{после.3.отбора}} = D_{\text{после.2.отбора}} - D_3 = 389,003 - 24,236 = 364,767 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$D_{\text{после.4.отбора.до.ТПН}} = D_{\text{после.3.отбора}} - D_4 - D_{\text{ВС}} = 364,767 - 21,883 - 7,034 = 335,85 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$D_{\text{после.4.отбора.после.ТПН}} = D_{\text{после.4.отбора.до.ТПН}} - D_{\text{тп}} = 335,85 - 45,634 = 290,216 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$D_{\text{после.5.отбора}} = D_{\text{после.4.отбора.после.ТПН}} - D_5 = 290,216 - 11,736 = 278,48 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$D_{\text{после.6.отбора}} = D_{\text{после.5.отбора}} - D_6 - D_{\text{НС}} = 278,48 - 17,958 - 11,048 = 249,474 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$D_{\text{после.7.отбора}} = D_{\text{после.6.отбора}} - D_7 = 249,474 - 15,238 = 234,236 \quad \frac{\text{к}\mathcal{Z}}{\text{с}}$$

$$D_{\text{после.8.отбора}} = D_{\text{после.7.отбора}} - D_8 = 234,236 - 9,874 = 224,362 \quad \frac{\text{к}\mathcal{Z}}{\text{с}}$$

$$\begin{aligned} G'_{\text{ОК.ПНД-1}} - D_8 - D_{\text{мп}} - (D_{\text{ЭЖ}} + D_{\text{УПЛ}} + D_{\text{УТ}} + D_{\text{СН}}) = \\ = 302,808 - 9,874 - 45,634 - (2,294 + 4,588 + 5,046 + 11,01) = 224,362 \quad \frac{\text{к}\mathcal{Z}}{\text{с}} \end{aligned}$$

Данная проверка показала, что два последних значения совпадают, значит все выполненные расчеты верны.

Проверка по мощности:

$$W_{\text{э1}} = D_0 \cdot H_1 \cdot \eta_{\text{эм}} = 492,293 \cdot 309,316 \cdot 0,98 = 149,229 \quad \text{МВт}$$

$$W_{\text{э2}} = (D_{\text{после.1.отбора}}) \cdot H_2 \cdot \eta_{\text{эм}} = 454102 \cdot 87,453 \cdot 0,98 = 38,919 \quad \text{МВт}$$

$$W_{\text{э3}} = (D_{\text{после.2.отбора}}) \cdot H_3 \cdot \eta_{\text{эм}} = 389,003 \cdot 268,891 \cdot 0,98 = 102,507 \quad \text{МВт}$$

$$W_{\text{э4}} = (D_{\text{после.3.отбора}}) \cdot H_4 \cdot \eta_{\text{эм}} = 364,767 \cdot 217,342 \cdot 0,98 = 77,693 \quad \text{МВт}$$

$$\begin{aligned} W_{\text{э5}} &= (D_{\text{после.4.отбора.после.ТПН}}) \cdot H_5 \cdot \eta_{\text{эм}} = 290,216 \cdot 247,622 \cdot 0,98 = \\ &= 70,427 \quad \text{МВт} \end{aligned}$$

$$W_{\text{э6}} = (D_{\text{после.5.отбора}}) \cdot H_6 \cdot \eta_{\text{эм}} = 278,48 \cdot 162,941 \cdot 0,98 = 44,468 \quad \text{МВт}$$

$$W_{\text{э7}} = (D_{\text{после.6.отбора}}) \cdot H_7 \cdot \eta_{\text{эм}} = 249,474 \cdot 274,553 \cdot 0,98 = 67,124 \quad \text{МВт}$$

$$W_{\text{э8}} = (D_{\text{после.7.отбора}}) \cdot H_8 \cdot \eta_{\text{эм}} = 234,236 \cdot 246,872 \cdot 0,98 = 56,67 \quad \text{МВт}$$

$$W_{\text{э.к}} = (D_{\text{после.8.отбора}}) \cdot H_9 \cdot \eta_{\text{эм}} = 224,362 \cdot 195,416 \cdot 0,98 = 42,967 \quad \text{МВт}$$

$$\begin{aligned} W_{\text{эп}} &= W_{\text{э1}} + W_{\text{э2}} + W_{\text{э3}} + W_{\text{э4}} + W_{\text{э5}} + W_{\text{э6}} + W_{\text{э7}} + W_{\text{э8}} + W_{\text{э.к}} = \\ &= 149,229 + 38,919 + 102,507 + 77,693 + 70,427 + \\ &+ 44,468 + 67,124 + 56,67 + 42,967 = 650,003 \quad \text{МВт} \end{aligned}$$

Погрешность расчета составляет:

$$\delta = \left| \frac{W_{\text{э}} - W_{\text{эп}}}{W_{\text{э}}} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{650 - 650,003}{650} \right| \cdot 100\% = 0$$

Погрешность составляет не более 2 %, что допустимо.

2.10 Расчет технико-экономических показателей работы станции

Для расчета технико-экономических показателей работы станции воспользуемся методом ОРГРЭС.

Расход тепла на турбоустановку, кВт:

$$\begin{aligned} Q_{my} &= D_0 \cdot (h_0 - h'_{ПВ.ПН-2}) + D_{ПП1} \cdot (i_c - i_B) + D_{ПП2} \cdot (i_i - i_D) = \\ &= 492,293 \cdot (3341,405 - 1387,963) + 389,003 \cdot (3593,604 - 2972,171) + \\ &+ 290,216 \cdot (3630,796 - 3133,954) = 1347,597 \text{ МВт} \end{aligned}$$

Затраченная теплота на сетевые подогреватели, МВт:

$$\begin{aligned} Q_m &= D_{вс} \cdot (i_D - i_{н_вс}) + D_{нс} \cdot (i_f - i_{н_нс}) = \\ &= 7,034 \cdot (3133,954 - 653,877) + 11,048 \cdot (3163,283 - 527,622) = 46,563 \text{ МВт} \end{aligned}$$

Расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии, МВт:

$$Q_{my}^э = Q_{my} - Q_m = 1347,597 - 46,563 = 1301,034 \text{ МВт}$$

КПД по производству электроэнергии,

$$\eta_{эmy} = \frac{W_э}{Q_{my}^э} = \frac{650}{1301,034} = 0,5$$

Полный расход условного топлива, кг/с

$$B = \frac{Q_{my}}{Q_n^p \cdot \eta_{пг}} = \frac{1347,597}{29300 \cdot 0,94} = 48,929 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

где $Q_n^p = 29300 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ – низшая теплота сгорания условного топлива

Расход тепла на собственные нужды турбоустановки на производство электроэнергии, МВт:

$$Q_{my}^{с.н.} = Q_{my} \cdot 0,01 = 1347,597 \cdot 0,01 = 13,476 \text{ МВт}$$

Коэффициент ценности потоков отбираемого пара в верхний сетевой подогреватель,

$$\begin{aligned}\xi_{П.ВС} &= \left(\frac{i_D - i_H + \Delta h_{m2}}{h_0 + \Delta h_{m1} + \Delta h_{m2} - h_K} \right) \cdot \left(1 + k \cdot \frac{h_0 + \Delta h_{m1} - i_D}{h_0 + \Delta h_{m1} + \Delta h_{m2} - i_H} \right) = \\ &= \left(\frac{3133,954 - 2530,45 + 496,842}{3341,405 + 621,433 + 496,842 - 2530,45} \right) \cdot \\ &\cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3341,405 + 621,433 - 3133,954}{3341,405 + 621,433 + 496,842 - 2530,45} \right) = 0,639\end{aligned}$$

где $\Delta h_{m1} = 621,433 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ – повышение энтальпии пара в промежуточном пароперегревателе №1;

$\Delta h_{m2} = 496,842 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ – повышение энтальпии пара в промежуточном пароперегревателе №2;

$i_H = 2660,244 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ – энтальпии пара перед конденсатором турбоустановки.

Коэффициент ценности потоков отбираемого пара в нижней сетевой подогреватель,

$$\begin{aligned}\xi_{П.НС} &= \left(\frac{i_f - i_H}{h_0 + \Delta h_{m1} + \Delta h_{m2} - h_K} \right) \cdot \left(1 + k \cdot \frac{h_0 + \Delta h_{m1} + \Delta h_{m2} - i_f}{h_0 + \Delta h_{m1} + \Delta h_{m2} - i_H} \right) = \\ &= \left(\frac{3163,283 - 2660,244}{3341,405 + 621,433 + 496,842 - 2530,45} \right) \cdot \\ &\cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3341,405 + 621,433 + 496,842 - 3163,283}{3341,405 + 621,433 + 496,842 - 2660,244} \right) = 0,36\end{aligned}$$

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии за счет отборов, МВт:

$$\begin{aligned}\Delta Q_{отб} &= Q_{вс} \cdot (1 - \xi_{П.ВС}) + Q_{нс} \cdot (1 - \xi_{П.НС}) = \\ &= 17,096 \cdot (1 - 0,639) + 29,424 \cdot (1 - 0,36) = 25,004 \text{ МВт}\end{aligned}$$

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлам на производство электроэнергии:

$$K_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{мы}}^{\text{э}} + Q_{\text{мы}}^{\text{с.н.}} + \Delta Q_{\text{омб}}}{Q_{\text{мы}}^{\text{э}} + Q_{\text{мы}}^{\text{с.н.}} + \Delta Q_{\text{омб}} + Q_{\text{вс}} + Q_{\text{нс}}} =$$

$$= \frac{1301,034 + 13,476 + 25,004}{1301,034 + 13,476 + 25,004 + 17,096 + 29,424} = 0,966$$

Расход топлива на выработку электрической энергии, кг/с:

$$W_{\text{омн}} = W_{\text{э}} - 0,045 \cdot W_{\text{э}} = 650 - 0,045 \cdot 650 = 620,75 \quad \text{МВт}$$

$$W_{\text{э.с.н.}} = 0,045 \cdot W_{\text{э}} = 29,25 \quad \text{МВт}$$

$$B_{\text{э}} = B \cdot K_{\text{э}} \cdot \frac{W_{\text{омн}}}{W_{\text{э}} - W_{\text{э.с.н.}}} = 48,929 \cdot 0,966 \cdot \frac{620,75}{650 - 29,25} = 47,287 \quad \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Расход топлива на выработку тепловой энергии, кг/с:

$$B_{\text{т}} = B - B_{\text{э}} = 48,929 - 47,287 = 1,642 \quad \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Расход тепла на КЭС, МВт:

$$Q_{\text{КЭС}} = \frac{Q_{\text{мы}}}{\eta_{\text{не}}} = \frac{1347,597}{0,94} = 1433,614 \quad \text{МВт}$$

Удельный расход теплоты брутто на производство электроэнергии:

$$q_{\text{бр.КЭС}} = \frac{Q_{\text{КЭС}}}{W_{\text{э}}} = \frac{1433,614}{650} = 2,206$$

КПД брутто КЭС по производству электрической энергии:

$$\eta_{\text{бр.КЭС}} = \frac{1}{q_{\text{бр.КЭС}}} = \frac{1}{2,206} = 0,453$$

КПД на собственные нужды:

$$\eta_{\text{с.н.}} = \frac{W_{\text{э}} \cdot (1 - e_{\text{с.н.}})}{W_{\text{э}}} = \frac{650 \cdot (1 - 0,05)}{650} = 0,95$$

КПД нетто КЭС по производству электрической энергии:

$$\eta_{\text{нт.КЭС}} = \eta_{\text{бр.КЭС}} \cdot \eta_{\text{с.н.}} = 0,453 \cdot 0,95 = 0,431$$

Удельный расход теплоты нетто на КЭС, кДж/кВт·ч:

$$q_{\text{ит.КЭС}} = \frac{3600}{\eta_{\text{ит.КЭС}}} = \frac{3600}{0,431} = 8357,912 \frac{\text{кДж}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

Удельный расход условного топлива на отпущенную электрическую энергию, кг у.т./ кВт·ч:

$$b_{\text{э}} = \frac{B_{\text{э}}}{W_{\text{отп}}} = \frac{47,287}{620,75} = 0,274 \frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

Удельный расход условного топлива на тепло переданное потребителю, кг у.т./ ГДж:

$$b_m = \frac{B_m}{Q_{\text{вс}} + Q_{\text{нс}}} = \frac{1,642}{17,096 + 29,424} = 35,301 \frac{\text{кг}}{\text{ГДж}}$$

Коэффициент при раздельном производстве:

$$K_{\text{ОТРК}} = \frac{Q_{\text{ту}}^{\text{э}} + Q_{\text{ту}}^{\text{с.н.}} + \Delta Q_{\text{отб}} + Q_{\text{вс}} + Q_{\text{нс}}}{Q_{\text{ту}}^{\text{э}} + Q_{\text{ту}}^{\text{с.н.}} + Q_{\text{вс}} + Q_{\text{нс}}} =$$

$$= \frac{1301,034 + 13,476 + 25,004 + 17,096 + 29,424}{1301,034 + 13,476 + 17,096 + 29,424} = 1,018$$

Удельный расход условного топлива на единицу тепла, переданного внешнему потребителю при раздельном производстве электроэнергии и тепла, кг у.т. /ГДж:

$$b_{\text{ТЭ}_P} = b_{\text{Т}} \cdot K_{\text{ОТРК}}$$

$$b_{\text{ТЭ}_P} = 35,301 \cdot 1,018 = 35,95 \frac{\text{кг}}{\text{ГДж}}$$

Снижение общего расхода условного топлива за счет теплофикации, кг у.т./ ГДж:

$$\Delta b_{\text{ТЭ}} = b_{\text{ТЭ}_P} - b_{\text{ТЭ}} = 35,95 - 35,301 = 0,649 \frac{\text{кг}}{\text{ГДж}}$$

2.11 Выбор вспомогательного оборудования в пределах ПТС

2.11.1 Регенеративные подогреватели

Выбор типа и размера подогревателей производится заводом изготовителем соответственно тепловому расчету турбинного агрегата и подогревателей. Основными параметрами поверхностных подогревателей, определяющими пригодность их для данной турбины, служат: пропускная способность (кг/с); давление греющего пара (МПа), давление воды (МПа) и поверхность нагрева (m^2).

Подогреватель высокого давления выбираем по заводским данным, так чтобы их характеристики удовлетворяли значениям, полученным в ходе расчета ПТС.

ПВД-3: ПВ-1300-37-7

где 1300 – площадь поверхности теплообмена, m^2 ; 37 – максимальное давление в трубной системе, МПа; 7 – максимальное давление в корпусе, МПа; номинальный расход питательной воды 1350 т/ч.

ПВД-2: ПВ-1600-37,2-6,47

ПВД-1: ПВ-1100-37-4,5.

Подогреватели низкого давления по [19]:

ПНД-4: ПН-1100-25-6-I

где 1110 – площадь поверхности теплообмена, m^2 ; 25 – максимальное давление в трубной системе, кгс/см²; 6 – максимальное давление в корпусе, кгс/см²; номинальный расход питательной воды 1310 т/ч.

ПНД-3: ПН-850-25-6-I

ПНД-2: ПНСВ-2000-1

ПНД-1: ПН-850-25-6-I

Конденсатор: 660 КП-35500-2

где 35500 – площадь поверхности теплообмена, m^2 ; 2 – двухпоточный конденсатор.

2.11.2 Деаэратор

По заводским данным выбираем деаэратор вакуумного типа ДСП-2000 с характеристиками: давление 0,7 МПа; производительностью – 2000 т/ч.

Аккумуляторный бак: 2 бака емкостью 150 м³, давление 7 МПа.

2.11.3 Сетевые подогреватели

Подогреватели сетевой воды выбираем по расчетному пропуску воды, давлению пара в корпусе и температура пара на входе и воды на выходе.

Расчетный пропуск сетевой воды $G_{св}=138,915$ кг/с.

ПСВ-1: ПСВ-315-3-23 с характеристиками: расчетный пропуск воды 725 т/ч; рабочее давление пара 0,39 МПа; рабочее давление воды в трубной системе 2,35 МПа; вес без воды 11,646 т.

ПСВ-2: ПСВ-200-14-23 с характеристиками: расчетный пропуск воды 800 т/ч; рабочее давление пара 0,7 МПа; рабочее давление воды в трубной системе 2,3 МПа; вес без воды 8,671 т.

2.11.4 Выбор питательных насосов

Для блочных электростанций производительность питательных насосов выбирают по расходу пара на блок с запасом 5%, м³/ч:

$$G = \frac{G_{пв} \cdot 1,05}{\rho_{пит.воды}} = \frac{515,232 \cdot 1,05 \cdot 3,6}{2 \cdot 736,933} = 1321,406$$

где $G_{пв}$ – расход питательной воды на турбину, кг/с.

$\rho_{пит.воды}$ – плотность воды на входе в питательный насос второй ступени, м³/кг.

Напор питательного насоса принимается на 30-50% больше, чем номинальное давление пара перед турбиной, м вод.ст.:

$$H = P_0 \cdot 1,4 \cdot 100 = 31 \cdot 1,4 \cdot 100 = 4340$$

Выбираем 2 питательных насоса СВПТ-350-1350 с турбоприводом с 50% подачей от общего расхода с характеристиками:

- Производительность – 1350 м³/ч
- Напор – 3500 м вод.ст
- Частота вращения – 5270 об. /мин
- Тип привода – ОР18П КТЗ
- КПД – 83%

Так как в расчетной принципиальной тепловой схеме энергоблока предусмотрена двухподъемная схема питательных насосов, то необходимо выбрать питательные насосы первой ступени.

$$G = \frac{G_{нв} \cdot 1,05}{\rho_{пит.воды}} = \frac{515,232 \cdot 1,053,6}{3 \cdot 778,999} = 833,367$$

где $G_{пв}$ – расход питательной воды на турбину, кг/с.

$\rho_{пит.воды}$ – плотность воды на входе в питательный насос первой ступени, м³/кг.

Напор питательного насоса принимается равным напору на входе в насос второй ступени, м вод.ст.:

$$H = P_{вс.ПН-2} \cdot 100 = 15 \cdot 100 = 1500$$

Выбираем 3 питательных насоса ПЭ-900 с электроприводом с 1/3 подачей от общего расхода с характеристиками:

- Производительность – 1000 м³/ч
- Напор – 2200 м вод.ст.
- Частота вращения – 3000 об. /мин
- КПД – 83%

2.11 5 Выбор конденсатных насосов

Конденсатные насосы устанавливаются в количестве 2-3 на турбину, при двух – каждый на 100 %-ую производительность, а при трех – на 50 %-ую. При

выборе насоса второй ступени расчетную производительность принимают расход конденсата в летний период, м³/ч:

$$G = \frac{G_{\text{ок.после.ПНД-2}}}{\rho_{\text{ок}}} = \frac{365,822}{965,077} = 1364,616$$

где $G_{\text{ок.после.ПНД-2}}$ – расход основного конденсата после группы ПНД, кг/с.

$\rho_{\text{ок}}$ – плотность воды на входе в конденсатный насос второй ступени, м³/кг.

Выбираем 2 конденсатных насоса КсВ 1500-140 и 1 насос в резерве с характеристиками:

- Производительность – 1500 м³/ч
- Напор – 140 м вод.ст.
- Частота вращения 1500 об. /мин
- КПД – 85 %

Конденсатные насосы первой ступени выбираем в количестве 2 на турбину при 100 %-ой производительности. За расчетную производительность принимают расход конденсата в летний период, м³/ч:

$$G = \frac{G_{\text{ок.после.ПНД-1}}}{\rho_{\text{ок}}} = \frac{302,808}{996,994} = 1093,395$$

где $G_{\text{ок.после.ПНД-1}}$ – расход основного конденсата перед группой ПНД, кг/с.

$\rho_{\text{ок}}$ – плотность воды на входе в конденсатный насос первой ступени, м³/кг.

Выбираем 2 конденсатных насоса 2Д2000-21 и 1 насос в резерве с характеристиками:

- Производительность – 1250 м³/ч
- Напор – 13 м вод.ст.

2.11.6 Выбор циркуляционных насосов

Расход охлаждающей воды на турбину, м³/ч:

$$G_{\text{ох.воды}} = 1,1 \cdot \frac{m \cdot G_{\text{ок.после.ПНД-1}}}{\rho_{\text{ц.в.}}} = 1,1 \cdot \frac{80 \cdot 302,808}{1000} = 95929,513$$

где $G_{\text{ок.после.ПНД-1}}$ – расход основного конденсата после конденсатора, кг/с.

$\rho_{ц.в}$ – плотность воды на входе в циркуляционный насос ступени, м³/кг.

Выбираем 2 циркуляционных насос типа ОП2-145Э с подачей каждого на 50% от полного расхода ОВ и один насос в резерве с характеристиками:

- Производительность – 54900 м³/ч
- Напор – 9 м вод.ст.
- Частота вращения 250 об. /мин
- Потребляемая мощность – 2620 кВт
- КПД – 80%

2.11.7 Выбор сетевых насосов

Выбор производится по производительности и напору. Сетевые насосы устанавливаются в количестве двух штук на турбину с подачей 50% от общего расхода и один насос в резерве на складе.

Производительность сетевых насосов, м³/ч:

$$G = \frac{G_{св}}{\rho_{с.в.}} = \frac{138,915}{977,999} = 511,346$$

где $G_{св}$ – расход сетевой воды, кг/с.

$\rho_{с.в}$ – плотность воды на входе в сетевой насос ступени, м³/кг.

Выбираем 2 сетевых насоса СЭ 320-100 с характеристиками:

- Производительность – 320 м³/ч
- Напор – 0,98 МПа.
- Частота вращения 3000 об. /мин
- Потребляемая мощность – 110 кВт
- КПД – 80 %

2.12 Расчет и выбор тягодутьевых механизмов

Полный объемный расход природного газа, м³/с

$$B_2 = \frac{Q_{my}}{Q_n^p \cdot \eta_{nc}} = \frac{1347,597}{36170 \cdot 0,94} = 39,635 \frac{M^3}{c}$$

где $Q_n^p = 36170 \frac{кДж}{кг}$ – низшая теплота сгорания натурального топлива.

Полный массовый расход природного газа, кг/с

$$B = B_2 \cdot \rho_{газа} = 39,635 \cdot 0,752 = 29,806 \frac{кг}{c}$$

где $\rho_{газа} = 0,752 \frac{кг}{M^3}$ – плотность природного газа в магистральном газопроводе «Бухара-Урал».

Выбор типоразмера дутьевого вентилятора сводится к подбору агрегата, обеспечивающего необходимые производительность и давление, определенные при расчете воздушного тракта, и потребляющего наименьшее количество энергии при эксплуатации.

Для обеспечения надежной работы котельного агрегата при колебаниях барометрического давления, изменениях качества топлива, изменений в процессе эксплуатации сопротивлений трактов характеристики тягодутьевых машин выбираются с запасом, в частности: по производительности $\beta_1 = 1,1$, по давлению $\beta_2 = 1,15$.

Необходимое по расчету полное давление, мм вод. ст., которое должен развивать дутьевой вентилятор, определяется по формуле:

$$H_B = \beta_2 \cdot \Delta H_{п},$$

где β_2 – коэффициент запаса по давлению;

$$\Delta H_{п} = 5 \text{ кПа.}$$

$$H_B = 1,15 \cdot 5 = 5,75 \text{ кПа}$$

Производительность вентилятора, M^3/c – объем, перемещаемого вентилятором воздуха в единицу времени, измеренный во входном сечении, определяется по формуле:

$$Q_p = \beta_1 \cdot V_B,$$

где β_1 – коэффициент запаса по производительности;

V_B – расход воздуха при номинальной нагрузке котла, м³/с, рассчитывается по формуле:

$$V_{0\epsilon} = B \cdot V_{0\epsilon} \cdot (\alpha_m - \Delta\alpha_m + \Delta\alpha_{\epsilon n}) \cdot \frac{t_{x\epsilon} + 273}{273}$$

где $B = 39,635 \frac{M^3}{c}$ – расход топлива на один котельный агрегат при номинальной нагрузке.

$$V_{0\epsilon} = 9,54 \frac{M^3}{M^3} \text{ – теоретический объём воздуха.}$$

$$V_{0\epsilon} = 39,635 \cdot 9,54 \cdot (1,03 - 0 + 0,2) \cdot \frac{30 + 273}{273} = 516,199 \frac{M^3}{c}$$

$$Q_p = 1,1 \cdot 516,199 = 567,819 \frac{M^3}{c}$$

Как правило, для обеспечения надежности работы котельной установки на один котел устанавливают два дутьевых вентилятора, соответственно производительность одного вентилятора, м³/ч, по которой осуществляется выбор типоразмера машины, определяется по выражению:

$$Q_B = \frac{Q_p}{2},$$

$$Q_B = \frac{567,819 \cdot 3,6}{2} = 1022074,105$$

По найденным значениям производительности (Q_B , тыс. м³/ч) и напору (H_B , мм вод. ст.) выбирается необходимый типоразмер дутьевого вентилятора [16]: ВДОД-41-500-1 с числом оборотов $n = 500$ об/мин. Коэффициент полезного действия дутьевого вентилятора составляет $\eta_B = 0,83$.

Выбор типоразмера дымососа сводится к подбору агрегата, обеспечивающего необходимые производительность и разрежение, определенные при расчете газового тракта, и потребляющего наименьшее количество энергии при эксплуатации.

Для обеспечения надежной работы котельного агрегата при колебаниях барометрического давления, изменениях качества топлива, изменений в процессе эксплуатации сопротивлений трактов характеристики тягодутьевых машин выбираются с запасом, в частности: по производительности $\beta_1 = 1,1$, по давлению $\beta_2 = 1,2$.

Расчетный напор дымососа, мм вод. ст., определяется по формуле:

$$H_d = \beta_2 \cdot H_n,$$

где β_2 – коэффициент запаса по давлению;

$$H_n = 3,5 \text{ кПа}.$$

$$H_d = 1,2 \cdot 3,5 = 4,2 \text{ кПа}$$

Производительность дымососа, м³/с – объем перемещаемых дымососом газов в единицу времени, измеренный во входном сечении, определяется по формуле:

$$Q_p = \beta_1 \cdot V_d,$$

где β_1 – коэффициент запаса по производительности;

V_d – расход газов при номинальной нагрузке котла, м³/с, рассчитывается по формуле:

$$V_d = B \cdot (V_0^2 + \Delta\alpha \cdot V_{0g}) \cdot \frac{t_{xg} + 273}{273}$$

$$V_{yx.z} = V_0^2 + 1,0161 \cdot (\alpha_{yx} - 1) \cdot V_{0g} = 10,72 + 1,0161 \cdot (1,292 - 1) \cdot 9,54 = 13,551$$

$$t_d = \frac{V_{yx.z} \cdot t_{yx} + V_{nprc} \cdot t_{xg}}{V_{yx.z} + V_{nprc}} = \frac{13,551 \cdot 145 + 0,643 \cdot 30}{13,551 + 0,643} = 139,789$$

$$V_d = 39,635 \cdot ((13,551 + 0,623) \cdot \frac{139,789 + 273}{273}) = 850,639$$

$$Q_p = 1,1 \cdot 850,639 = 935,703.$$

Как правило, для обеспечения надежности работы котельной установки на один котел устанавливают два дымососа, соответственно производительность

одного дымососа, м³/ч, по которой осуществляется выбор типоразмера машины, определяется по выражению:

$$Q_d = \frac{Q_p}{2},$$

$$Q_d = \frac{935,703 \cdot 3,6}{2} = 1684265,595$$

По найденным значениям производительности (Q_d , тыс. м³/ч) и напору (H_d , мм.вод.ст.) выбирается необходимый типоразмер дымососа [16]: ДОД-43-500-1 с числом оборотов $n = 600$ об/мин. Коэффициент полезного действия дымососа $\eta_d = 0,83$.

3 Охрана окружающей среды

3.1 Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу

Основными вредными веществами, выделяющиеся при сжигании природного газа являются оксиды серы, азота и выбросы золы.

Рассчитаем выброс каждой из этих составляющих на входе в дымовую трубу.

Расчет будем вести для одного отдельно взятого котельного агрегата.

Выбросы оксидов серы:

$$M_{SO_2} = 20 \cdot B \cdot S^p \cdot 0,98 = 20 \cdot 29,806 \cdot 0 \cdot 0,98 = 0$$

где B – полный массовый расход природного газа, кг/с,

S^p – содержание серы в рабочей массе топлива, %.

$$M_{NO_x} = 0,034 \cdot B \cdot K \cdot \beta_1 \cdot Q \cdot 0,5 =$$

$$= 0,034 \cdot 29,806 \cdot 8,644 \cdot 0,8 \cdot 36,170 \cdot 0,5 = 126,744$$

где B – полный массовый расход природного газа, кг/с,

Q – низшая теплота сгорания природного газа, МДж/кг.

$$M = \frac{ПДК_{SO_2}}{ПДК_{NO_x}} \cdot M_{NO_x} = 5,88 \cdot 126,744 = 745,256$$

Суммарная масса вредных примесей пересчитывается на выбросы оксидов серы. Отношение среднесуточных ПДК в этой формуле являются коэффициентами, учитывающими вредность золы и оксидов азота по сравнению с оксидами серы.

3.2 Расчет высоты дымовой трубы

Выбор высоты и количества устанавливаемых труб производится таким образом, чтобы загрязнение приземного слоя воздуха выбросами из труб не превышало предельно-допустимых концентраций вредных примесей.

Минимально допустимая высота трубы определяется по формуле м:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot F \cdot m \cdot M}{C_{\text{пд}}}} \cdot \sqrt[3]{\frac{n}{V \cdot \Delta T}}$$

где $A = 160$ – коэффициент, учитывающий условия вертикального и горизонтального рассеяния (конвективной диффузии) примеси в воздухе;

$F = 1$ – коэффициент, учитывающий характер выбрасываемых загрязнений;

$m = 0,742$ – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скоростей выхода газов из устья трубы;

$M = 745,256$ – суммарный выброс загрязняющего вещества, г/с;

$V = 841,208$ – суммарный объем дымовых газов, выбрасываемых из труб, м³/с;

$C_{\text{пд}} = 0,15$ – предельно допустимая концентрация вредных примесей, мг/м³;

$\Delta T = 125$ – разность температур, выходящих из трубы дымовых газов и окружающего воздуха, °С;

$n = 1$ – безразмерный коэффициент, учитывающий условия выхода газовой смеси из устья выброса;

$$H = \sqrt{\frac{160 \cdot 1 \cdot 0,742 \cdot 745,256}{0,15}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{3 \cdot 841,208 \cdot 125}} = 161,18$$

По справочнику выбираем трубу высотой 180 м.

Максимальная приземная концентрация выбросов вредных веществ из дымовой трубы, мг/м³:

$$C_{\max} = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta t}} = \frac{160 \cdot (3 \cdot 745,256) \cdot 1 \cdot 0,742 \cdot 1}{180^2 \cdot \sqrt[3]{(3 \cdot 841,208) \cdot 125}} = 0,12$$

$C_{\max} < \text{ПДК}_{\text{SO}_2}$, принимаем высоту дымовой трубы 180 м, изготавливаем трубу из железобетона.

Эффективная высота выброса дымовых газов складывается из геометрической высоты трубы и высоты подъема факела дымовых газов:

Эффективная высота выброса дымовых газов, м:

$$H_{\text{эф}} = H + \Delta H = H + 1,9 \cdot \frac{d_0 \cdot \omega_0}{v_{\text{в}} \cdot \varphi}$$

где $d_0 = 8,976$ – диаметр устья трубы, м;

$\omega_0 = 40$ – скорость газов в устье трубы, м/с;

$v_{\text{в}} = 5$ – скорость ветра на высоте 10 м над уровнем земли, м/с;

$\varphi = 1,7$ – коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра с высотой трубы [3];

Высоты подъема факела дымовых газов, м,

$$\Delta H = 1,9 \cdot \frac{8,976 \cdot 40}{5 \cdot 1,7} = 80,252$$

$$H_{\text{эф}} = 180 + 80,252 = 260,252$$

4 Общая часть

4.1 Схема технического водоснабжения

Выработка энергии на паротурбинных электростанциях связана с большими расходами воды и в первую очередь на конденсацию пара в конденсаторах турбин. Расход воды зависит от типа электростанции, рода

сжигаемого топлива, типа и мощности установленного оборудования, температуры воды, применяемой для охлаждения, степень совершенства эксплуатации станции. Удельный расход воды на КЭС в зависимости от начальных параметров составляет летом 0,125 – 0,42 м³/кВт·ч, в зимний период 0,09 – 0,3. Если принять расходы воды в конденсатор турбин за 100%, то расходы воды другими потребителями ТЭС составляют следующие значения, %:

- газо – и воздухоохладители: 2,5 – 12,5%;
- добавочная вода на КЭС: 0,04 – 0,12%;
- хозяйственные нужды: 0,03 – 0,05%;
- масляные охладители: 1,2 – 3,5%;
- охлаждение вспомогательных механизмов: 0,7 – 1,0%;

Удельный расход воды на один энергоблок, м³/кВт·ч,

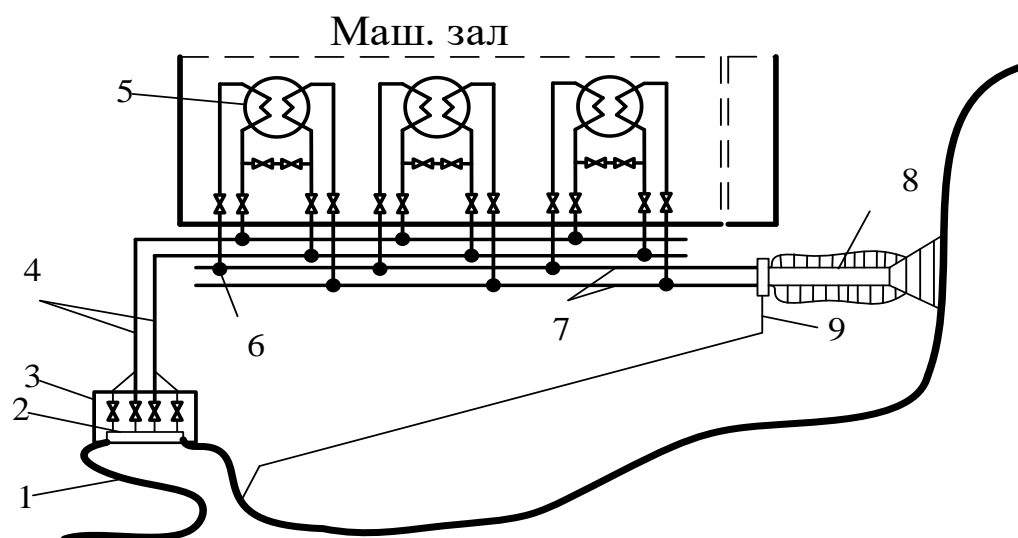
$$G_{уд} = \frac{G_{ох.воды}}{W_{э}} = \frac{95929,513}{650000} = 0,148 \frac{м^3}{кВт \cdot ч}$$

где $G_{ох.воды} = 95929,513$ – расход охлаждающей воды на один блок, м³,

$W_{э} = 650000$ – электрическая мощность одного блока, кВт.

На проектируемой части станции, на три блока используется существующая прямоточная система технического водоснабжения.

В качестве источника циркуляционной воды принимаем прямоточную схему Ириклинского водохранилища.



1 – водозаборный ковш; 2 - водоприемник; 3 – централизованная береговая станция; 4 – магистральные подземные напорные трубопроводы; 5 – конденсатор турбины; 6 – сливной сифонный колодец (гидрозатвор); 7 – отводящие самотечные подземные каналы; 8 – открытый отводящий канал; 9 – трубопровод обогрева водозабора в зимнее время.

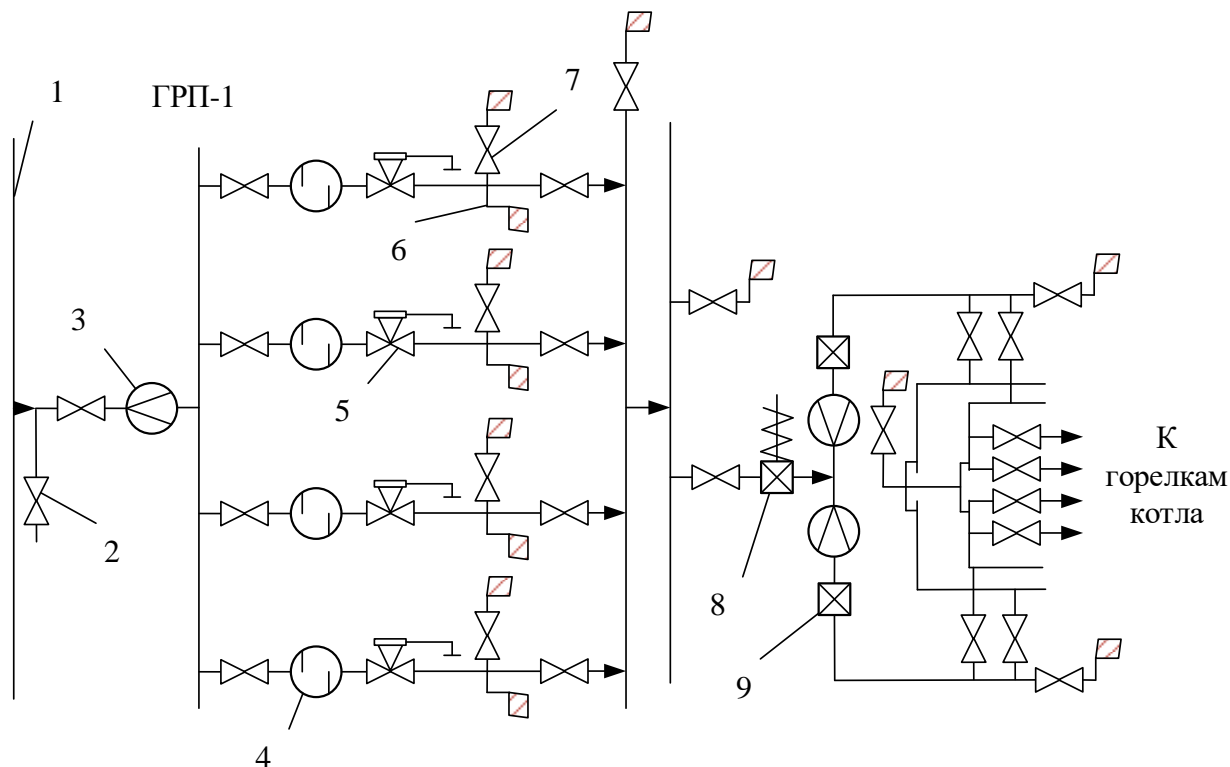
Рисунок 9 – Принципиальная схема технического водоснабжения станции

4.2 Топливо-транспортный цех

Тепловые электрические станции снабжаются газом от газораспределительных станций (ГРС) или от компрессорных станций через газораспределительные пункты (ГРП). На ТЭС сооружается один ГРП. Производительность ГРП рассчитывается на максимальный расход газа всеми паровыми котлами. ГРП размещают в отдельных зданиях. На Ириклинской ГРЭС к ГРП газ подводится по магистральному газопроводу. Давление газа перед ГРП 8-10 МПа, а после ГРП оно определяется потерями давления до камер сгорания и необходимым давлением перед горелками и составляет 1,6-2 МПа.

В ГРП имеются рабочие нитки газопровода, нитки малого расхода, включаемые при малом потреблении газа, и резервная нитка с ручным управлением арматурой. На рабочих нитках и нитках малого расхода устанавливают автоматические регуляторы давления и защитные регуляторы «после себя». При заполнении газом газопроводы должны продуваться им через сбросные свечи до вытеснения всего воздуха, а при освобождении от газа продуваться воздухом до вытеснения всего газа. Эти требования обусловлены тем, что при объемной концентрации природного газа в воздухе 5-15%

образуется взрывоопасная смесь. Из сбросных свечей газ выпускается в места, откуда он не может попасть в здания, и где исключена возможность его воспламенения от какого-либо источника огня. На газопроводах устанавливается только стальная арматура.



1 - магистраль газа от ГРС ; 2 - конденсатоотвод; 3 - расходомер; 4 - фильтр; 5 - регулятор давления; 6 - предохранительно-сбросной клапан; 7- свеча для продувки газопровода; 8- предохранительнозапорный (отсечной) клапан; 9 - регулирующий клапан

Рисунок 10 – Принципиальная схема газового хозяйства станции

4.3 Расчет электрической части

Между потребителем и тепловыми электростанциями важную роль в передаче, а также в преобразовании играет электрическая подстанция.

Для разработки электрической подстанции конденсационной электрической станции с нагрузкой потребителя 1950 МВт и напряжением линий 500 кВ необходимо подобрать трансформатор и турбогенератор, а также разработать схему собственных нужд и схему выдачи мощности.

Исходные данные для выполнения задания представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Исходные данные

Название данных, ед. измерения	Значение
Электрическая нагрузка потребителя $P_{\text{потреб}}$, МВт	1950
Напряжение U , кВ	500
Собственные нужды энергопредприятия, %	7

4.3.1 Расчет мощности трансформаторов

Мощность силовых трансформаторов $S_{\text{тр}}$ рассчитывается по формуле

$$S_{\text{тр}} \geq S_{\text{ген}} - S_{\text{с.н.}} = S_{\text{ген}} \cdot 0,93$$

где $S_{\text{ген}}$ – мощность, вырабатываемая на генераторе, МВ·А;

$S_{\text{с.н.}}$ – мощность, потребляемая на собственные нужды станции, МВ·А;

0,93 – коэффициент, учитывающий затраты на собственные нужды станции.

Для генератора ТВВ-660-2 необходимая мощность трансформатора составит

$$S_{\text{тр}} \geq 776,5 \cdot 0,93 = 722,145 \text{ МВ·А}$$

Так как мощность электростанции относительно высокая, а также параметры свежего пара высокие. В этом случае компоновка станции выполняется по блочной схеме. И в результате выполненных расчётов получилось три блока с однотипным оборудованием.

4.3.2 Выбор турбогенераторов

С учетом собственных нужд была определена мощность, вырабатываемая на турбогенераторах, она составляет 620,75 МВт. Учитывая это значение, был подобран комплект турбогенераторов, описание которых представлено в таблице 13.

Таблица 13 – Описание турбогенераторов

Модель генератора: ТВВ-660-2Т (U= 24 кВ)	
Т	Турбогенератор.
В	Охлаждение обмотки ротора и сердечника статора происходит непосредственно водородом.
В	Охлаждение обмотки статора непосредственно происходит водой.
660	Номинальная активная мощность генератора, в МВт.
2	Два полюса т.е. частота вращения 3000 об/мин.
Т	климатическое исполнение (тропическое исполнение)
24	Напряжение статора, в кВ.

4.3.3 Выбор трансформаторов

С учетом указанных выше характеристик был подобран комплект трансформаторов напряжения: для генератора ТВВ-660-2Т – трансформатор ТНЦ-1000000/500. Описание характеристик трансформаторов приведено в таблице 14.

Таблица 14 – Характеристики трансформаторов

Модель трансформатора: ТНЦ-1000000/500(24)	
Т	Трехфазный трансформатор.
НЦ	Принудительная циркуляция воды и масла с направленным потоком масла
1000000	Номинальная мощность трансформатора (МВ·А).
500	класс номинального напряжения обмотки ВН (кВ)
24	класс номинального напряжения обмотки НН (кВ)

4.3.4 Структурная схема станции

Структурная схема проектируемой части станции

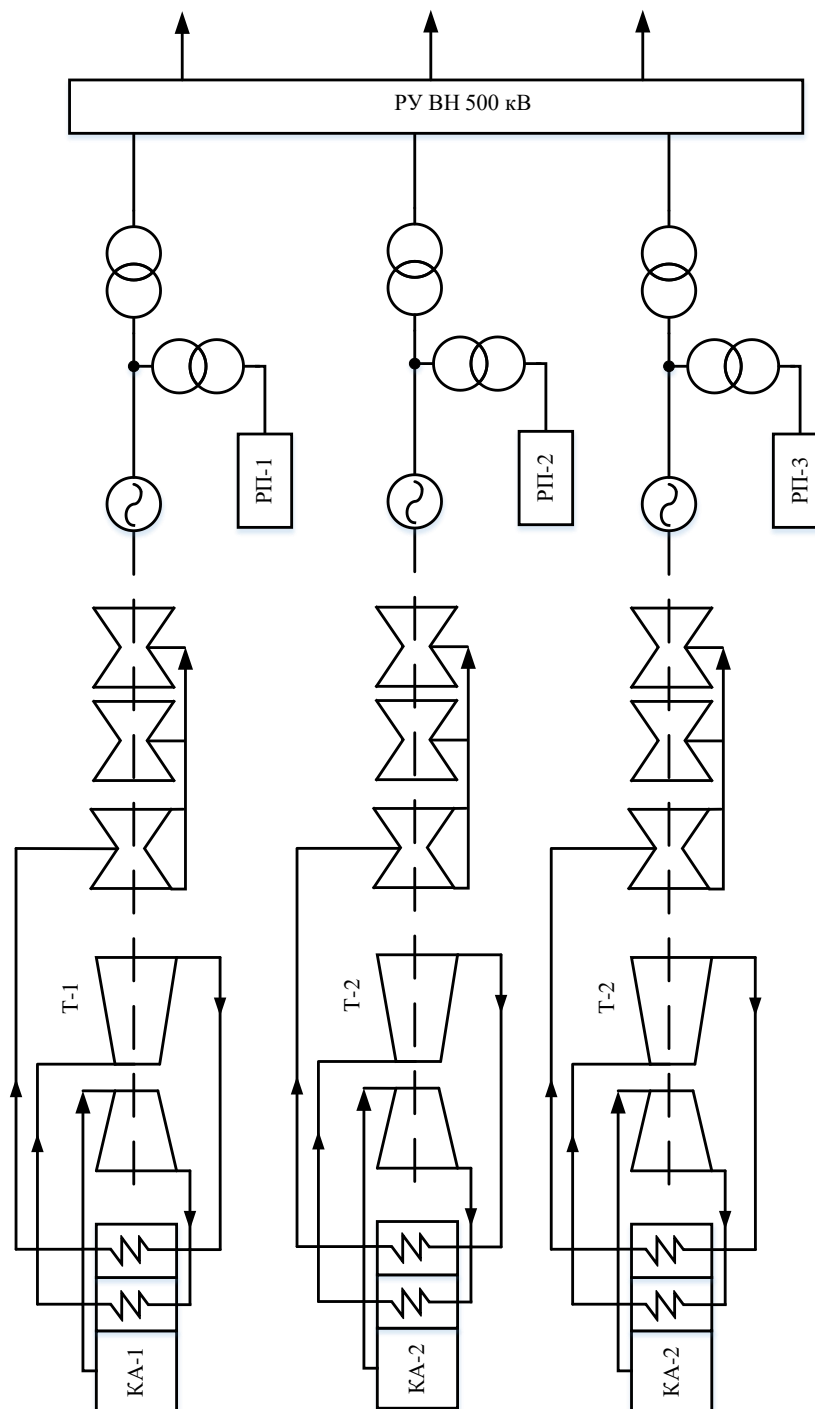


Рисунок 11– Структурная схема станции

4.3.5 Схема выдачи мощность

Схема выдачи мощности проектируемой части станции

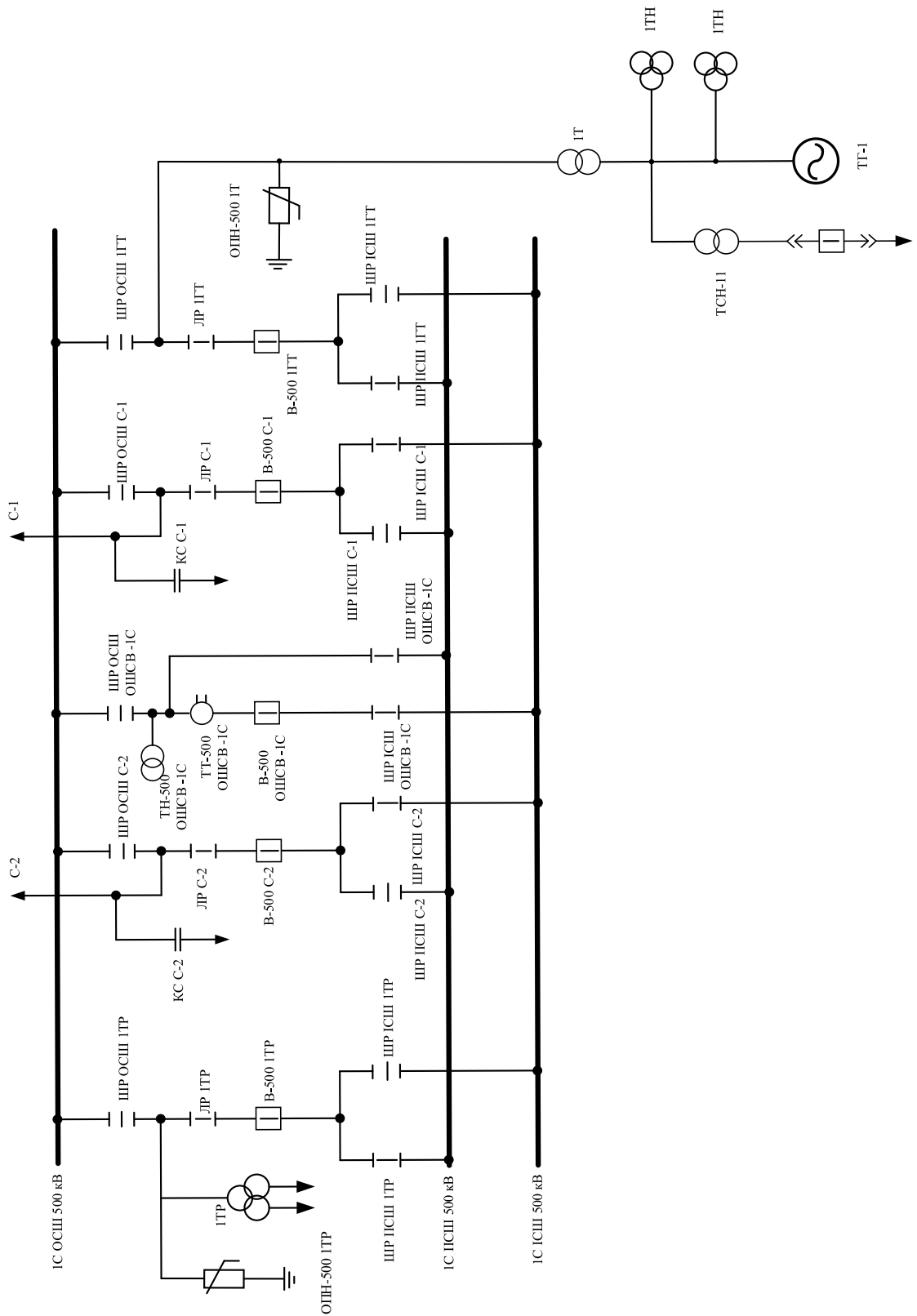


Рисунок 12 – Схема выдачи мощности для первых двух потребителей

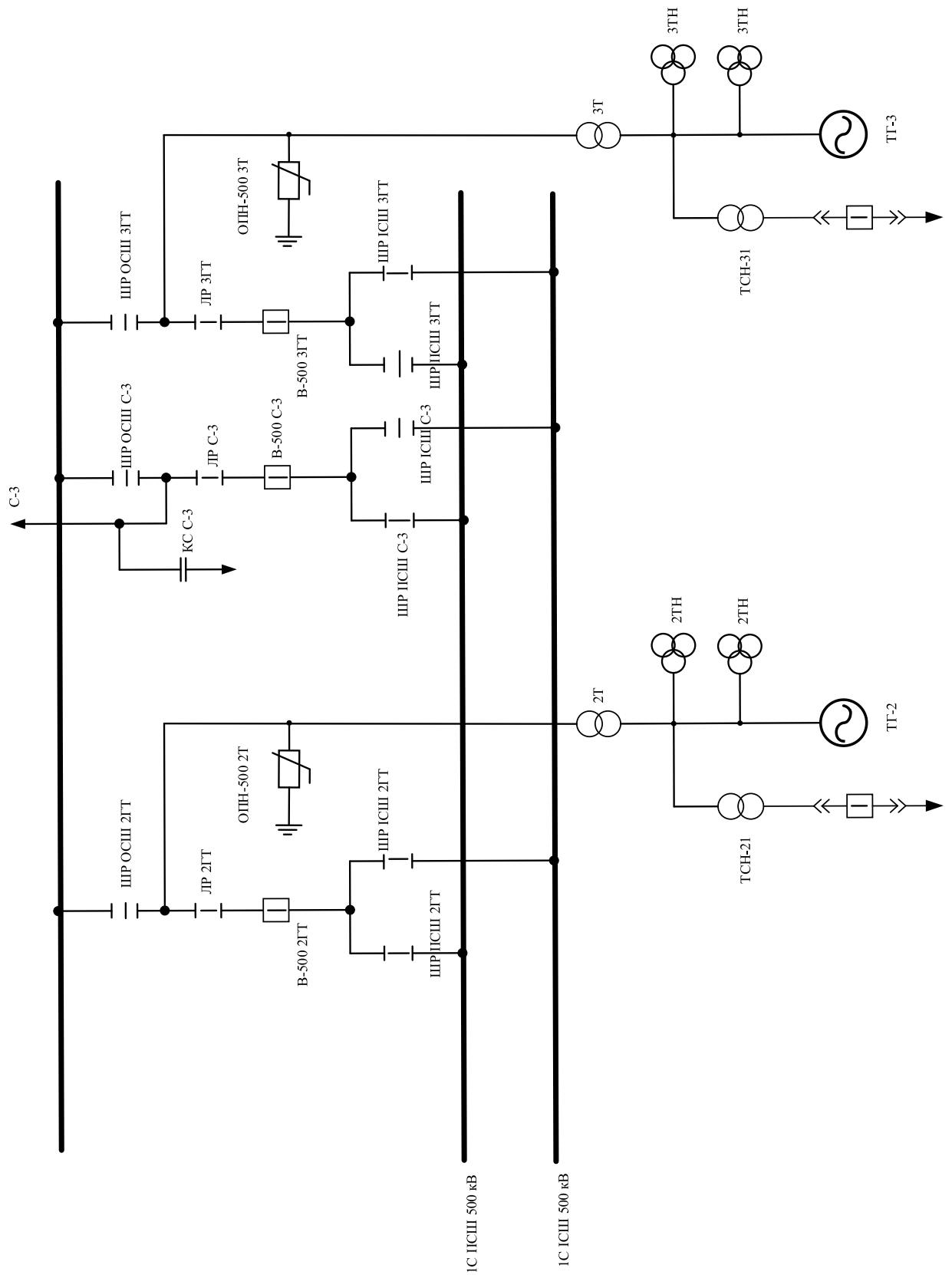


Рисунок 13 – Схема выдачи мощности для третьего потребителя

4.3.6 Схема собственных нужд энергоблока

Схема собственных нужд одного энергоблока.

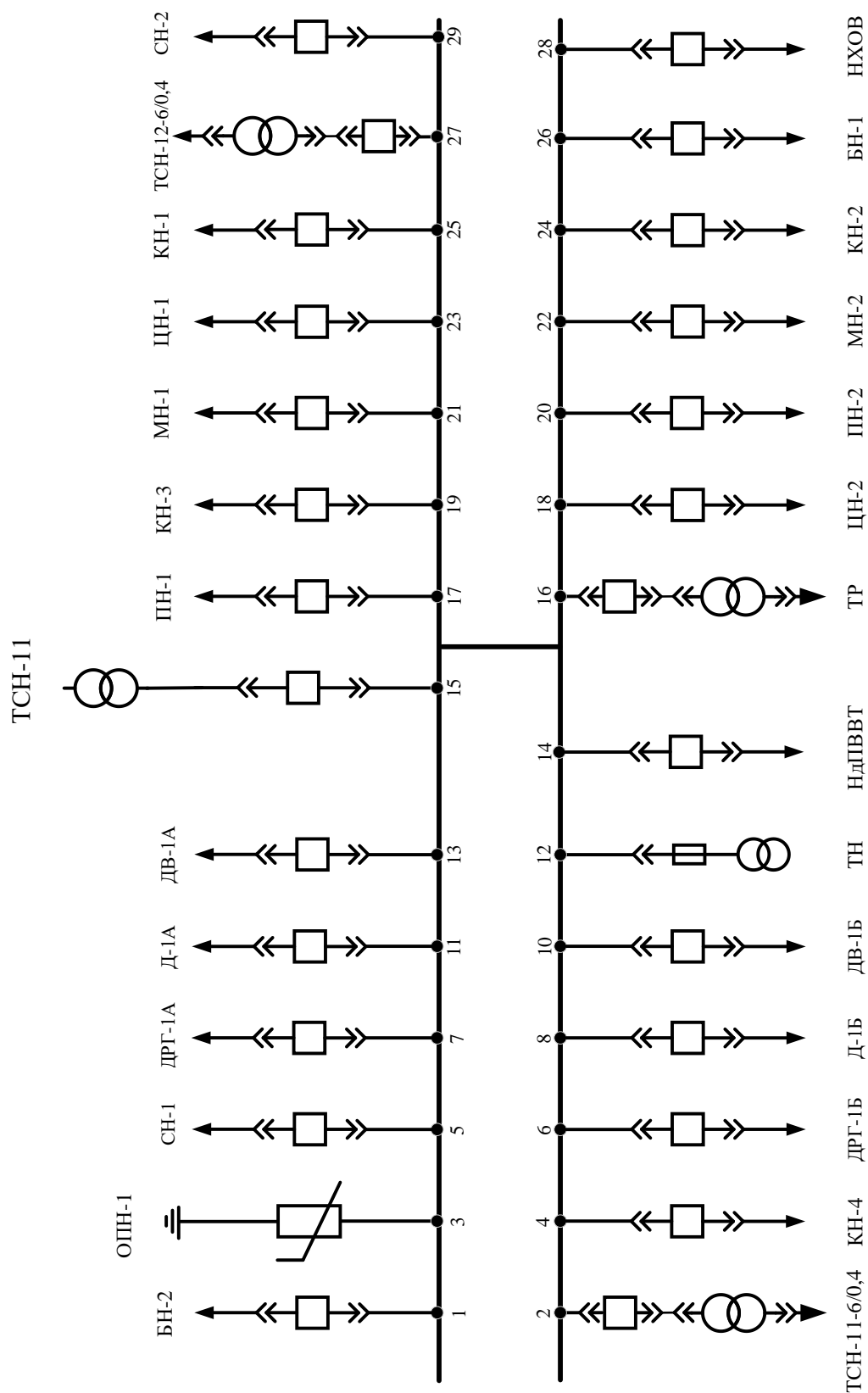


Рисунок 14 – Схема собственного нужд одного энергоблока

В итоге была разработана электрическая часть станции мощностью 1950 МВт и напряжением 500 кВ, разработаны схемы выдачи мощности и собственных нужд, а также структурная схема станции. Была подобрана номенклатура основного оборудования турбогенераторы типа ТВВ-660-2Т, соответствующие им трансформаторы ТНЦ-1000000/500.

4.4 Компоновка генерального плана и главного корпуса

Генеральный план – план размещения на выбранной производственной площадке электростанции, ее основных и вспомогательных сооружений. Генеральный план данной электростанции включает следующие производственные и подсобные здания и сооружения: главный корпус, включающий в себя турбинное и котельное отделение, электрический щит управления, распределительное устройство открытого типа; дымовые трубы; химводоочистку, систему технического водоснабжения; масляное хозяйство, а также железнодорожные пути, устройства водоснабжения, и т.д. Все здания и сооружения размещаются в пределах основной ограды электростанции.

Генплан проектируемой КЭС предусматривает возможность расширения станции, для чего со стороны главного здания и прочих основных сооружений со стороны временного торца нет объектов, препятствующих расширению. Между зданиями, сооружениями и установками в генплане предусмотрены необходимые пожарные разрывы и проезды. К помещениям машинного зала и парогенератора, к открытому распределительному устройству и повышающим трансформаторам, к сливно-наливным эстакадам и складу топлива, к складам масла и других материалов и оборудования обеспечен подвод железнодорожных путей и автомобильных дорог.

Объединено-вспомогательный корпус – многоэтажное здание, в котором располагаются центральные ремонтные мастерские, химводоочистка, лаборатория металлов, электролизерная, центральный материальный склад и

другие службы. Все вышеперечисленные здания изображены на генеральном плане станции.

Генеральный план распределения территорий.

Промплощадка 1: котельный цех, турбинный цех, топливно–транспортный цех, химический цех, электрический цех, цех тепловой автоматики и измерений, другие цеха и отделы.

Промплощадка 2: водозаборный ковш предназначен для забора и подачи технической и технологической воды из Ириклинского водохранилища на предприятие.

5 Экономическая часть

5.1 Оценка экономической привлекательности

В бакалаврской работе рассчитаны основные экономические показатели строительства проектируемых блоков, проанализированы оценки коммерческой эффективности станции с меньшей себестоимостью по отпуску электрической энергии.

Таблица 15 – Исходные данные

Среднегодовой фонд оплаты труда одного рабочего, $\Phi_{ЗП}$, руб.	405312
Обязательные страховые взносы от ФОТ, H_{CB} , %	30,4
Коэффициент удорожания капитальных вложений, $k_{удр}$	1,1
Средняя норма амортизации станции в целом, H_a , %	6,7
Норма отчислений на рем. обслуживание от кап. вложений в ТЭС, %	5
Цена топлива, Ц, руб./нат.ед.	4390,7
Теплота сгорания топлива Q_H^p , ккал/м ³	8632,46
Вид топлива	газ
Район сооружения	Урал

5.1.1 Определение ежегодных издержек

Эксплуатационные расходы в проектных технико-экономических расчётах, группируются в укрупнённые статьи калькуляции, млн. руб./год:

$$U_{\text{э}} = U_T + U_{\text{зп}} + U_a + U_{\text{тр}} + U_{\text{пр}} + \text{СОЦ}$$

где U_T – затраты на топливо;

$U_{\text{зп}}$ – затраты на оплату труда;

U_a – затраты на амортизацию;

$U_{\text{тр}}$ – затраты на ремонт;

$U_{\text{пр}}$ – прочие расходы;

СОЦ – страховые взносы во внебюджетные фонды.

5.1.2 Расчет затрат на топливо

Число часов работы основного оборудования, т. е. календарное время за вычетом времени простоя в капитальном и текущем ремонте, час/год:

$$T_P = 8760 - T_{\text{рем}} = 8760 - 3 \cdot 549 = 7113$$

где $T_{\text{рем}}$ – время простоя в ремонте, час.

Выработка электроэнергии на ТЭС, МВт·ч:

$$T_{\text{уст}} = T_P - 500 = 6613$$

$$W = N_{\text{уст}} \cdot T_{\text{уст}} = 1980 \cdot 6613 = 13093740$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность всех энергоблоков.

Средняя нагрузка электростанции, МВт:

$$P_{\text{КЭС}} = \frac{W}{T_P} = \frac{13093740}{7113} = 1840,8182$$

Среднегодовая нагрузка энергоблоков, МВт:

$$P_{\text{бл}} = \frac{P_{\text{КЭС}}}{n_{\text{бл}}} = \frac{1840,8182}{3} = 613,6061$$

где $n_{\text{бл}} = 3$ – количество энергоблоков.

Годовой расход топлива блоками КЭС на выработку электрической нагрузки в установившемся режиме, т.у.т./год:

$$\begin{aligned} B_{уст} &= (b_{xx} \cdot P_H + b_1 \cdot P_{\text{бл}} + (b_2 - b_1) \cdot (P_{\text{бл}} - P_{\text{эк}})) \cdot T_P \cdot n_{\text{бл}} = \\ &= (0,0244 \cdot 660 + 0,289 \cdot 613,6061 + (0,89 - 0,289) \cdot (613,6061 - 660)) \cdot 7113 \cdot 3 = \\ &= 4127734,116 \end{aligned}$$

где b_{xx} – удельный расход топлива на холостой ход агрегата, т.у.т./МВт·ч;

b_1 – коэффициент энергетических характеристик, т.у.т./МВт·ч;

b_2 – коэффициент энергетических характеристик, т.у.т./МВт·ч;

P_H – номинальная мощность, МВт;

$P_{\text{эк}}$ – экономическая мощность, МВт.

Потери топлива в неуставившемся режиме, т.у.т. /год:

$$\begin{aligned} B_{неуст} &= B_{П6-10ч} \cdot n_{П6-10ч} \cdot n_{\text{бл}} + B_{Пх.с.} \cdot n_{Пх.с.} \cdot n_{\text{бл}} = \\ &= 0 \cdot 10 \cdot 3 + 400 \cdot 2 \cdot 3 = 2400 \end{aligned}$$

где $B_{П6-10ч}$ – пусковые потери при останове на 6-10 часов, т.у.т.;

$n_{П6-10ч}$ – число пусков и остановов на 6-10 часов;

$B_{Пх.с.}$ – пусковые потери при пуске из холодного состояния, т.у.т.;

$n_{Пх.с.}$ – число пусков из холодного состояния.

Годовой расход топлива на КЭС, т.у.т. /год:

$$B = B_{уст} + B_{неуст} = 4127734,116 + 2400 = 4130134,116$$

Затраты на топливо, млн руб./год:

$$U_T = \frac{Ц \cdot B \cdot 7000}{Q_n^p \cdot 10^6} = \frac{4390,7 \cdot 4130134,116 \cdot 7000}{8632,46 \cdot 10^6} = 14704,88$$

5.1.3 Расчет затрат на оплату труда

Для приближённых расчётов заработной платы по станции можно использовать формулу, млн. руб./год:

$$U_{ЗП} = N_{уст} \cdot n_y \cdot \Phi_{ЗП} \cdot 10^{-6} = 1980 \cdot 0,24 \cdot 405312 \cdot 10^{-6} = 192,604$$

где n_y – штатный коэффициент;

$\Phi_{зп}$ – средняя зарплата одного работника за год, руб.;

Страховые взносы во внебюджетные фонды, млн руб./год:

$$СОЦ = U_{зп} \cdot H_{св} = 192,604 \cdot 30,4 = 58,55$$

где $H_{св}$ – Обязательные страховые взносы от ФОТ, %;

5.1.4 Расчет затрат на амортизацию

Размер амортизационных отчислений, млн. руб./год:

$$U_a = K \cdot H_a$$

где K – капитальные вложения в ТЭС, млн руб./год;

H_a – норма амортизации, %.

$$\begin{aligned} K &= (K' + K_{\text{ол}} \cdot (n_{\text{ол}} - 1)) \cdot d_i \cdot k_{\text{удр}} = \\ &= (59285 + 39100,62 \cdot (3 - 1)) \cdot 1,15 \cdot 1,1 = 173920,0936 \end{aligned}$$

где K' – кап. вложения для установки одного головного блока, млн руб.;

$K_{\text{ол}}$ – кап. вложения для установки последующих блоков, млн руб.;

d_i – коэффициент учитывающий район размещения;

$k_{\text{удр}}$ – коэффициент учитывающий район размещения;

$$U_a = 173920,0936 \cdot 6,7 = 11652,6463$$

5.1.5 Расчет затрат на ремонт

Расходы по ремонту, млн. руб./год:

$$U_{тр} = K \cdot H_{тр} = 173920,0936 \cdot 5 = 8696$$

где $H_{тр}$ – норма отчислений на рем. обслуживание ТЭС, %:

5.1.6 Расчет прочих расходов

К прочим расходам относятся:

- общецеховые и общестанционные расходы;
- расходы по охране труда и техники безопасности;
- налоги и сборы;
- плата за землю
- и др.

Их величина принимается 20 – 30 % от суммарных затрат на амортизацию, ремонт и зарплату, с учётом страховых взносов, млн. руб./год:

$$U_{\text{ПП}} = 0,2 \cdot (U_a + U_{\text{ТР}} + U_{\text{ЗП}}) = \\ = 0,2 \cdot (11652,6463 + 8696 + 192,604) = 4108,25$$

Эксплуатационные расходы, млн. руб./год:

$$U_{\text{Э}} = 14704,88 + 192,604 + 11652,6463 + 8696 + 4108,25 + 58,55 = 39412,938$$

Для оценки достоверности расчётов определяется удельный вес топливной составляющей себестоимости:

$$T_{\text{уд.в.}} = \frac{U_T}{U_{\text{Э}}} \cdot 100\% = \frac{14704,88}{39412,938} \cdot 100\% = 37\%$$

5.2 Расчет себестоимости единицы электроэнергии

Годовой отпуск электроэнергии с шин станции, МВт·ч:

$$W_{\text{отп}} = W \cdot (1 - \alpha_{\text{сн}}) = 13093740 \cdot (1 - 0,28) = 12727115,28$$

где $\alpha_{\text{сн}} = 2,8$ – доля расхода электроэнергии на собственные нужды, %:

Себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт·ч:

$$U_{\text{отп}}^{\text{Э}} = \frac{U_{\text{Э}}}{W_{\text{отп}}} = \frac{39412,938 \cdot 10^3}{12727115,28} = 3,097$$

Себестоимость выработанной энергии, руб./кВт·ч:

$$U_{\text{выр}}^{\text{Э}} = \frac{U_{\text{Э}}}{W} = \frac{39412,938 \cdot 10^3}{13093740} = 3,01$$

Удельный расход условного топлива на выработанный кВт·ч, кг у.т./кВт ч:

$$B_{\text{выр}} = \frac{B}{W} = \frac{4130134,116}{13093740} = 0,315$$

Удельный расход условного топлива на отпущенный кВт·ч, кг у.т./кВт ч:

$$B_{\text{отн}} = \frac{B}{W_{\text{отн}}} = \frac{4130134,116}{12727115,28} = 0,325$$

5.3 Расчет показателей экономической эффективности рекомендуемое варианта строительства КЭС

Срок окупаемости – это период, начиная с которого первоначальные затраты покрываются суммарными результатами. Другими словами – период времени, необходимый для возмещения первоначальных инвестиций в проект.

Наиболее распространенным условием при выполнении работы является небольшой период существования первоначальных затрат. Так как в данной работе инвестиционный поток весьма велик, допустимо считать осуществление инвестиций в течении двух лет. В первый год инвестиционный поток будет составлять 60 % от капитальных вложений, во второй год 40%.

Чистый дисконтированный доход, млн руб.:

$$\text{ЧДД} = \left(\left[(T - U_{\text{отн}}^{\text{э}}) \cdot W_{\text{отн}} + U_a \right] \cdot \frac{1}{(1 + 0,1)^n} \right) - K$$

где $T = 1,4 \cdot U_{\text{отн}}^{\text{э}}$ – тариф на отпущенную энергию с учетом рентабельности, руб./кВт·ч:

n – текущий год на момент расчета:

Выручка от реализации электрической энергии от КЭС составит, млн руб:

$$\text{ВРП} = T \cdot W_{\text{отн}}$$

Доход от основной деятельности, млн руб:

$$D_{\text{ОСН}} = \text{ВРП} - C_{\text{полн}}$$

где $C_{\text{полн}}$ – полная себестоимость производства и отпуска электрической энергии с КЭС, млн руб.:

$$C_{\text{полн}} = U_{\text{отн}}^{\text{э}} \cdot W_{\text{отн}}$$

Налог на прибыль по ставке 20% составит, млн руб:

$$H_{np} = D_{осн} \cdot 0,2$$

Чистая прибыль, млн руб:

$$ЧП = D_{осн} - H_{np}$$

Чистый денежный поток, млн. руб:

$$ЧДП = ЧП + U_a$$

Чистый денежный поток нарастающим итогом, млн. руб:

$$ЧДПНИ_t = ЧДПНИ_{t-1} + ЧДП_t$$

где t – расчетный год

Дисконтированный денежный поток, млн. руб:

$$ДДП_t = \frac{ЧДП_t}{(1 + 0,1)^t}$$

где r – расчетный год

Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, млн. руб:

$$ДДПНИ_t = ДДПНИ_{t-1} + ДДП_t$$

Таблица 16 – Показателей экономической эффективности строительства КЭС

в млн руб.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Капитальные вложения в ТЭС	-104352,06	-69568,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Стоимость фонда на начало года			173920,1	162267,4	150614,8	138962,2	127309,5	115656,9	104004,2	92351,6	80698,92
Стоимость фонда на конец года			162267,4	150614,8	138962,2	127309,5	115656,9	104004,2	92351,6	80698,9	69046,3
Среднегодовая стоимость			168093,8	156441,1	144788,5	133135,8	121483,2	109830,5	98177,9	86525,2	74872,6
Тариф на отпущенную энергию с учетом рентабельности			4,335476	4,335476	4,335476	4,335476	4,335476	4,335476	4,335476	4,335476	4,335476
Выручка от реализации электроэнергии			55178,11	55178,11	55178,11	55178,11	55178,11	55178,112	55178,11	55178,11	55178,11
Доход от основной деятельности			15765,18	15765,18	15765,18	15765,18	15765,18	15765,18	15765,18	15765,18	15765,18
Полная себестоимость производства и отпуска электроэнергии			39412,94	39412,94	39412,94	39412,94	39412,94	39412,94	39412,94	39412,94	39412,94
Налогооблагаемая прибыль			12067,11	12323,47	12579,83	12836,19	13092,54	13348,9	13605,26	13861,62	14117,98
Налог на имущество			3698,06	3441,7	3185,35	2928,99	2672,63	2416,27	2159,91	1903,56	1647,2
Налог на прибыль			2413,42	2464,69	2515,97	2567,24	2618,51	2669,78	2721,05	2772,32	2823,6
Чистая прибыль			9653,69	9858,78	10063,86	10268,95	10474,04	10679,12	10884,21	11089,3	11294,38
Амортизационные отчисления в год			11652,65	11652,65	11652,65	11652,65	11652,65	11652,65	11652,65	11652,65	11652,65
Чистый денежный поток	-104352,06	-69568,04	21306,34	21511,42	21716,51	21921,6	22126,68	22331,77	22536,86	22741,94	22947,03
Чистый денежный поток нарастающим итогом	-104352,06	-69568,04	-152613,8	-131102,3	-109385,8	-87464,2	-65337,5	-43005,8	-20468,9	2273,02	25220,05
Дисконтированный денежный поток	-104352,06	-69568,04	19369,4	17778	16315,9	14972,7	13738,9	12605,7	11564,97	10609,3	9731
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	-104352,06	-69568,04	-154550,7	-134166,8	-115481	-98355,7	-82658	-68273,5	-55090,5	-43010,3	-31941,3

Окончание таблицы 16

в млн руб.

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Капитальные вложения в ТЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Стоимость фонда на начало года	69046,28	57393,63	45740,98	34088,34	22435,69	10783,05	-869,6	-12522,25	-24174,89	-35827,54
Стоимость фонда на конец года	57393,63	45740,98	34088,34	22435,69	10783,05	-869,6	-12522,25	-24174,89	-35827,54	-47480,19
Среднегодовая стоимость	63219,95	51567,31	39914,66	28262,02	16609,37	4956,72267	-6695,92	-18348,57	-30001,22	-41653,86
Тариф на отпущенную энергию с учетом рентабельности	4,335476	4,335476	4,335476	4,335476	4,335476	4,335476	4,335476	4,335476	4,335476	4,335476
Выручка от реализации электроэнергии	55178,11	55178,11	55178,11	55178,11	55178,11	55178,112	55178,11	55178,11	55178,11	55178,11
Доход от основной деятельности	15765,18	15765,18	15765,18	15765,18	15765,18	15765,18	15765,18	15765,18	15765,18	15765,18
Полная себестоимость производства и отпуска электроэнергии	39412,94	39412,94	39412,94	39412,94	39412,94	39412,94	39412,94	39412,94	39412,94	39412,94
Налогооблагаемая прибыль	14374,34	14630,69	14887,05	15143,41	15399,77	15656,13	15912,49	16168,84	16425,2	16681,56
Налог на имущество	1390,84	1134,48	878,12	621,76	365,4	109,05	-147,31	-403,67	-660,03	-916,38
Налог на прибыль	2874,87	2926,14	2977,41	3028,68	3079,95	3131,23	3182,5	3233,77	3285,04	3336,31
Чистая прибыль	11499,47	11704,56	11909,64	12114,73	12319,82	12524,9	12729,99	12935,07	13140,16	13345,25
Амортизационные отчисления в год	11652,65	11652,65	11652,65	11652,65	11652,65	11652,65	11652,65	11652,65	11652,65	11652,65
Чистый денежный поток	23152,12	23357,2	23562,29	23767,37	23972,46	24177,55	24382,63	24587,72	24792,81	24997,89
Чистый денежный поток нарастающим итогом	48372,16	71729,36	95291,65	119059,03	143031,49	167209,04	191591,7	216179,39	240972,2	265970,1
Дисконтированный денежный поток	8926,14	8186,56	7507,67	6884,56	6312,7	5787,91	5306,37	4864,55	4459,2	4087,36
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	-38307,18	-30120,62	-22612,95	-15728,39	-9415,69	-3627,7749	1678, 6	6543,15	11002,35	15089,71

5.4 Расчёт показателей эффективности инвестиций в рекомендуемый вариант строительства КЭС

Чистый дисконтированный доход (NPV):

$$NPV = \sum \frac{ЧДП_t}{(1+0,1)^t} - K$$

Индекс доходности дисконтированных инвестиций и затрат:

$$DPI = \frac{NPV}{K} + 1$$

Очевидно, что если:

- DPI (ИДД) > 1, то проект следует принять,
- DPI (ИДД) < 1, то проект следует отвергнуть,
- DPI (ИДД) = 1, то проект не является ни прибыльным, ни убыточным.

Простой срок окупаемости:

$$PP = \left(\frac{ЧДПНИ_t}{ЧДП_t} \right) + t$$

Дисконтированный срок окупаемости:

$$DPP = \left(\frac{ДДПНИ_t}{ДДП_t} \right) + t$$

Таблица 17 – Расчёт показателей эффективности инвестиций в рекомендуемый вариант строительства КЭС

NPV	15089,71
IRR	10%
DPI	1,087
PP	8,91
DPP	16,684

После определения критериев оценки эффективности проекта можно сделать вывод, что является доходным, так как индекс доходности составил

1,087, со сроками окупаемости: простой срок окупаемости составил 8,91 лет, дисконтированный – 16,684 лет.

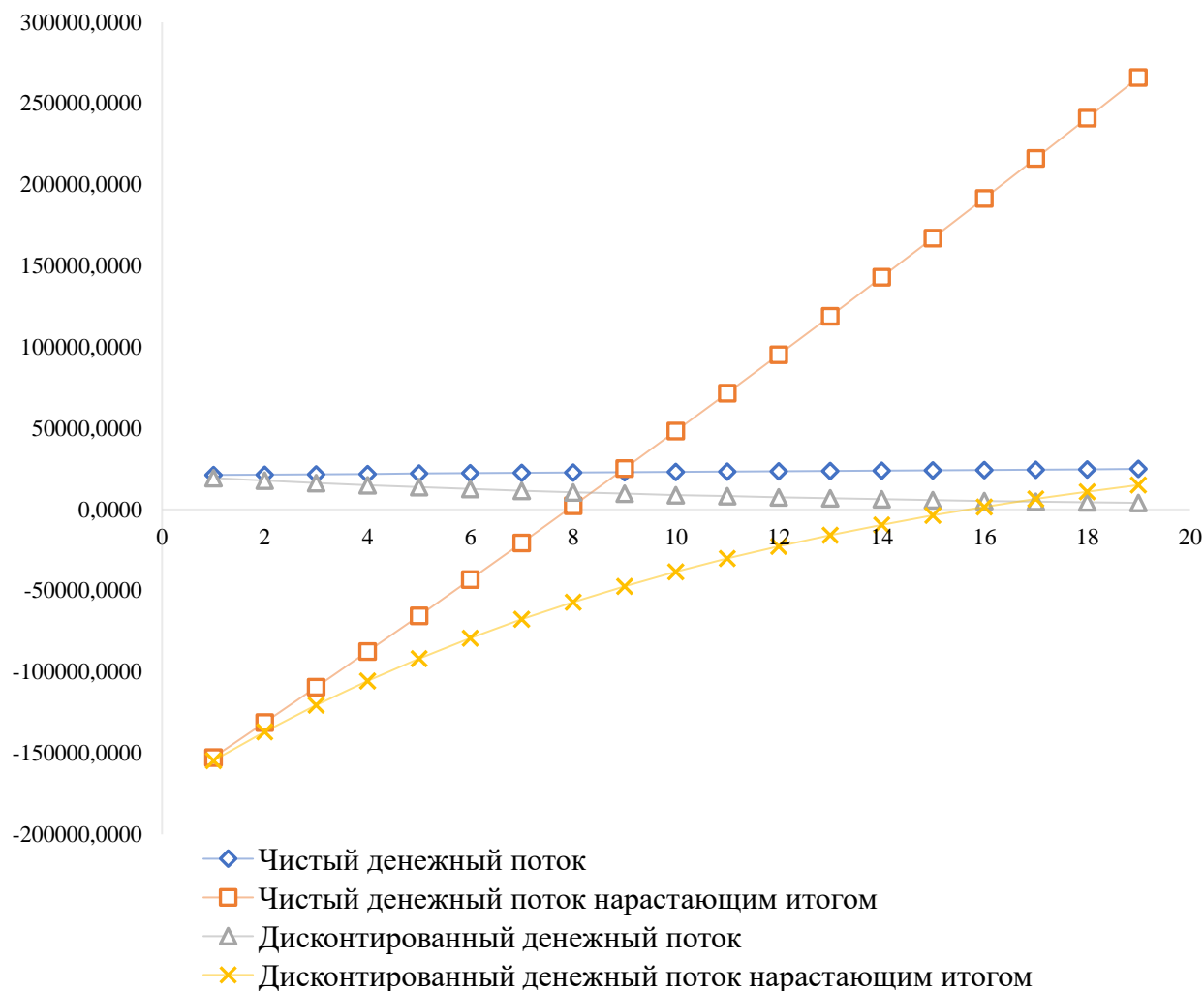


Рисунок 15 – Финансовый профиль проекта

5.5 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности – это оценка влияния изменения исходных параметров инвестиционного проекта (капитальные вложения, тарифы, ставка дисконтирования, операционные расходы и т. д.) на его конечные характеристики, в качестве которых, как правило, используется IRR, DPI, DPP и NPV.

В ходе анализа, сначала определяются исходные показатели, по которым производят расчет чувствительности инвестпроекта. Затем осуществляют последовательно-единичное изменение каждого выбранного показателя.

Таблица 18 – Чувствительность критерия NPV

NPV	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%
Тариф на электрическую энергию	-367%	-245%	-122%	0%	122%	245%	367%
Капитальные вложения	173%	115%	58%	0%	-58%	-115%	-173%
Себестоимость электрической энергии	-105%	-70%	-35%	0%	35%	70%	105%

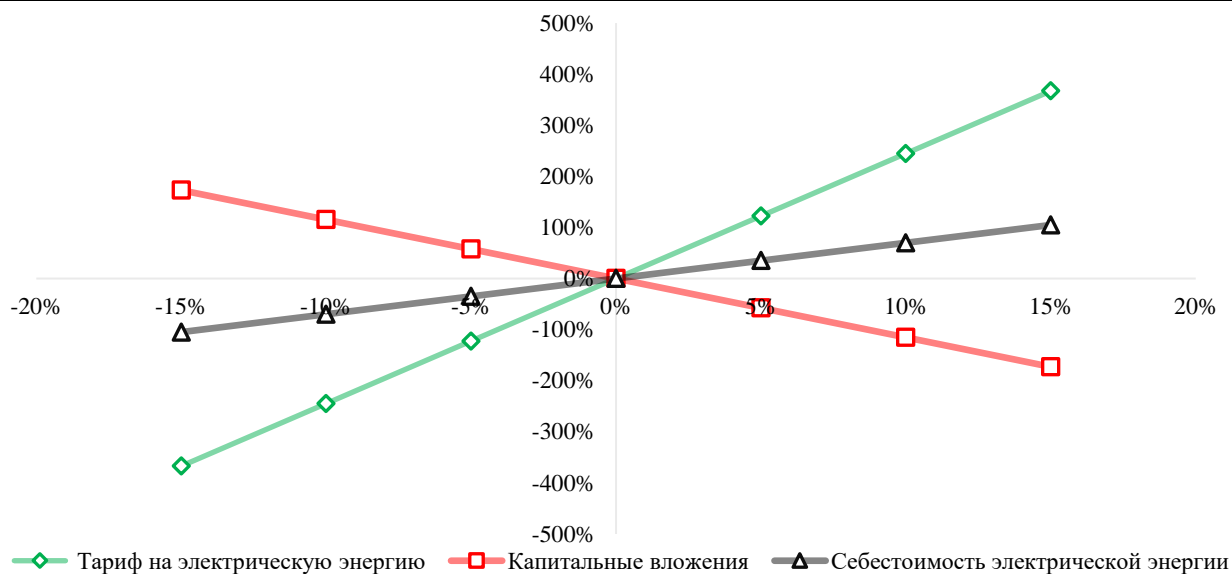


Рисунок 16 – Чувствительности критерия NPV

Таблица 19 – Чувствительность критерия IRR

IRR	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%
Тариф на электрическую энергию	-42%	-27%	-13%	0%	13%	25%	37%
Капитальные вложения	22%	14%	7%	0%	-6%	-12%	-18%
Себестоимость электрической энергии	-11%	-7%	-4%	0%	4%	7%	11%

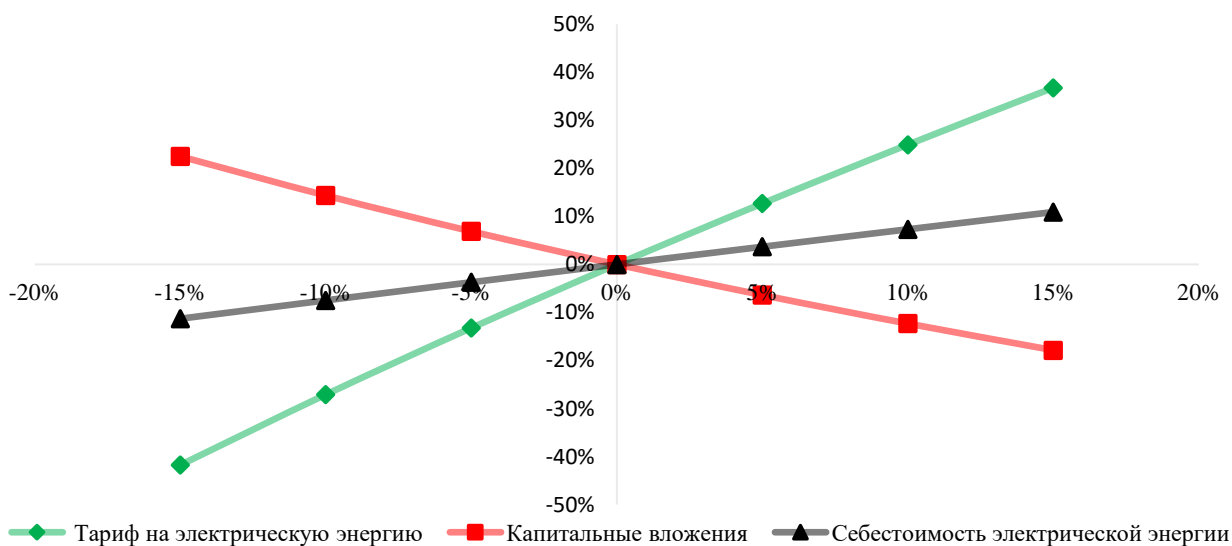


Рисунок 17 – Чувствительности критерия IRR

Таблица 10 – Чувствительность критерия DPI

DPI	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%
Тариф на электрическую энергию	-29%	-20%	-10%	0%	10%	20%	29%
Капитальные вложения	18%	11%	5%	0%	-5%	-9%	-13%
Себестоимость электрической энергии	-8%	-6%	-3%	0%	3%	6%	8%

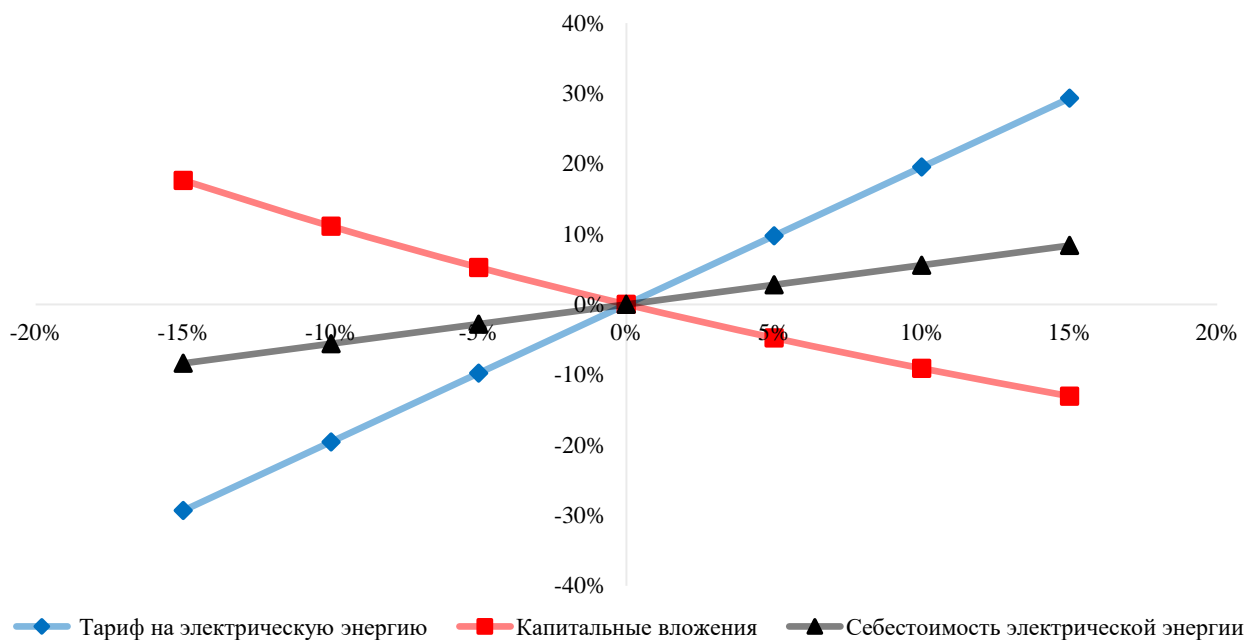


Рисунок 18 – Чувствительности критерия DPI

Таблица 21 – Чувствительность критерия DPP

DPP	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%
Тариф на электрическую энергию	80%	47%	21%	0%	-18%	-33%	-46%
Капитальные вложения	-27%	-18%	-9%	0%	9%	18%	27%
Себестоимость электрической энергии	16%	10%	5%	0%	-5%	-10%	-14%

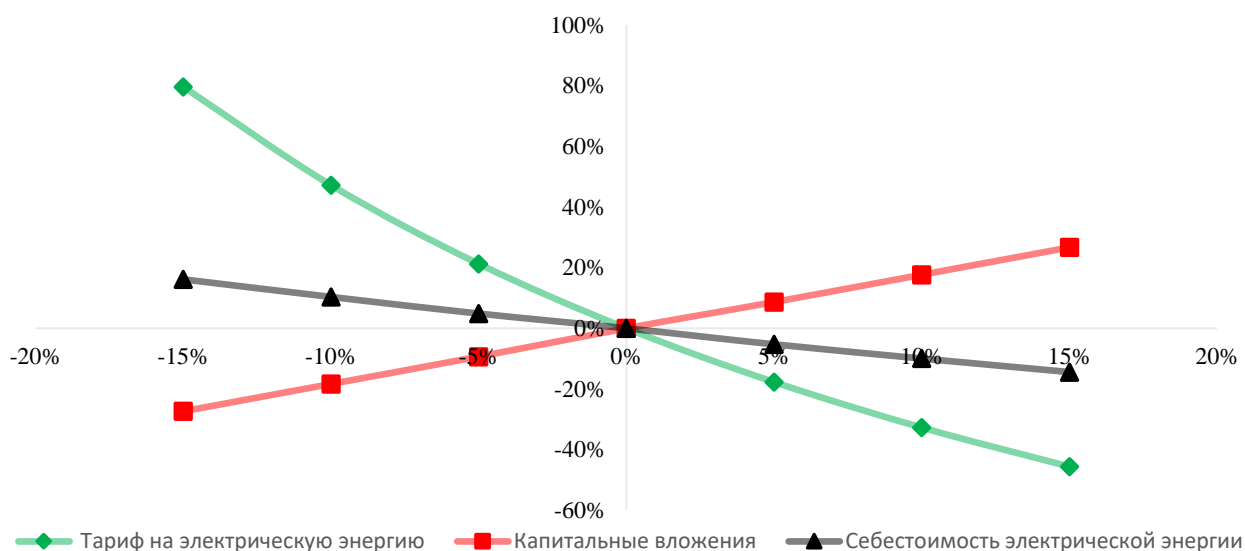


Рисунок 19 – Чувствительности критерия DPP

Анализ чувствительности проекта, определил чувствительности критериев NPV, IRR, DPI, DPP при различных изменяющихся факторов. Можно сделать вывод, что самыми влиятельными факторами по уменьшению степени влияния являются: изменение тарифа на электрическую энергию, затем изменение капитальных вложений и себестоимости электрической энергии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе была спроектирована расширяемая часть Ириклинской ГРЭС на природном газе с электрической мощностью 1950 МВт и максимальной отопительной нагрузкой 150 МВт. В качестве основного оборудования были выбраны паровые турбины К-660-300 и котлоагрегаты производства Mitsubishi Heavy Industrial.

Тепловая нагрузка сетевого подогревателя К-660-300 составила 46520 кВт, для турбоагрегата был построен процесс расширения, определены параметры по элементам схем. Далее были составлены уравнения теплового и материального баланса, определены все необходимые расходы, энтальпии, после чего была произведена проверка по мощности, погрешность составила 0 %. Следующим шагом был расчет технико-экономических показателей станции, из него был определен удельный расход топлива на выработку электроэнергии, который составил 0,274 кг/кВт·ч, а удельный расход топлива на выработку тепловой энергии 35,301 кг/ГДж·ч.

Следующим этапом был выбор вспомогательного оборудования. По результатам рассчитанного требуемого значения производительности в размере 1321,406 м³/ч были выбраны 2 питательных насоса второй степени СВПТ-350-1350 с турбоприводом ОР18П КТЗ. Также по рассчитанному требуемому значению производительности в размере 1250,05 м³/ч были выбраны 2 питательных насоса первой степени ПЭ-900 с электроприводом. Исходя из рассчитанного требуемого значения были выбраны конденсатные насосы второй степени, по значению требуемой производительности насоса в размере 1364,616 м³/ч были выбраны 2 насоса КсВ 1500-140, и были выбраны конденсатные насосы первой степени, по значению требуемой производительности насоса в размере 1093,395 м³/ч были выбраны 2 насоса 2Д2000-21. Циркуляционные насосы ОП2-145Э в количестве 2 штук и один в резерве выбирались исходя из общей потребности в объеме воды, равном 50000 м³/ч, после этого были выбраны сетевые насосы СЭ 320-100 в количестве 2 штук и один в резерве при необходимой производительности

насосов 320 м³/ч. Следующим шагом был выбор марки сетевых подогревателей, были выбраны сетевые подогреватели марки: ПСВ-315-3-23 и ПСВ-200-14-23 . Также был выбран деаэратор ДСП-2000 по найденному значению расхода питательной воды, который составил 1854,834 т/ч. Далее были выбраны 2 дутьевых вентилятора ВДОД-41-500-1 по найденному значению расчетной производительности вентилятора. Аналогично, по расчетному значению производительности были выбраны дымососы ВДОД-43-500-1 в количестве 2 шт. Заключительным этапом был расчет и выбор дымовой трубы, по найденному значению минимальной допустимой высоты в размере 180 м была выбрана 1 труба.

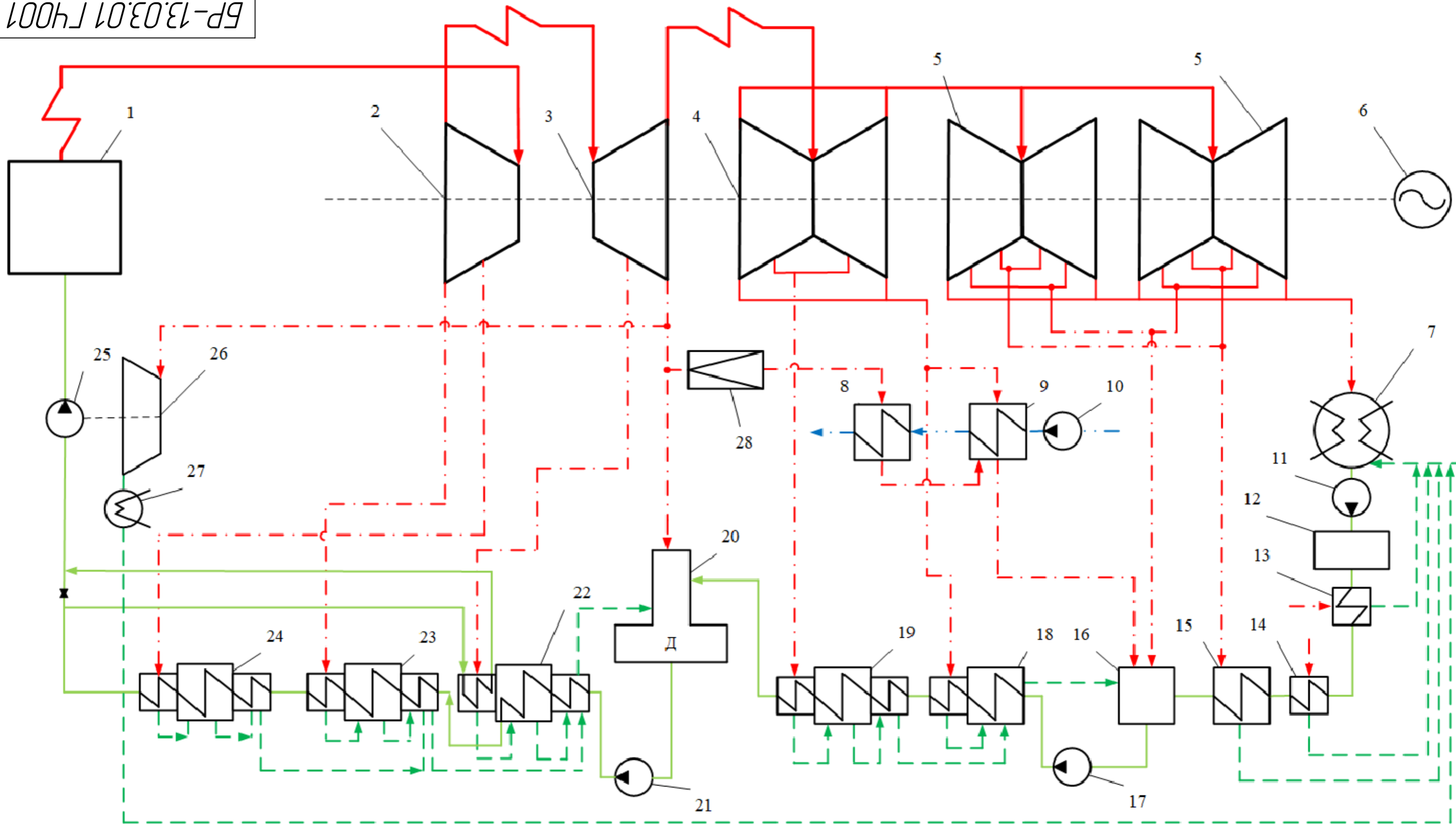
Также была разработана электрическая часть станции мощностью 1950 МВт и напряжением 500 кВ, разработаны схемы выдачи мощности и собственных нужд, а также структурная схема станции. Были подобрана номенклатура основного оборудования электроцеха: турбогенераторы типа ТВВ-660-2Т и соответствующие им трансформаторы ТНЦ-1000000/500.

Также на основании рассчитанных критериях оценки эффективности проекта можно сделать вывод, что является доходным, так как индекс доходности составил 1,087, со сроками окупаемости: простой срок окупаемости составил 8,91 лет, дисконтированный – 16,684 лет.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рыжкин, В.Я. Тепловые электрические станции : учебник для вузов / под. ред. В.Я. Гришфельда. – изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1987. – 177 с.
2. СТО 4.2–07–2014. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. – Введ. 30.12.2013. – Красноярск : ИПК СФУ, 2014. – 60с.
3. Михайленко, С.А. Тепловые электрические станции: учеб. пособие / С.А. Михайленко, А.П. Цыганок. – 2-е изд., перераб. и доп. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2005. – 300 с.
4. Термодинамические свойства воды и водяного пара [Электронный ресурс] : – Режим доступа: <http://www.energyed.ru/>.
5. Каталог продукции группы компаний «Силовые машины» : – Российская Федерация, Санкт-Петербург : «Силовые машины», 2020. – 380 с.
6. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (аэродинамический расчет котельных установок) : учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – 71 с.
7. Рогалев А. Н. Разработка научно-методологических основ создания перспективных высокотемпературных энергетических комплексов : дис. д-ра техн. наук: 05.14.01, 05.04.12 / Рогалев Андрей Николаевич. – Москва, 2018. – 366 с.
8. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для вузов / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – Изд. 3-е, перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1987. – 610 с.
9. Каталог продукции компании АО «ГИДРОМАШСЕРВИС» : – Российская Федерация, Москва : «ГИДРОМАШСЕРВИС», 2020. – 32 с.
10. Бойко, Е. А. Математическое моделирование теплоэнергетических задач на ЭВМ : Метод. указ. / Е. А. Бойко, Д. Г. Дидичин, П. В. Шишмарев. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2001. – 127 с.

11. Цыганок, А. П. Проектирование тепловых электрических станций : учеб. пособие. / А.П. Цыганок, Михайленко, С.А. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. – 136 с.
12. ОДН – 86 Методика расчета концентрации в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. – введ. 4.08.1986. – Ленинград : ГИДРОМЕТЕОИЗДАТ, 1987. – 93 с.
13. Росляков, В.Я. Расчет вредных выбросов ТЭС в атмосферу : учеб. пособие / П.В. Росляков, Л.Е. Егорова, И.Л. Ионкин. – изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство МЭИ, 2002. – 84 с.
14. Дорохов, Е. В. Тепловая схема энергоблока с суперкритическими параметрами и двумя промежуточными перегревами мощностью 600 МВт. / Е.В. Дорохов, А.С. Седлов. – Труды конференции «Повышение надежности и эффективности эксплуатации электрических станций и энергетических систем», 2010. МЭИ.
15. Nicol Kyle. Application and development prospects of double-reheat coal-fired power units // IEA Clean Coal Centre/ IEA Clean Coal Centre. – London, 2015. – CCC/255. 81 p.
16. Электронный номенклатурный каталог НПО «РУССОЛ» [Электронный ресурс] : – Режим доступа: http://russol.org/tdm_main.php.
17. Электронный номенклатурный каталог ОАО «САРЭНЕРГОМАШ» [Электронный ресурс] : – Режим доступа: <http://heat.sarzem.ru/psv.html>.
18. Iwanaga, K. The construction of 700 MW units with advanced steam conditions. / K. Iwanaga, A. Ohji, H. Haneda. // Mechanical Engineering Publications, London. – 1990. – C386/055. – С. 39-52.
19. Каталог продукции компаний ОАО ТКЗ «КРАСНЫЙ КОТЕЛЬЩИК» : – Российская Федерация, Таганрог : ТКЗ «КРАСНЫЙ КОТЕЛЬЩИК», 2020. – 24 с.



- · - · - Пар из отборов
- - - - - Дренажи после подогревателей
- Свежий пар
- Питательная вода или основной конденсат
- · - · - Сетевая вода

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Омуралиев Б.А.		
Пров.		Шишмарев П.В.		
Т. контр.		Бойко Е.А.		
Н. контр.		Шишмарев П.В.		
Утв.		Бойко Е.А.		

БР-13.03.01 001ГЧ

Принципиальная тепловая
схема турбины
К-660-300

Лит.	Масса	Масштаб
Лист 1	Листов 5	

ТЭС

Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание	Перв. примен.			
							Справ. №	Подп. и дата		
				Документация						
			БР-13.03.01 001 ГЧ	Тепловая схема						
				Оборудование						
		1		Паровой котел	1					
		2		ЦВД К-660-300	1					
		3		ЦСД-1 К-660-300	1					
		4		ЦСД-2 К-660-300	1					
		5		ЦНД К-660-300	2					
		6		Турбогенератор ТВВ-660-2	1					
		7		Конденсатор 660 КП-35550-2	1					
		8		ПСВ-200-14-23	1					
		9		ПСВ-315-3-23	1					
		10		Сетевой насос СЭ 320-100	2					
		11		Конденсатный насос КсВ 1500-140	2					
		12		БОУ	1					
		13		ЭО	1					
		14		СП	1					
		15		ПН-850-25-6-1	1					
		16		ПНСВ-2000-1	1					
		17		Конденсатный насос 2Д2000-21	2					
БР-13.03.01 001										
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Принципиальная тепловая схема турбины К-660-300			Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Омуралиев Б.А.							1	2
Проб.		Шишмарев П.В.						ТЭС		
Н.контр.		Шишмарев П.В.								
Утв.		Байко Е.А.								

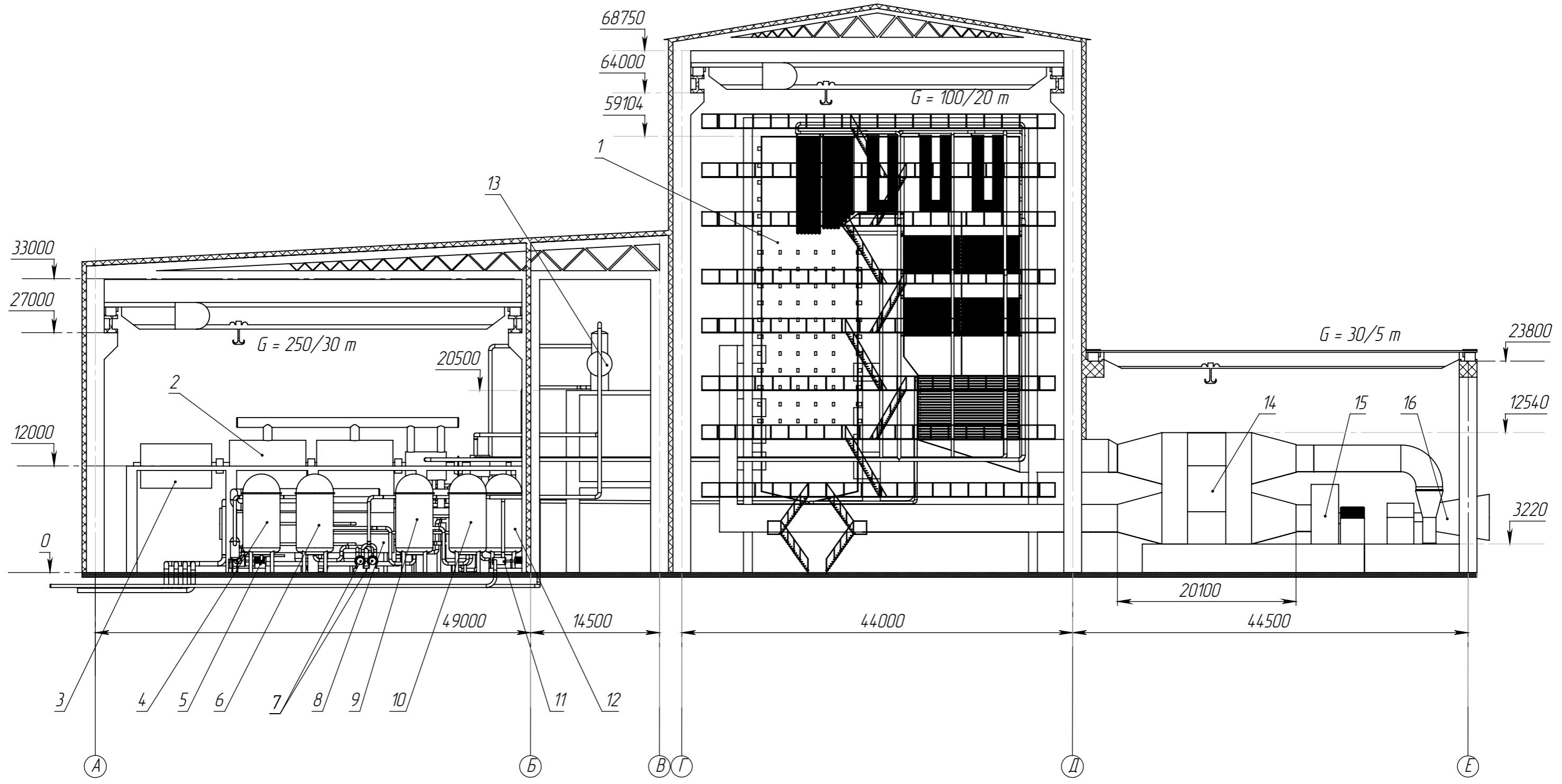
Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
		18		ПН-850-25-6-II	1	
		19		ПН-1100-25-6-I	1	
		20		Деаэратор ДСП-2000	1	
		21		ПЗ-900	3	
		22		ПВ-1100-37-4,5	2	
		23		ПВ-1600-37,2-6,47	2	
		24		ПВ-1300-37-7	2	
		25		Питательный турбонасос СВПТ-350-1350	2	
		26		Привод турбонасоса ОР18П КТЗ	2	
		27		Конденсатор	2	
		28		РУ	1	

Инд. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инд. № докл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

БР-13.03.01 001

БР 13.03.01 002ГЧ



Спроб. №

Подп. и дата

Инд. № дѣл.

Взам. инв. №

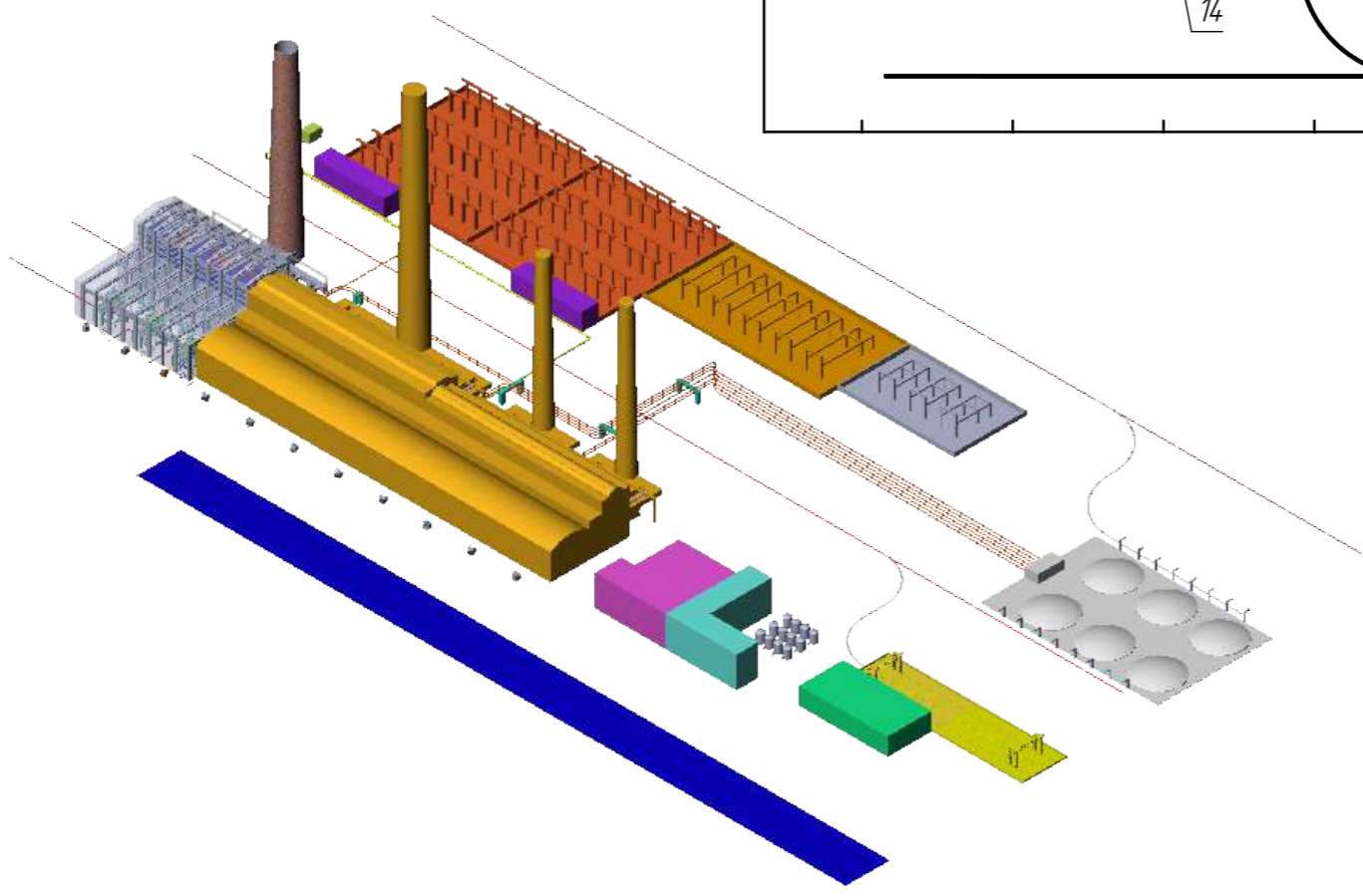
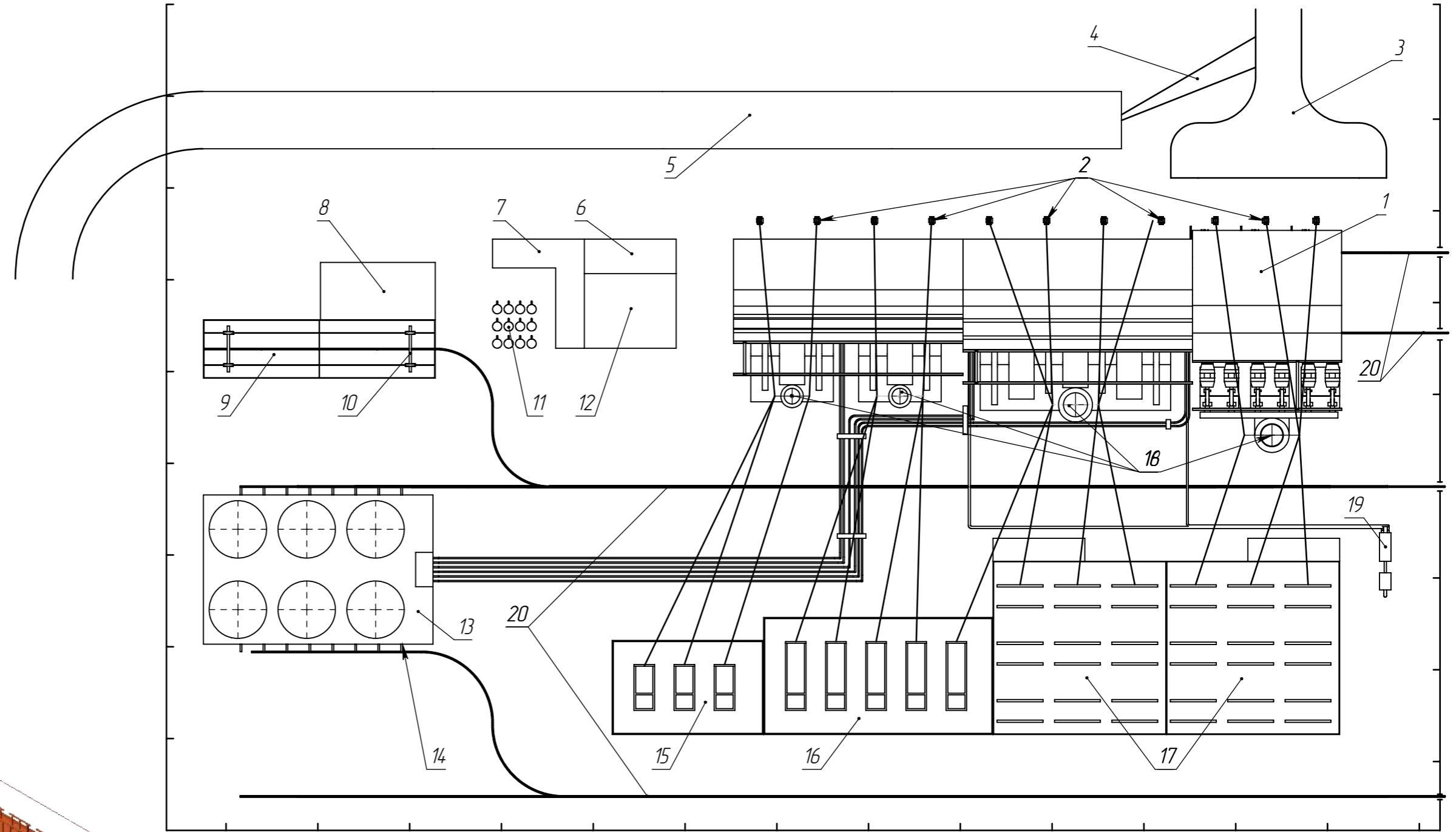
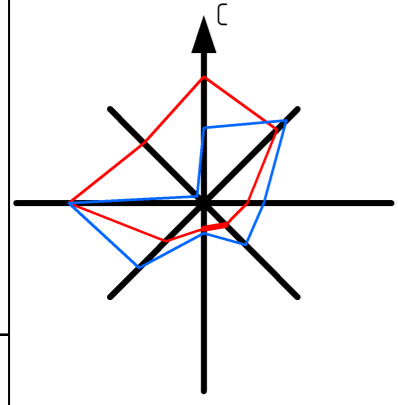
Подп. и дата

Инд. № подл.

				БР 13.03.01 002ГЧ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Разрез главного корпуса	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Омуралиев Б.А.						1:500
Проб.		Шишмарев П.В.						
Т. контр.		Бойко Е.А.				Лист 2	Листов 5	
Н. контр.		Шишмарев П.В.				ТЭС		
Утв.		Бойко Е.А.						

Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание	Перв. примен.		Справ. №		Подп. и дата		Инв. № дубл.		Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.				
							Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Лит.	Лист	Листов	Лит.	Лист	Листов						
				Документация																			
			БР-13.03.01 002 ГЧ	Разрез главного корпуса																			
				Оборудование																			
		1		Паровой котел	3																		
		2		Турбина К-660-300	3																		
		3		Турбогенератор ТВВ-660-2	3																		
		4		ПН-850-25-6-1	3																		
		5		2Д2000-21	6																		
		6		ПНСВ-2000-1	3																		
		7		КсВ 1500-140	6																		
		8		Конденсатор 660 КП-35500-2	3																		
		9		ПН-850-25-6-11	3																		
		10		ПН-1100-25-6-1	3																		
		11		СЭ 320-100	6																		
		12		ПСВ-315-3-23	3																		
		13		ДСП-2000	3																		
		14		Воздухоподгреватель	6																		
		15		ВДОД-41-500-1	6																		
		16		ДОД-43-500-1	6																		
БР-13.03.01 002																							
Изм.		Лист		№ докум.		Подп.		Дата		Разрез главного корпуса						Лит.		Лист		Листов			
Разраб.		Омуралиев Б.А.																				1	
Проб.		Шишмарев П.В.																					
Н.контр.		Шишмарев П.В.																					
Утв.		Байко Е.А.																					

БР 13.03.01 003ГЧ



Спроб. №

Подп. и дата

Инд. № дѣл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инд. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Омуралиев Б.А.		
Пров.		Шишмарев П.В.		
Т. контр.		Бойко Е.А.		
Н. контр.		Шишмарев П.В.		
Утв.		Бойко Е.А.		

БР 13.03.01 003ГЧ

Генеральный
план

Лит.	Масса	Масштаб
		1:4000
Лист 3	Листов 5	

ТЭС

Инв. № подл.	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Справ. №	Перв. примен.	Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
																	Документация		
																БР-13.03.01 003 ГП	Генеральный план		
																	Здания и сооружения		
														1			Главный корпус	1	
														2			Повышающий трансформатор	8	
														3			Промежуточный бьеф	1	
														4			Обводной канал	1	
														5			Открытый отводящий канал	1	
														6			Пуско-отопительная котельная	1	
														7			Административное здание	1	
														8			Складские помещения	1	
														9			Ремонтно-сборочная площадка	1	
														10			Козловой кран	2	
														11			Бак химических реагентов	12	
														12			Цех ХВО	1	
														13			Топлиохранилище	1	
														14			Эстакада для слива мазута из ЖД вагонов	2	
														15			ОРУ 110 кВ	1	
														16			ОРУ 220 кВ	1	
														17			ОРУ 500 кВ	2	
														18			Дымовые трубы	4	
БР-13.03.01 003																			
Инв. № подл.	Разраб.	Омуралиев Б.А.				Генеральный план						Лит.	Лист	Листов					
	Проб.	Шишимарев П.В.											1	2					
	Н.контр.	Шишимарев П.В.										ТЭС							
	Утв.	Байко Е.А.																	

БР 13.03.01 004ГЧ

Перв. примен.

Справ. №

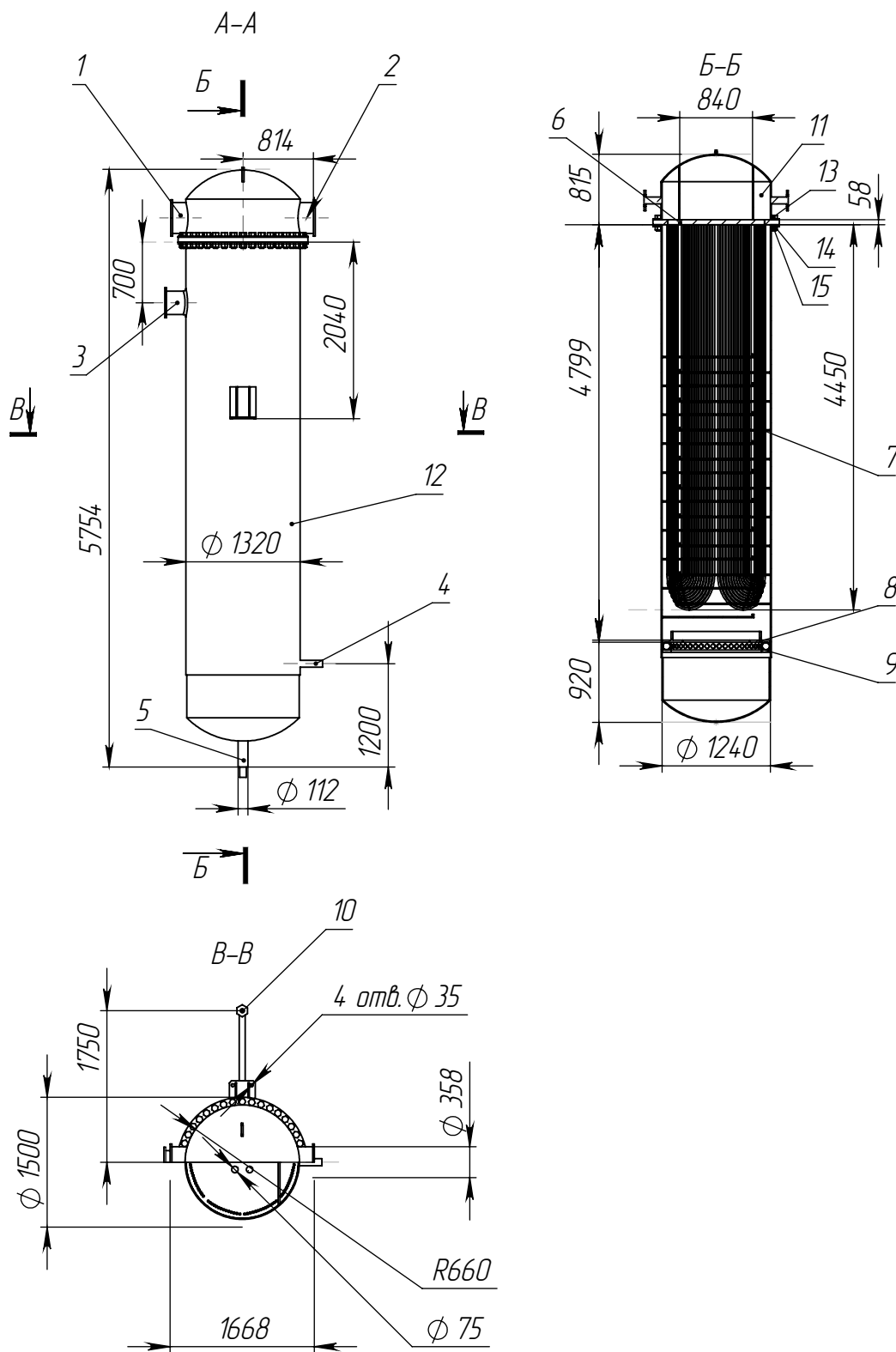
Подп. и дата

Инв. № д/дл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



БР 13.03.01 004ГЧ

Сетевой
подогреватель
ПСВ-315-3-23

Лит.	Масса	Масштаб
------	-------	---------

1:75

Лист 4	Листов 5
--------	----------

ТЭС

Перв. примен.		Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание	
									Справ. №
						<u>Документация</u>			
					<i>БР-13.03.01 004 ГЧ</i>	<i>Сетевой подогреватель ПСВ-315-3-23.</i>			
						<u>Сборочные единицы</u>			
				1		<i>Патрубок входа сетевой воды</i>	1		
				2		<i>Патрубок выдоха сетевой воды</i>	1		
				3		<i>Патрубок входа пара</i>			
				4		<i>Патрубок подвода конденсата</i>	1		
				5		<i>Патрубок выхода конденсата</i>	1		
						<u>Детали</u>			
				6		<i>Трубная доска</i>	1		
				7		<i>Трубный пучок</i>	1		
				8		<i>Гидрозатвор</i>	1		
				9		<i>Воздухоотсасывающее устройство</i>	1		
				10		<i>Водоуказательная колонка</i>	1		
				11		<i>Крышка водяной камеры</i>	1		
				12		<i>Корпус</i>	1		
					<i>БР-13.03.01 004</i>				
		<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>			
		<i>Разрад.</i>	<i>Пров.</i>	<i>Омуралиев Б.А.</i> <i>Шишмарев П.В.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	
								<i>Листов</i>	
		<i>Н.контр.</i>	<i>Утв.</i>	<i>Шишмарев П.В.</i> <i>Бойко Е.А.</i>			<i>ТЭС</i>		
		<i>Сетевой подогреватель ПСВ-315-3-23</i>							

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дробл.	Подп. и дата

Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
				<i>Стандартные изделия</i>		
		13		Болт М30x140 10.9	44	
		14		Гайка М30-6H5	44	
		15		Шайба 2-30	44	

Справ. №

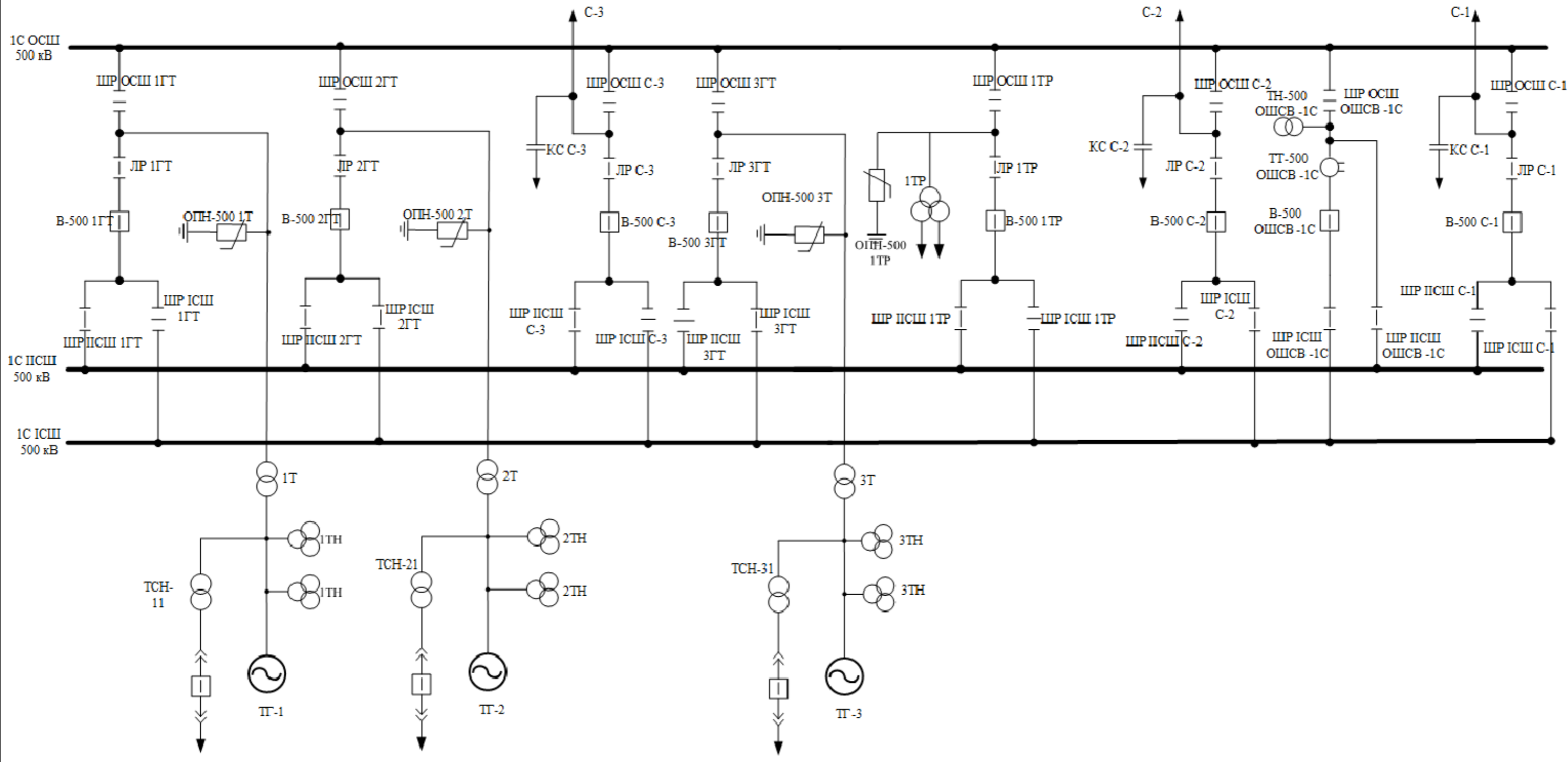
Подп. и дата

Инд. № д/дл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инд. № подл.



Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Омуралиев Б.А.		
Пров.		Шишмарев П.В.		
Т. контр.		Бойко Е.А.		
Н. контр.		Шишмарев П.В.		
Утв.		Бойко Е.А.		

БР 13.03.01 005ГЧ

Схема выдачи
мощности

Лит.	Масса	Масштаб
Лист 5	Листов 5	

ТЭС

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

институт

Тепловые электрические станции

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись

Е.А. Бойко

инициалы, фамилия

« 26 » 06 2021г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

Проект расширения Ириклинской ГРЭС на 1950 МВт

тема

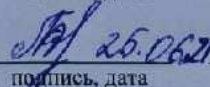
Руководитель

доцент, к.т.н.
должность, ученая степень

 26.06.21
подпись, дата

П.В. Шишмарев
инициалы, фамилия

Выпускник

 26.06.21
подпись, дата

Б.А. Омуралиев
инициалы, фамилия

Тех. контроль

 26.06.21
подпись, дата

Е.А. Бойко
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

 26.06.21
подпись, дата

П.В. Шишмарев
инициалы, фамилия

Красноярск 2021