

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

« _____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

Проект модернизации схемы теплоснабжения Ленинского района г.
Красноярска от Красноярской ТЭЦ-1

тема

<u>Руководитель</u>	_____	<u>Доцент, к.т.н</u>	<u>С.В. Пачковский</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
<u>Выпускник</u>	_____	_____	<u>Р.М. Гильмидинов</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
<u>Тех. контроль</u>	_____	_____	<u>С.А. Михайленко</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
<u>Нормоконтролер</u>	_____	_____	<u>П.В. Шишмарев</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2019

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

« _____ » _____ 20 ____ г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту Гильмидинову Руслану Маратовичу

фамилия, имя, отчество

Группа ФЭ15–02Б Направление (специальность) 13.03.01

номер группы

код

Теплоэнергетика и теплотехника

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект модернизации схемы теплоснабжения Ленинского района г. Красноярск от Красноярской ТЭЦ-1

Утверждена приказом по университету № 5016/с от 16 апр. 2019 г

Руководитель ВКР С.В. Пачковский, доцент, к.т.н, кафедра ТЭС

инициалы, фамилия, должность, учёная степень и место работы

Исходные данные для ВКР Закрытые системы теплоснабжения, тепловая и электрическая мощность равные 1677 Гкал/ч и 481 МВт соответственно

Перечень разделов ВКР Причины необходимости перехода на закрытые системы теплоснабжения в соответствии с законодательством Российской Федерации; Литературный обзор по теме выпускной квалифицированной работе; Исследование существующей системы теплоснабжения; Разработка предложений по переводу тепловых сетей Ленинского района г. Красноярск на закрытую систему горячего водоснабжения; Заключение;

Перечень графического материала:

Лист 1. Общестанционная схема основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ-1

Лист 2. Тепловая схема ПТ-25

Лист 3. Схема подпитки теплосети и по сетевой воде

Лист 4. Существующая схема присоединения ГВС и отопления

Лист 5. Новая применимая схема присоединения ГВС и отопления

Лист 6. Схема ИТП

Руководитель ВКР _____

подпись

С.В. Пачковский

Задание принял к исполнению _____

подпись

Р.М. Гильмидинов

«__» июня 2019 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект модернизация схемы теплоснабжения Ленинского района г. Красноярска от Красноярской ТЭЦ-1» содержит 63 страницы текстового документа, 11 использованных источников, листов графической части.

Ключевые слова: ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ, ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, ЗААКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ, ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ПРОЦЕСС РАСШИРЕНИЯ.

Цель работы:

- привести в исполнение закон” О теплоснабжении”;
- достичь питьевого качества горячей воды.

В процессе работы было приведено обоснование необходимости перехода с открытой схемы теплоснабжения на закрытую; произведены расчет тепловой схемы и технико-экономических показателей станции; разработан ИТП и подобрано оборудование ИТП.

В заключении представлены выводы о проделанной работе.

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

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Причины необходимости перехода на закрытые системы теплоснабжения в соответствии с законодательством Российской Федерации.....	6
2 Литературный обзор по теме выпускной квалифицированной работе.....	7
2.1 Описание и особенности видов систем теплоснабжения.....	7
2.2 Преимущество и недостатки систем обоих типов.....	13
2.3 Зависимая и независимая система отопления.....	14
3 Исследование существующей системы теплоснабжения.....	17
3.1 Описание объекта.....	17
3.2 Тепловой расчет турбины ПТ-25.....	23
3.2.1 Расчет установки по подогреву сетевой воды.....	26
3.2.2 Построение процесса расширения пара на i-s диаграмме.....	28
3.2.3 Определение параметров по элементам схемы.....	30
3.2.4 Определение предварительного расхода пара на турбину.....	32
3.2.5 Баланс пара и конденсата.....	33
3.2.6 Расчет регенеративной схемы (ПВД).....	34
3.2.7 Расчет деаэратора.....	36
3.2.8 Расчет регенеративной схемы (ПНД).....	36
3.2.9 Расчет технико-экономических показателей работы станции....	38
3.3 Существующие потребители тепла и подключенные нагрузки.....	43
4 Разработка предложений по переводу тепловых сетей Ленинского района г. Красноярск на закрытую систему горячего водоснабжения.....	48
4.1 Перечень мероприятий по развитию системы теплоснабжения.....	48
4.2 Объемы потребления и нагрузки потребителей.....	52
4.3 Определение варианта перевода на закрытую систему теплоснабжения. Особенности применяемого оборудования.....	53
4.4 Описание существующей схемы.....	54
4.5 Описание новой применяемой схемы.....	56
4.6 Подбор оборудования.....	57
4.6.1 Теплообменный аппарат для отопления.....	58
4.6.2 Теплообменный аппарат для горячего водоснабжения.....	59
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	62
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	63

ВВЕДЕНИЕ

Закрытые системы, вследствие отсутствия непосредственного водоразбора, отличаются высоким постоянством качества и количества циркулируемой в них воды. На горячее водоснабжение в открытых системах расходуется деаэрированная, прошедшая химводообработку дорогая сетевая вода, в закрытых системах на горячее водоснабжение расходуется водопроводная вода, а подпитка сетей не превышает 0,5% от объёма сетевой воды, содержащейся в системе.

Открытые системы отличаются высокой нестабильностью гидравлических режимов, закрытые, наоборот, стабильны, потому что независимы от водоразбора на горячее водоснабжение. Кроме того, качество сетевой расходуемой на горячее водоснабжение в открытых системах воды не всегда отвечает санитарным нормам. Требования к качеству воды по цвету и запаху нарушаются из-за недостаточной промывки систем отопления после ремонта, из-за неполной деаэрации подпиточной воды.

В связи с этим, правительством РФ был принят законопроект “О теплоснабжении” от 27.07.2010, в котором говорится о закрытие системы горячего водоснабжения существующих потребителей, а также запрет на подключение новых потребителей по открытой схеме горячего водоснабжения.

ТЭЦ-1 крупнейшая станция г. Красноярск. Она обеспечивает тепловой энергией порядка 60% потребителей. Отпуск тепловой энергии производится посредством подогрева сетевой воды в сетевых подогревателях, которые на сегодняшний день работают в режиме перегрузки в зимний максимум нагрузок, что приводит к повышенным температурным напорам, и как следствие к перерасходу топлива на отпуск теплоэнергии.

Закрытие открытой системы теплоснабжения, ввиду закрытия узла подпитки тепловой сети, позволит: осуществлять горячее водоснабжение водой питьевого качества; снизить потери тепла на собственные нужды за счет перераспределения расхода сетевой воды между существующими сетевыми

подогревателями и подогревателями частично умягченной воды, которые можно использовать в качестве сетевых подогревателей; прекратить потерю пара в подпиточных деаэраторах.

Что в свою очередь, обеспечит нормализацию режимов работы сетевых бойлеров со снижением в них температурных напоров до нормативных значений; это позволит сократить расход пара на подогрев сетевой воды в бойлерах, и в конечном итоге улучшить технико-экономические показатели работы станции посредством снижения эксплуатационных затрат, а также приведет к снижению объемов вредных выбросов в окружающую среду.

1 Причины необходимости перехода на закрытые системы теплоснабжения в соответствии с законодательством Российской Федерации

Причиной перехода на закрытые системы теплоснабжения является федеральный закон “О теплоснабжении” от 27.07.2010 №190-ФЗ, в котором указано, что:

1) С 1 января 2013 года подключение (технологическое присоединение) объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

2) С 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

2 Литературный обзор по теме выпускной квалифицированной работе

2.1 Описание и особенности видов систем теплоснабжения

Рассмотрим водяные системы теплоснабжения. Водяные системы теплоснабжения применяются двух типов: закрытые и открытые. В закрытых системах сетевая вода, циркулирующая в тепловой сети, используется только как теплоноситель, но из сети не отбирается.

В открытых системах сетевая вода частично разбирается у абонентов для горячего водоснабжения.

В зависимости от числа трубопроводов, используемых для теплоснабжения потребителей, водяные системы делятся на одно-, двух-, трех- и многотрубные. Минимальное число трубопроводов для открытой системы один, а для закрытой - два.

Для теплоснабжения городов в большинстве случаев применяются двухтрубные водяные системы, в которых тепловая сеть состоит из двух трубопроводов: подающего и обратного. По подающему трубопроводу горячая вода подводится от станции к абонентам, по обратному трубопроводу охлажденная вода возвращается на станцию.

Преимущественное применение в городах двухтрубных систем объясняется тем, что эти системы по сравнению с многотрубными требуют меньших начальных вложений и дешевле их эксплуатировать. Двухтрубные системы применимы в тех случаях, когда всем потребителям требуется теплота примерно одного потенциала. Такие условия обычно имеют место в городах, где вся тепловая нагрузка (отопление, вентиляция и горячее водоснабжение) может быть удовлетворена основной теплотой низкого потенциала.

В промышленных районах, где имеется технологическая тепловая нагрузка повышенного потенциала, могут применяться трехтрубные системы, в которых два трубопровода используются как подающие, а третий трубопровод является обратным. К каждому подающему трубопроводу присоединяются однородные по потенциалу и режиму тепловые нагрузки.

Закрытые системы

Число параллельных трубопроводов в закрытой системе теплоснабжения должно быть не меньше двух, так как после отдачи теплоты в абонентских установках теплоноситель должен быть осуществлён возврат теплоносителя на станцию.

В зависимости от характера тепловых нагрузок абонента, а также режима работы тепловой сети выбираются схемы присоединения абонентских установок к тепловой сети. Те устройства, которые обслуживают отдельные здания, называются абонентскими вводами, местными тепловыми подстанциями или местными тепловыми пунктами.

В обширных системах централизованного теплоснабжения получили применение групповые тепловые пункты (ГТП). На этих подстанциях осуществляется присоединение теплопотребляющих установок группы жилых и общественных зданий микрорайона к тепловой сети.

Обычно ГТП размещаются в отдельных, предназначенных для этой цели зданиях на некотором удалении от обслуживаемых зданий квартала или микрорайона с целью изоляции последних от шума и вибраций, создаваемых насосными установками. В ГТП устанавливаются: блок (или блоки) подогревателей горячего водоснабжения, подогреватели отопления (при независимой схеме), групповая смесительная установка сетевой воды, авторегулирующие и контрольно-измерительные приборы.

Применение так называемых ГТП в большей степени упрощает эксплуатацию, так как уменьшается количество узлов обслуживания и повышается комфорт в теплоснабжаемых зданиях благодаря выносу насосных установок, являющихся источником шума, в изолированные помещения ГТП.

С одной стороны, применение ГТП позволяет серьезно уменьшить начальные затраты обусловленные необходимостью сооружения подогревательной установки горячего водоснабжения, авторегулирующих устройств и насосных установок благодаря сокращению количества элементов оборудования, а также увеличению их единичной мощности, но, с другой -

возрастают начальные затраты на сооружение и эксплуатацию распределительной сети между ГТП и отдельными зданиями, так как вместо двухтрубной сети приходится сооружать на этих участках четырехтрубную или как минимум трехтрубную сеть (при отказе от циркуляции воды в системе горячего водоснабжения), что еще больше увеличивает потери теплоты и воды в системе горячего водоснабжения.

В зависимости от режима работы теплопотребителей и выбранной планировки застройки района, а также на основании технико-экономических расчетов определяют единичную расчетную тепловую нагрузку ГТП.

По сути дела, на данный момент, находят применение две принципиально разные схемы присоединения теплопотребляющих установок абонентов к тепловой сети – зависимая и независимая. В первом варианте присоединения вода из тепловой сети поступает непосредственно в приборы абонентской установки, во втором же - проходит через теплообменник, в котором нагревается вторичный теплоноситель, позже используемый в абонентской установке.

В закрытых системах теплоснабжения установки горячего водоснабжения присоединяются к тепловой сети только через водо-водяные подогреватели, т.е. по независимой схеме. При зависимых схемах присоединения давление в абонентской установке зависит от давления в тепловой сети.

При всех независимых схемах присоединения давление в местной системе и давление в тепловой сети никак не зависят друг от друга.

Стоит отметить, что при зависимой схеме присоединения оборудование абонентского ввода проще и дешевле, чем при независимой, при этом может быть получен большой перепад температур сетевой воды в абонентской установке. В свою очередь, увеличение перепада температур воды уменьшает расход теплоносителя в сети, что может привести к снижению диаметров тепловой сети и экономии на её начальной стоимости и эксплуатационных расходах.

Основным недостатком, который можно выделить при использовании зависимой схемы присоединения, будет являться жесткая гидравлическая связь

тепловой сети с нагревательными приборами абонентских установок, имеющими, как правило, пониженную механическую прочность, что в свою очередь ограничивает допустимые пределы режимов работы системы централизованного теплоснабжения. Например, в широко используемых в отопительной технике чугунных нагревательных приборах (радиаторах) допускаемое давление не должно превышать 0,6 МПа; так как превышение указанного выше предела может легко привести к аварийным ситуациям. Это значительно снижает надежность и в той же мере усложняет эксплуатацию системы теплоснабжения больших городов, ведь при внушительной протяженности тепловых сетей и значительном числе присоединений абонентских установок с различной тепловой нагрузкой расходы воды в сети, а также связанные с ними потери давления могут изменяться в широких диапазонах. При всём этом уровень давлений в сети может превысить допустимый предел, определённый для абонентских установок.

В случаях, когда отличие между давлением, допустимым в теплопотребляющих приборах абонентов и расчетным давлением в тепловой сети небольшое, даже незначительное повышение давления в тепловой сети, вызванное, как вариант, непроизвольным перекрытием клапана в сети или возможным аварийным отключением насоса на подстанции, могут привести к разрыву приборов в отопительных установках абонентов. Помимо этого, при независимой схеме утечки сетевой воды снижаются и становится легче обнаружить возникающие в процессе эксплуатации повреждения в системе теплоснабжения. Вследствие этого по требованиям надежности работы систем теплоснабжения в крупных городах более предпочтительна независимая схема присоединения абонентов. В случаях, когда при статических условиях давление в тепловой сети выходит за допустимый уровень давлений, определённый для абонентских установок, является обязательным применение независимой схемы присоединения

При закрытой системе теплоснабжения водопроводная вода, поступающая в установки горячего водоснабжения, не имеет прямого контакта с сетевой

водой, так как подогрев водопроводной воды осуществляется на групповых тепловых подстанциях или на абонентских вводах в поверхностных водоводных подогревателях. Гидравлическая изолированность водопроводной воды, поступающей в установки горячего водоснабжения, от воды, циркулирующей в тепловой сети, - преимущество закрытой системы. Благодаря гидравлической изолированности водопроводной воды от сетевой обеспечивается стабильное качество горячей воды, поступающей в установки горячего водоснабжения, такое же как качество водопроводной воды. Чрезвычайно прост санитарный контроль системы горячего водоснабжения благодаря короткому пути прохождения водопроводной воды от ввода в здание до водозаборного крана. Просто контроль герметичности теплофикационной системы, который проводится по расходу подпитки.

Открытые системы

Самым распространённым типом открытых систем теплоснабжения является двухтрубная система. В ней по подающему трубопроводу горячая вода поступает со станции к абонентам, а обратная вода возвращается на станцию уже по трубопроводу обратному.

Горячее водоснабжение абонентов производится сетевой водой прямо из тепловой сети. Вода, которая находится в подающем трубопроводе тепловой сети, подается в смеситель через клапан регулятора температуры. И в тот же смеситель через обратный клапан подаётся вода из обратного трубопровода тепловой сети. Регулируя расход воды из подающего трубопровода, регулятор температуры сохраняет в смесителе неизменную температуру смеси (примерно 60 °С). Вода из смесителя подается напрямую в местную систему ГВС и препятствует перетеканию воды из подающего трубопровода в обратный. В целях выравнивания графика нагрузки горячего водоснабжения применяются баки-аккумуляторы горячей воды.

Главной характеристикой открытых систем теплоснабжения отмечается разбор сетевой воды из тепловой сети для горячего водоснабжения. Это делает возможным использование отходящие теплые воды, существующие на

электростанциях (охлаждающая вода конденсаторов турбин, и топочных панелей) и на многих промышленных предприятиях, с температурой от 15 °С до 30 °С для горячего водоснабжения в большом количестве. Возможность использования данной воды в закрытых системах теплоснабжения весьма ограничена, ведь расход на подпитку, в которой эта вода может применяться, обычно превышает 0,5 - 1% от расхода циркулирующей воды.

Использование теплой воды, отходящей от ТЭС в открытых системах теплоснабжения, приносит экономию топлива, а значит и уменьшает стоимость горячего водоснабжения.

В открытых системах упрощается оборудование абонентских вводов и абонентских установок горячего водоснабжения, так как отпадает необходимость применения на вводе водо-водяных подогревателей. При отсутствии у абонента внутренней разводки горячего водоснабжения, в некоторых случаях используется для этой цели подающие трубопроводы отопительной установки. Однако, такая схема горячего водоснабжения не может быть рекомендована, так как отбираемая для горячего водоснабжения вода не имеет в этом случае постоянной температуры. В отдельные периоды температура ее значительно ниже 60 градусов.

В открытых системах, местные установки горячего водоснабжения, как правило, не подвергаются коррозии и зашламлению, так как до подачи в сеть подпиточная вода обязательно проходит предварительную обработку - деаэрацию и химводоочистку

2.2 Преимущество и недостатки систем обоих типов

Основные недостатки закрытых систем:

- 1) выпадение накипи в водо-водяных подогревателях и трубопроводах местных установок горячего водоснабжения при использовании водопроводной воды, имеющей повышенную карбонатную жесткость;
- 2) коррозия местных установок горячего водоснабжения из-за поступления в них недеаэрированной водопроводной воды;
- 3) сложность оборудования и эксплуатации абонентских вводов горячего водоснабжения из-за установки водо-водяных подогревателей.

Основные преимущества открытых систем по сравнению с закрытыми:

- 1) возможность использования для горячего водоснабжения низкопотенциальной отработавшей теплоты электростанции и промышленных предприятий;
- 2) упрощение и удешевление абонентских вводов (подстанций) и повышение долговечности местных установок горячего водоснабжения;
- 3) возможность использования для транзитного транспорта теплоты однетрубной системы.

Недостатки открытых систем:

- 1) затруднение и увеличение стоимости стационарной водоподготовки;
- 2) нестабильность воды (по цветности, запаху и другим многочисленным санитарным качествам), направляемой в водоразбор при зависимой схеме присоединения отопительных установок к тепловой сети и высокой окисляемости водопроводной воды, что может быть устранено при практически 100%-ном присоединении установок по независимой схеме;
- 3) усложнение и увеличение объема санитарного контроля системы теплоснабжения;

4) усложнение эксплуатации из-за нестабильности гидравлического режима тепловой сети, связанной с переменным расходом воды в обратной линии;

5) усложнение системы контроля герметичности системы теплоснабжения в связи с тем, что в открытых системах теплоснабжения расход подпитки не характеризует плотность системы.

Так, например, в Ленинском районе города Красноярск на данный момент используется открытая по ГВС и зависимая по отоплению схема теплоснабжения, при которой системы горячего водоснабжения потребителей присоединяются непосредственно к тепловым сетям, вода для которых готовится на ТЭЦ-1. Разрабатывается план перехода района с открытой системы горячего водоснабжения на закрытую.

2.3 Зависимая и независимая система отопления

При обустройстве теплообеспечения дома используется зависимая и независимая система отопления. Их отличие заключается в разных схемах подключения к теплотрассе.

Если представить элеваторный узел жилого здания, то он устроен следующим образом:

- от теплотрассы элеватор отделяют входные задвижки;
- за ними в месте подачи и обратки располагаются вентиля или задвижки. Через них с подающего или обратного трубопроводов подключают горячее водоснабжение. Нередко в современных элеваторах встречается по две врезки на линии подачи и обратки, которые разделяет подпорная шайба. Их назначение заключается в обеспечении постоянной циркуляции горячей воды;
- после врезки элементов для обеспечения ГВС находится сопло с камерой, где производится смешивание. Поток более горячей жидкости, поступающей из прямого трубопровода под высоким

давлением, подогревает часть воды в обратке и направляется на повторную циркуляцию;

- домовые задвижки перекрывают отопительную систему здания – зимой они открыты, а в теплое время года закрыты.

Зависимая и независимая система отопления отличаются тем, что в первом варианте вода поступает в системы ГВС и теплоснабжения непосредственно из теплотрассы.

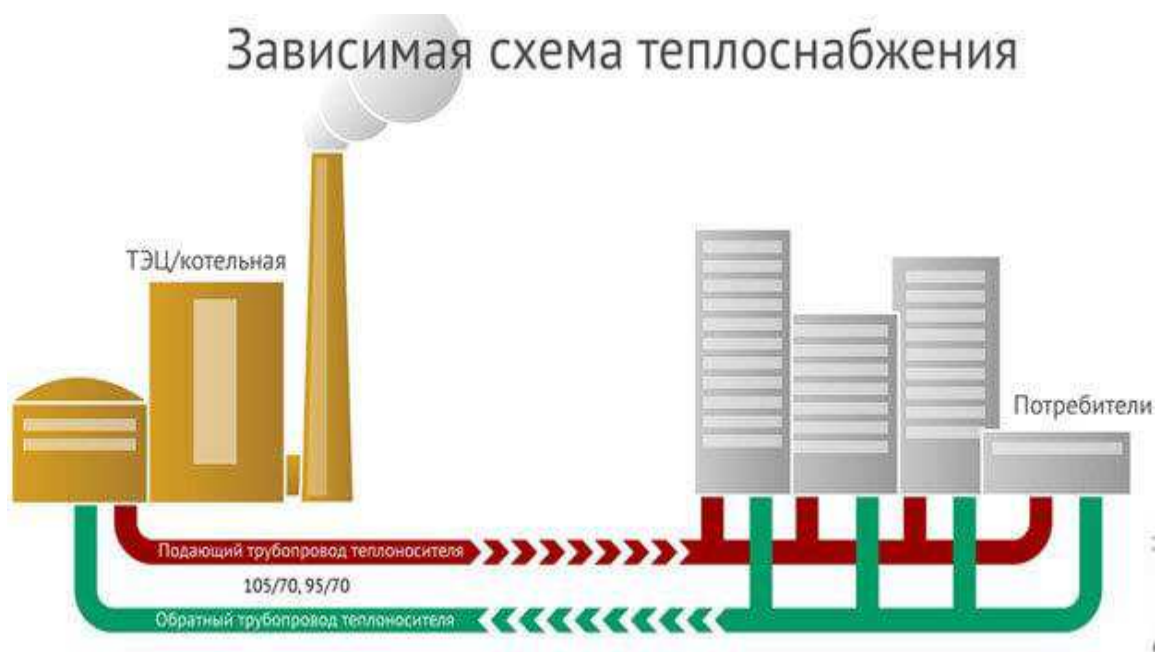


Рисунок 1- Зависимая система теплоснабжения

Независимая схема отопления выглядит так:

- Из подающего трубопровода жидкость поступает в обратную линию, одновременно отдавая тепловую энергию теплообменнику. Вода в данном случае не используется для ГВС и обогрева помещений;
- В этот же теплообменник, но в его другой контур поступает вода для питья из водопровода. После нагрева она подается в отопительную систему и для использования в быту.

Преимущество зависимой схемы присоединения отопления в том, что стоимость ее реализации недорогая. Дело в том, что при небольшой площади дома элеваторный узел системы отопления для него можно смонтировать

самостоятельно, используя для этого обычную запорную арматуру. Дороже всего обойдется изготовление сопла, от его диаметра зависит тепловая мощность элеватора.



Рисунок 2- Независимая система теплоснабжения

Достоинства, которые имеет независимая схема теплоснабжения:

- она позволяет более гибко регулировать температуру теплоносителя для отопления. Для этого достаточно будет уменьшить поступление теплоносителя через теплообменник и в результате температура воздуха в доме понизится. Можно также прижать задвижки в элеваторном узле и тем самым убрать перепад. Но для данных элементов 24 подобная ситуация считается нештатной, поскольку возможно падение щечек и остановка циркуляции. Если система независимая, производительность регулируется просто – при помощи циркуляционного насоса;

- экономичность является следствием наличия гибкой настройки отопления в зависимости от нужд жильцов. В зависимой системе этот показатель находится на уровне не более 40%;
- независимая система теплоснабжения позволяет использовать в качестве теплоносителя воду, очищенную от примесей, или незамерзающие жидкости. Нагреть питьевую воду для ГВС не трудно. В свою очередь при наличии зависимой системы потребители вынуждены применять воду с большими загрязнениями – песком, окалиной и минеральными солями.

3 Исследование существующей системы теплоснабжения

3.1 Описание объекта

Теплоснабжение потребителей района осуществляется от источника комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – теплоэлектростанции (ТЭЦ-1).

Тепловая электростанция “Красноярская ТЭЦ-1” входит в группу “Сибирская генерирующая компания”. Первоначально Красноярская ТЭЦ-1 входила в энергосистему (позже ОАО) “Красноярскэнерго”, с 2005 года в ОАО “Красноярская генерация”, с 2006 года в ОАО “Хакасская генерирующая компания”, которая с января 2007 года получило наименование ОАО “Енисейская территориальная генерирующая компания (ТГК-13)”. 28 апреля 2012 года в ходе реорганизации группы “Сибирская генерирующая компания” из состава ОАО “Енисейская ТГК (ТГК-13)” Красноярская ТЭЦ-1 была выделена в отдельное акционерное общество.

Красноярская ТЭЦ-1 снабжает теплом более 400 тысяч жителей правобережья г. Красноярска, обеспечивает паром крупные промышленные предприятия г. Красноярска, также вырабатывает и отпускает в сеть электрическую энергию.

Строительство Красноярской ТЭЦ-1 осуществлялось в семь очередей, начиная с 1941 года. В настоящее время на ТЭЦ-1 установлено 17 котлов и 10 турбин (котлы ст. № 1,2,3 и турбины № 1,2 выведены из эксплуатации).

На Красноярской ТЭЦ-1 имеются две группы оборудования с давлением 100 и 140 кгс/см². В группу оборудования давлением 100 кгс/см² входят: котлы 13хПК-10Ш (-2) ст. №№ 4–16 и турбины 4хПТ-25-90/10 ст. №№ 3–6, 2хПТ-60-90/13 ст. №№ 7, 8, 1хПТ-65-90/13 ст. № 9 и 1хР-85-8,8/0,2 ст. № 10. В группу оборудования давлением 140 кгс/см² входят: котлы 4хБКЗ-270(320)-140 ПТ-2(5) ст. №№ 17–20 и турбины 2хР-57(100)-130/15 ст. №№ 11, 12. Котельное и турбинное оборудование представлены в таблицах 1 и 2 соответственно.

Отпуск тепловой энергии осуществляется по 15 выводам, в том числе обеспечение паровых потребителей производится без связи с другими энергоисточниками по 9 выводам. Потребители, подключенные к коллекторам пара ТЭЦ-1, обеспечиваются согласно договорам в соответствии с установленными параметрами по давлению и температуре.

Сетевая вода подогревается в восьми бойлерных установках ст. №№ 1–7 и 9, расположенных вдоль турбинного цеха. Бойлера представлены в таблицах 3 соответственно.

Температура сетевой воды на отопление и горячее водоснабжение поддерживается в зависимости от температуры наружного воздуха по температурному графику.

Турбины ст. №№ 11, 12 могут отпускать пар на заводы и на бойлерную установку ст. № 9.

Бойлерная установка № 9 располагается на временном торце турбинного цеха. Состоит из пяти пиковых подогревателей сетевой воды (ПБ-9А, 9Б, 9В, 9Г) суммарной тепловой мощностью 400 Гкал/ч. Обеспечивает подачу нагретой сетевой воды до заданной температуры на «Восточный вывод».

Потребителями тепловой энергии в горячей воде и паре являются предприятия черной и цветной металлургии, машиностроительной, химической и деревообрабатывающей промышленности, предприятия стройиндустрии: ООО

«Целлюлозно-бумажный комбинат», ОАО «Красноярский завод синтетического каучука», ОАО «Завод цветных металлов» и жилые районы города (дает тепло более 400 тысячам жителей правобережья г. Красноярска).

Горячая вода используется на нужды отопления и горячего водоснабжения. Горячая вода отпускается по температурному отопительному графику 150-70 °С.

Пар отпускается на технологические нужды предприятий с параметрами: давление – 8-13 и 20 кгс/см², температурой 250-280 °С.

В настоящее время установленная электрическая мощность Красноярской ТЭЦ-1 составляет 481 МВт, тепловая – 1677 Гкал/ч.

Среднемноголетняя выработка энергии – 2058 млн. кВт/ч., отпуск тепла – 4800 Гкал/год.

В силу резкого снижения потребности в промышленном паре в 90-ые и 2000-ые годы из-за останова ряда промышленных потребителей (Химкомбинат «Енисей», ЦБК, Завод резинотехнических изделий, Химволокно и т.п.) с 1000 т/ч до 50-100 т/ч остро встала проблема в использовании турбин с противодавлением (№11 и №12), а также пара промышленных отборов (т/г №4-9). Так для повышения коэффициента использования противодавленческих турбин с 12% до 28% был организован общестанционный коллектор на 13 ата, который запитывался от выхлопа турбин и пар которого использовался на подогрев сетевой воды в пиковых бойлерах (ПБ). При этом турбины были перемаркированы Р-57-130/15 из-за того, что бесшлаковочный режим котлов БКЗ-320-140 составляет 270 т/ч. В настоящее время котельные агрегаты (ст. №17-18) перемаркированы в БКЗ-270-140. В 1995 году на всех котлах БКЗ-270-140 системы пылеприготовления с промежуточным бункером были переведены на систему с прямым вдуванием. В 2007 году котел БКЗ-270-140 (ст. №18) был реконструирован на твердое шлакоудаление – официально реконструкция признана неудачной, т.к. температура перегретого пара на котле составляет 520 °С. Котел БКЗ-270-140 (ст. №17) оснащен электрофильтром, остальные котлы (Ст. № 18-20) оснащены батарейными циклонами.

В 2012-2015 г.г. осуществлено техническое перевооружение турбоагрегата № 9 мощностью 60 МВт с увеличением мощности на 5 МВт и турбоагрегата № 10 с запиткой выхлопа (противодавления) турбины на общестанционный коллектор (1.2-2.5 ата) для подачи пара на основные бойлера (ОБ) электростанции.

Так как расход пара на заводы в настоящее время составляет 50 – 100 т/ч, а работа турбин при паровых нагрузках в противодавление менее 190 т/ч технически невозможна; группа 130 ата находится в работе с ноября по март, когда требуется дополнительный расход пара 8-13 ата на пиковые бойлерные установки. При этом среднемесячная нагрузка по группе 130 ата составляет:

Ноябрь – 21 МВт.

Декабрь – 57 МВт.

Январь – 57 МВт.

Февраль – 57 МВт.

Март – 21 МВт.

В условиях спада производства турбины работают с ограниченным расходом свежего пара, вследствие чего возникает дефицит электроэнергии.

Других источников, способных компенсировать недостающую тепловую мощность или заместить в аварийных ситуациях существующую мощность по теплоснабжению и горячему водоснабжению, на правом берегу города нет.

Таблица 1- Котельное оборудование ТЭЦ-1

Ст. №	Тип котла	Производительность, т/ч		Параметры	
		установленная	располагаемая	давление, кгс/см ²	температура, °С
Энергетические котлы в					
КА-4	ПК-10Ш	220	180	100	535
КА-5	ПК-10Ш	220	180	100	535
КА-6	ПК-10Ш	220	180	100	535
КА-7	ПК-10Ш	220	180	100	535
КА-8	ПК-10Ш-2	220	180	100	535
КА-9	ПК-10Ш-2	220	180	100	535
КА-10	ПК-10Ш-2	220	180	100	535
КА-11	ПК-10Ш-2	220	180	100	535
КА-12	ПК-10Ш-2	220	180	100	535
КА-13	ПК-10Ш-2	220	180	100	535

Продолжение таблицы 1

КА-14	ПК-10Ш-2	220	180	100	535
КА-15	ПК-10Ш-2	220	180	100	535
КА-16	ПК-10Ш-2	220	180	100	535
КА-17	БКЗ-320-140 ПТ-2	320	270	140	550
КА-18	БКЗ-320-140 ПТ-2	320	270	140	550
КА-19	БКЗ-320-140 ПТ-5	320	270	140	550
КА-20	БКЗ-320-140 ПТ-5	320	270	140	550
Итого:		34140	3420		

Ст. №	Тип турбоагрегата	Единичная мощность		Начальные параметры пара		Расхода пара на турбину, т/ч	Отпуск пара из отборов турбин			
		Электрическая, МВт	Тепловая, Гкал/ч	Давление, кгс/см ²	Температура, °С		Теплофикационные		Производственные	
							Давление, кгс/см ²	Расход, т/ч	Давление, кгс/см ²	Расход, т/ч
ПТ-3	ПТ-25-90/10	25	100	90	535	190	8	50	10	50
ПТ-4	ПТ-25-90/10	25	100	90	535	190	8	50	10	50
ПТ-5	ПТ-25-90/10	25	100	90	535	190	8	50	10	50
ПТ-6	ПТ-25-90/10	25	100	90	535	190	8	50	10	50
ТА-7	ПТ-60-90/13	60	141	90	535	402			13	250
ТА-8	ПТ-60-90/13	60	141	90	535	402			13	250
ТА-9	ПТ-65-90/13	65	141		565	387			13	250
ТА-10	Р-85-88/02	85	182	90	535	440				
ТА-11	Р-100-130/15	100	235	130	555	785				
ТА-12	Р-100-130/15	100	235	130	555	785				

Таблица 2-Турбоагрегаты ТЭЦ-1

Таблица 3- Бойлерная группа ТЭЦ-1

Ст. №	Тип	Располагаемая производительность, Гкал/ч	Параметры греющего пара (паспортные данные)		Параметры сетевой воды (паспортные данные)		
			P_p , ата	t_p , °C	$t_{вх}$, °C	$t_{вых}$, °C	$P_{сет}$, ата
ОБ-2А	ПСВ-500-14-23	33	15	400	-	150	24
ПБ-2	БП-500	52	14	350	-	154	15
ОБ-3А	БО-350	19	3	133	-	116	15
ПБ-3	ПСВ-500-14-23	52	15	400	70	150	24
ОБ-4А	БО-350	19	3	133	-	116	15
ОБ-4Б	БО-350	19	3	133	-	116	15
ПБ-4	БП-500-2	52	16	350	116	200	23
ОБ-5А	БО-550	30	4	250	-	116	16
ОБ-5Б	БО-550-3	30	4	250	-	116	16
ПБ-5	БП-500	52	15	350	-	154	16
ОБ-6А	БО-550-3М	30	3	250	-	145	15
ОБ-6Б	БО-550-3М	30	3	250	-	145	15
ПБ-6А	ПСВ-500-14-23	52	15	400	-	150	24
ПБ-6Б	БП-500	52	15	350	-	200	15
ОБ-7А	БО-550-3М	30	3	130	-	116	15
ОБ-7Б	БО-550-3М	30	3	130	-	116	15
ПБ-7А	БП-500	52	15	350	-	200	15
ПБ-7Б	БП-500	52	15	350	-	200	15
ПБ-9А	ПСВ-500-14-23	75	15	400	70	150	24
ПБ-9Б	ПСВ-500-14-23	75	15	400	70	150	24
ПБ-9В	ПСВ-500-14-23	75	15	400	70	150	24
ПБ-9Г	ПСВ-500-14-23	75	15	400	70	150	24
ПБ-9Д	ПСВ-500-14-23	75	15	400	70	150	24
ПЧУВ-1	БО-200	11	2,5	133	-	116	9
ПЧУВ-2	БПр-550	30	2,5	140	-	110	16
ПЧУВ-3	ПСВ-315-14-23	30	15	400	-	150	24
ПЧУВ-4	БО-550-3М	30	3	130	-	116	15
ПЧУВ-5	БПр-550	30	2,5	140	-	110	16
ПЧУВ-6	ПСВ-500-14-23	30	2,5	145	70	150	9
ПЧУВ-7	БО-350	19	3	133	-	116	15
ПСГ ТГ-10	ПСГ-1600-0,6-1,6-4	182	1,2	105	24	94	-

3.2 Тепловой расчет турбины ПТ-25

В настоящее время на ТЭЦ- г. Красноярск турбины ПТ-25 работают по 4-х ходовой обвязки конденсатора, что ведет к ухудшению вакуума в конденсаторе, равным 0,08 МПа. Для того, чтобы увидеть выгоду перехода с 4-х ходовой на 2-х ходовую обвязку конденсатора, следует произвести расчет тепловой схемы при данном режиме работе.

Параметры ПТ-25-90/10:

Электрическая мощность	$W_э = 25 \text{ МВт};$
Максимальная тепловая	$Q_{от}^{\text{max}} = 100 \text{ Гкал/ч};$
Начальные параметры пара:	
Давление	$P_0 = 90 \text{ кгс/см}^2;$
Температура	$t_0 = 535 \text{ }^\circ\text{C};$
Давление в конденсаторе турбины	$P_k = 0,008 \text{ МПа};$

Число отборов пара – 5;

Давление в отборах:

$$P_{от1} = 22 \text{ кгс/см}^2;$$

$$P_{от2} = 10 \text{ кгс/см}^2;$$

$$P_{от3} = 3,4 \text{ кгс/см}^2;$$

$$P_{от4} = 2,5 \text{ кгс/см}^2;$$

$$P_{от5} = 0,7 \text{ кгс/см}^2;$$

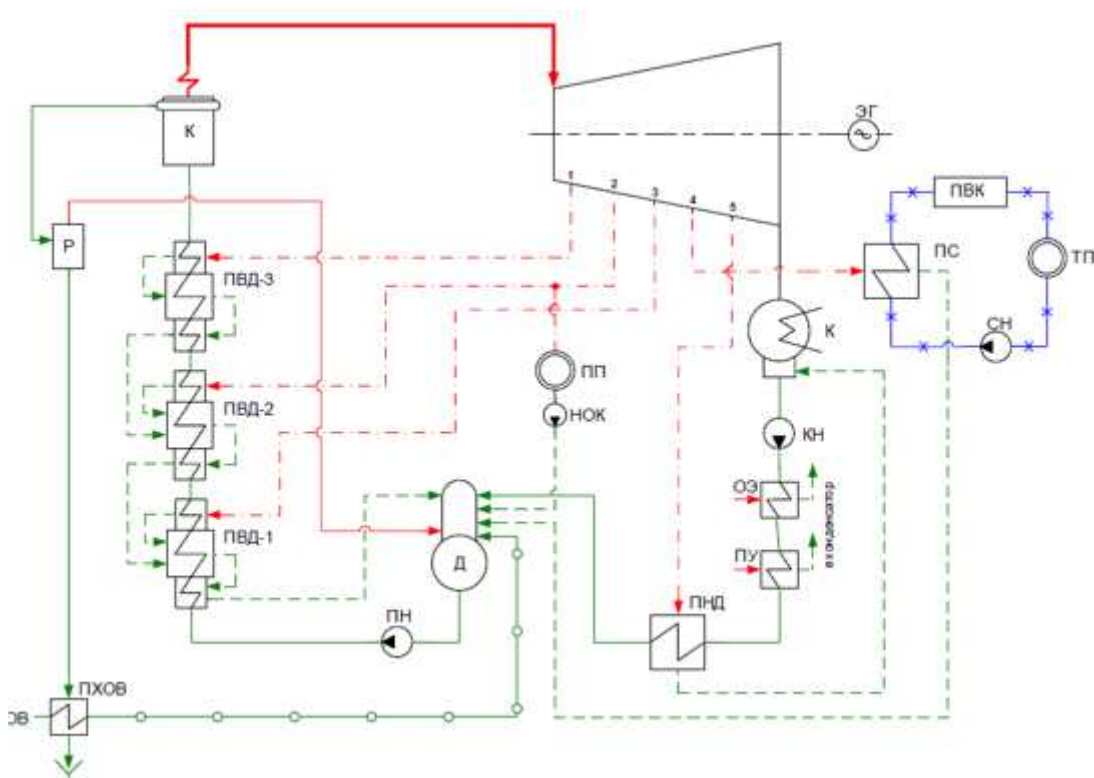


Рисунок 3 - Принципиальная тепловая схема ПТ-25-90/10

Заводские значения внутреннего относительного КПД по отсекам:

$$\eta_{oi}^{ЦВД} = 83\%; \eta_{oi}^{ЦСД} = 87\%; \eta_{oi}^{ЦНД} = 87\%;$$

Заводские значения КПД дросселирования по отсекам:

$$\eta_{др}^{ЦВД} = 94\%; \eta_{др}^{ЦСД} = 95\%; \eta_{др}^{ЦНД} = 96\%;$$

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

Потребление пара на собственные нужды машинного отделения:

$$\alpha_{сн}^{мз} = 1,2\%;$$

Потребление пара на собственные нужды котельного цеха:

$$\alpha_{сн}^{кц} = 1,2\%;$$

Внутростанционные потери конденсата:

$$\alpha_{ут} = 1,3\%;$$

Температура химически очищенной воды:

$$t_{хов} = 30 \text{ }^\circ\text{C};$$

Нагрев воды в сальниковом и эжекторном подогревателях:

$$\Delta t_{эж} + \Delta t_{сп} = 15 \text{ }^\circ\text{C};$$

КПД подогревателей поверхностного типа:

$$\eta_{то} = 0,98.$$

Недогрев воды до температуры насыщения в ПВД:

$$\vartheta_{пвд} = 2 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Недогрев воды до температуры насыщения в ПНД:

$$\vartheta_{пнд} = 5 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Недогрев воды до температуры насыщения в сетевых подогревателях:

$$\vartheta_{сн} = 5 \text{ }^\circ\text{C}.$$

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

3.2.1 Расчет установки по подогреву сетевой воды

Расчетная схема подогрева сетевой воды продемонстрирована на рисунке 4.

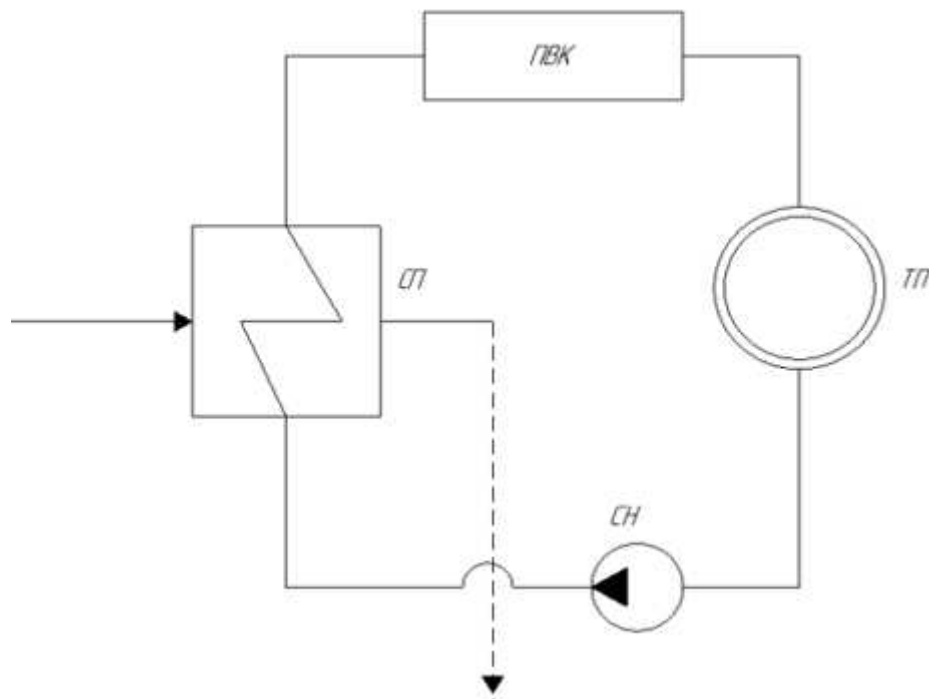


Рисунок 4 - Схема подогрева сетевой воды

Потребление сетевой воды, кг/с:

$$G_{\text{СВ}} = \frac{Q_{\text{ОТ}}^{\text{max}}}{C_{\text{В}} \cdot \Delta t} \quad (1)$$

$$G_{\text{СВ}} = \frac{116300}{4,186 \cdot (150 - 70)} = 347,289$$

Тепловая нагрузка ПВК составляет, МВт:

$$Q_{\text{ПВК}} = Q_{\text{ОТ}}^{\text{max}} - Q_{\text{ОТ}}^{\text{турб}} \quad (2)$$

$$Q_{\text{ПВК}} = 116,3 - 58,15 = 58,15$$

Коэффициент теплофикации:

$$\alpha = 0,5 \quad (3)$$

Температура сетевой воды после сетевого подогревателя, °С:

$$t_{nc} = t_{oc} + \frac{Q_{от}^{турб}}{G_{св} \cdot C_v} \quad (4)$$

$$t_{nc} = 70 + \frac{58150}{347,289 \cdot 4,186} = 150$$

Задавая недогрев сетевой воды в сетевом подогревателе $\vartheta = 5$ °С, температура насыщения конденсирующего пара сетевого подогревателя составит, °С:

$$t_{nc}^H = t_{nc} + \vartheta \quad (5)$$

$$t_{nc}^H = 110 + 5 = 115$$

Энтальпия насыщения, конденсирующего пара сетевого подогревателя, кДж/кг:

$$\bar{t}_{nc}^H = 482,553$$

Давление рабочего тела в корпусе сетевого подогревателя, МПа:

$$P'_{nc} = 0,169$$

Давление рабочего тела в четвертом отборе турбины с учетом потери давления в трубопроводе 5 %, МПа:

$$P_5 = \frac{P'_{nc}}{0,95} \quad (6)$$

$$P_5 = \frac{0,169}{0,95} = 0,178$$

3.2.2 Построение процесса расширения пара на *i-s* диаграмме

Из расчётных параметров турбины имеем:

Начальные параметры рабочего тела около стопорных клапанов:

Давление $P_0 = 90 \text{ кгс/см}^2$;

Температура $t_0 = 535 \text{ }^\circ\text{C}$;

Узнаём на *i-s* диаграмме (рисунок 5) точку A'_0 . С учётом дросселирования рабочего пара в регулирующих органах ЦВД, давление рабочего тела на входе в проточную часть составляет, МПа:

$$P'_0 = P_0 \cdot \eta_{др}^{ЦВД} = 8,83 \cdot 0,94 = 8,3 \quad (7)$$

Энтальпия первого отбора, кДж/кг:

$$i_{от1} = i_{A_0} - (i_{A_0} - i_{B_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦВД} \quad (8)$$

где $i_{B_0} = 3067 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия пара в первом отборе;

$i_{A_0} = 3477 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия пара;

$\eta_{oi}^{ЦВД} = 0,83$ внутренний относительный коэффициент полезного действия цилиндра высокого давления.

$$i_B = 3477 - (3477 - 3067) \cdot 0,83 = 3137$$

Потеря давления от дросселирования пара в цилиндре среднего давления, точка “В”, МПа:

$$P'_1 = P_1 \cdot \eta_{др}^{ЦСД} \quad (9)$$

$$P'_1 = 2,157 \cdot 0,95 = 2,05$$

Энтальпия пара второго отбора, кДж/кг:

$$i_{от2} = i_{B_0} - (i_{B_0} - i_{от2t}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} \quad (10)$$

где $i_{OT2_t} = 2946$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара во втором отборе.

$$i_{OT2} = 3137 - (3137 - 2946) \cdot 0,87 = 2971$$

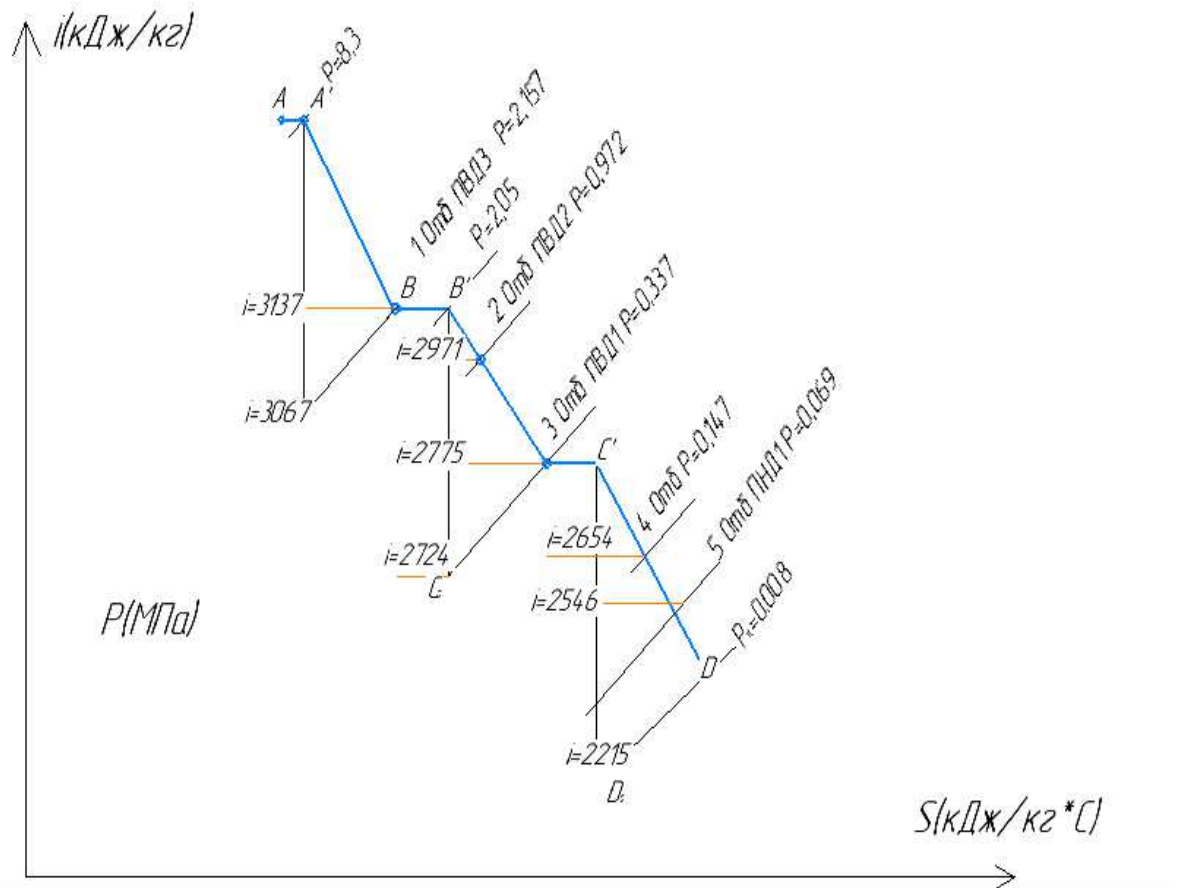


Рисунок 5 –Процесс расширения пара в турбине ПТ-25 в i-s диаграмме

Энтальпия пара третьего отбора, кДж/кг:

$$i_{OT3} = i_{B_0} - (i_{B_0} - i_{OT3_t}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} \quad (11)$$

где $i_{OT3_t} = 2735$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара в третьем отборе.

$$i_{OT3} = 3137 - (3137 - 2735) \cdot 0,87 = 2776$$

Потеря давления от дросселирования пара во втором цилиндре низкого давления, точка “С’”, МПа:

$$P'_2 = P_2 \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} = 0,337 \cdot 0,96 = 0,324 \quad (12)$$

Энтальпия пара четвёртого отбора, кДж/кг:

$$i_{OT4} = i_C - (i_C - i_{OT4t}) \cdot \eta_{oi}^{ЦНД} \quad (13)$$

где $i_{OT4} = 2634$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара в четвертом отборе.

$$i_{OT4} = 2776 - (2776 - 2634) \cdot 0,87 = 2654$$

Энтальпия пара пятого отбора, кДж/кг:

$$i_{OT5} = i_C - (i_C - i_{OT5t}) \cdot \eta_{oi}^{ЦНД} \quad (14)$$

где $i_{OT5} = 2512$ кДж/кг – теоретическая энтальпия пара в первом отборе.

$$i_{OT5} = 2776 - (2776 - 2512) \cdot 0,83 = 2546$$

Используя значения давления в отборах, находим на i -s диаграмме энтальпию пара в этих отборах.

Потребление пара на сетевой подогреватель определяется, кг/с:

$$D_{пс} = \frac{G_{сп} \cdot \Delta t_{пс} \cdot C_B}{(i_{OT4} - \bar{t}_{сп}^H) \cdot \eta_{п}} \quad (15)$$

где $i_{OT4} = 2654$ – энтальпия отбора пара на сетевой подогреватель;

$$D_{сп} = \frac{347,289 \cdot (110 - 70) \cdot 4,186}{(2760,946 - 481,85) \cdot 0,98} = 26,035$$

Нагрузка сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{сп} = G_{св} \cdot (t_{сп} - t_0) \cdot C_B = 1493 \cdot (110 - 70) \cdot 4,186 = 58150 \quad (16)$$

3.2.3 Определение параметров по элементам схемы

Подогреватель высокого давления (ПВД-3).

Давление пара в отборе 2,157 МПа. Принимая потерю давления 5 %, находим давление пара у подогревателя, МПа:

$$P_{\text{ПВД7}} = 2,157 \cdot 0,95 = 2,049 \quad (17)$$

Температура насыщения рабочего пара, °С:

$$t_n = 213,612$$

Энтальпия конденсата рабочего пара, кДж/кг:

$$\bar{i}_n = 914,242$$

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

$$t_{\text{ПВ}} = t_n - \theta = 213,612 - 2 = 211,612 \quad (18)$$

Энтальпия питательной воды, кДж/кг:

$$t'_{\text{ПВ}} = t_{\text{ПВ}} \cdot C_B = 211,612 \cdot 4,186 = 885,808 \quad (19)$$

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

$$i_{\text{отб}} = 3100,438$$

Использованный теплоперепад на турбине, кДж/кг:

$$h = i_0 - i_{\text{отб}} = 3476,682 - 3100,438 = 376,244 \quad (20)$$

Аналогично определяем параметры по другим элементам схемы. Результаты сводим в таблицу 4.

Таблица 4 – Параметры элементов тепловой схемы

Наименование величины	ПВД3	ПВД2	ПВД1	Деаэ-ратор	СП	ПНД1	Кон-денсатор
Давление отборного пара, МПа	2,157	0,972	0,337	0,972	0,147	0,069	0,008
Энтальпия пара, кДж/кг	3100,438	3009,288	2801,274	3009,288	2760,946	2687,99	2119,007
Давление пара перед подогревателем, МПа	2,049	0,923	0,32	0,12	0,14	0,066	0,008
Температура насыщения греющего пара, °С	213,612	176,433	135,74	104,784	115	88,39	41,51
Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг	914,242	747,457	570,935	439,3	481,85	370,196	173,852
Температура воды за подогревателем, °С	211,612	174,433	133,74	104,784	110	86,39	41,51
Энтальпия воды за подогревателем, кДж/кг	885,808	730,177	559,836	439,3	460,9	361,629	173,852
Использованный теплоперепад, кДж/кг	376,244	467,394	675,408	467,394	715,736	788,692	1357,675

3.2.4 Определение предварительного расхода пара на турбину

Индекс недоиспользования мощности отопительного и производственного отборов:

для первого отопительного отбора:

$$y_{\text{сп}} = \frac{i_{\text{сп}} - i_k}{i_0 - i_k} = \frac{2760,946 - 2119,007}{3476,682 - 2119,007} = 0,473 \quad (21)$$

для производственного отбора:

$$y_{\text{п}} = \frac{i_{\text{п}} - i_k}{i_0 - i_k} = \frac{3009,288 - 2119,007}{3476,682 - 2119,007} = 0,656 \quad (22)$$

Принимая коэффициент регенерации $K_p = 1,195$, расход пара на турбину составит, кг/с:

$$D_{\text{т}} = K_p \times \left(\frac{W_{\text{э}}}{H_i \times \eta_{\text{эм}}} + y_{\text{сп}} \times D_{\text{сп}} + y_{\text{п}} \times D_{\text{п}} \right) \quad (23)$$

где $H_i = 1357,675$ кДж/кг – теплоперепад, срабатываемый турбиной;

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

K_p – коэффициент регенерации, принимаем 1,195.

$$D_{\text{т}} = 1,195 \times \left(\frac{25000}{1357,675 \times 0,98} + 0,473 \times 26,035 + 0,656 \times 5 \right) = 41,082$$

3.2.5 Баланс пара и конденсата

Расход пара на эжектор равен 0,5 % от расхода пара на турбину, кг/с:

$$D_{\text{эж}} = 0,005 \cdot D_{\text{т}} = 0,005 \cdot 41,082 = 0,205 \quad (24)$$

Расход пара на уплотнение турбины, кг/с:

$$D_{\text{упл}} = 0,01 \cdot D_{\text{т}} = 0,01 \cdot 41,082 = 0,411 \quad (25)$$

Утечки пара и конденсата, кг/с:

$$D_{\text{ут}} = \frac{\alpha_{\text{ум}}}{100} \cdot D_{\text{т}} = 0,018 \cdot 41,082 = 0,452 \quad (26)$$

Расход пара на собственные нужды, кг/с:

$$D_{\text{сн}} = \frac{\alpha_{\text{сн}}^{\text{мз}} + \alpha_{\text{сн}}^{\text{ко}}}{100} \cdot D_{\text{т}} = \frac{1,2 + 1,2}{100} \cdot 41,082 = 0,986 \quad (27)$$

Расход перегретого пара, кг/с:

$$D_{пе} = D_{т} + D_{эж} + D_{упл} + D_{ут} + D_{сн}$$

$$D_{пе} = 41,082 + 0,205 + 0,411 + 0,452 + 0,986 = 43,136$$

Расход питательной воды, кг/с:

$$G_{не} = D_{не} = 323,974 \quad (28)$$

3.2.6 Расчёт регенеративной схемы (ПВД)

Расчетная схема ПВД представлена на рисунке 6

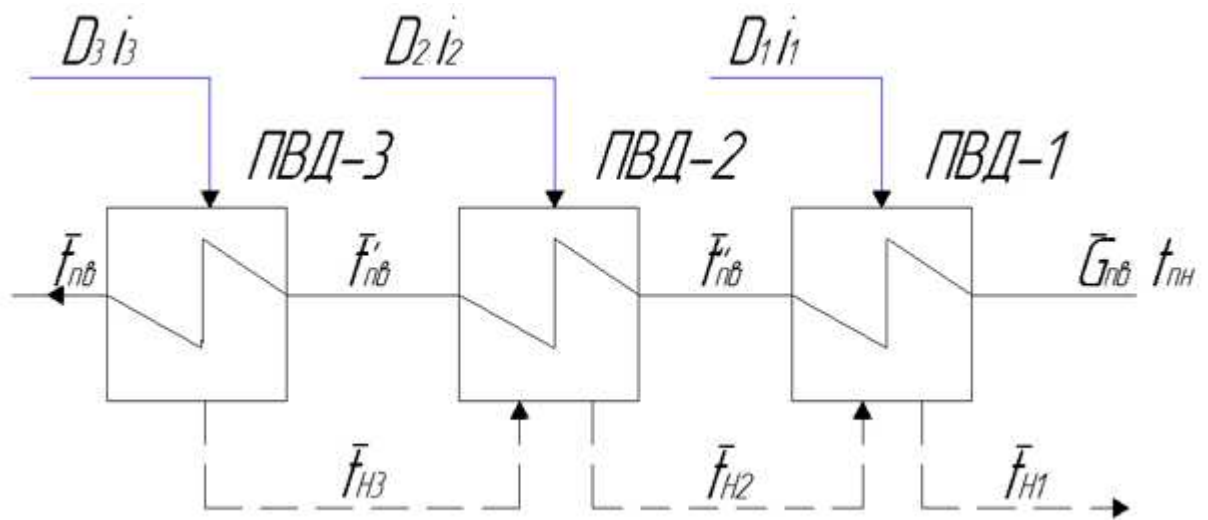


Рисунок 6 – Схема включения подогревателей высокого давления

Уравнение теплового баланса для ПВД-3:

$$D_3 (i_3 - \bar{t}_{н3}) \cdot \eta = G_{пв} (\bar{t}_{пв} - \bar{t}'_{пв}) \quad (29)$$

Расход пара на ПВД-3, кг/с:

$$D_3 = \frac{G_{пв} (\bar{t}_{пв3} - \bar{t}_{пв2})}{(i_1 - \bar{t}_{н3}) \cdot \eta} = \frac{43,783(885,808 - 730,177)}{(3100,439 - 914,242) \cdot 0,98} = 3,18$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-2:

$$(D_2 (i_2 - \bar{t}_{н2}) + D_3 (\bar{t}_{н3} - \bar{t}_{н2})) \cdot \eta = G_{пв} (\bar{t}'_{пв} - \bar{t}''_{пв}) \quad (30)$$

Расход пара на ПВД-2, кг/с:

$$D_2 = \frac{G_{\text{пв}} (\bar{t}'_{\text{пв}} - \bar{t}''_{\text{пв}}) - D_3 (\bar{t}_{\text{н3}} - \bar{t}_{\text{н2}}) \cdot \eta}{(i_2 - \bar{t}_{\text{н2}}) \cdot \eta}$$

$$D_2 = \frac{43,783 \cdot (730 - 560) - 3,18(914 - 748) \cdot 0,98}{(3009 - 748) \cdot 0,98} = 3,125$$

Уравнение теплового баланса для ПВД-1:

$$(D_1(i_1 - \bar{t}_{\text{н1}}) + (D_2 + D_3) \cdot (\bar{t}_{\text{н2}} - \bar{t}_{\text{н1}})) \cdot \eta = G_{\text{пв}} (\bar{t}'_{\text{пв}} - \bar{t}_{\text{пн}}) \quad (31)$$

Расход пара на ПВД-1, кг/с:

$$D_1 = \frac{G_{\text{пв}} (\bar{t}'_{\text{пв}} - \bar{t}_{\text{пн}}) - (D_2 + D_3) \cdot (\bar{t}_{\text{н2}} - \bar{t}_{\text{н1}}) \cdot \eta}{(i_1 - \bar{t}_{\text{н1}}) \cdot \eta}$$

где $\bar{t}_{\text{пн}}$ - энтальпия питательной воды на входе в ПВД-1, определим с учётом нагрева её в питательном насосе, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{пн}} = h_{\text{д}} + \frac{\Delta P_{\text{пн}} \cdot V}{\eta_{\text{н}}} \quad (32)$$

где $\Delta P_{\text{пн}}$ – перепад давления питательной воды в питательном насосе, МПа;

$V = 0,001127 \text{ м}^3/\text{кг}$ – удельный объем питательной воды;

$\eta_{\text{н}} = 0,8$ - КПД насоса.

$$\bar{t}_{\text{пн}} = 439,3 + \frac{(28,75 - 1) \cdot 10^3 \cdot 0,001127}{0,8} = 464,212$$

$$D_3 = \frac{43.783 \cdot (560 - 464) - (3.18 + 3.125) \cdot (748 + 571) \cdot 0,98}{(2801.274 - 571) \cdot 0,98} = 1.406$$

3.2.7 Расчёт деаэратора

Схема потоков воды и пара представлена на рисунке 7.

Уравнения материального баланса:

$$G_{пв} = (D_7 + D_6 + D_5) + D_d + G_{ок} \quad (33)$$

$$323,97 = (7,712 + 0,269 + 5 + 1,816 + 26,035) + G_{ок}$$

Решая уравнение, получаем, кг/с:

$$G_{ок} = 1,102$$

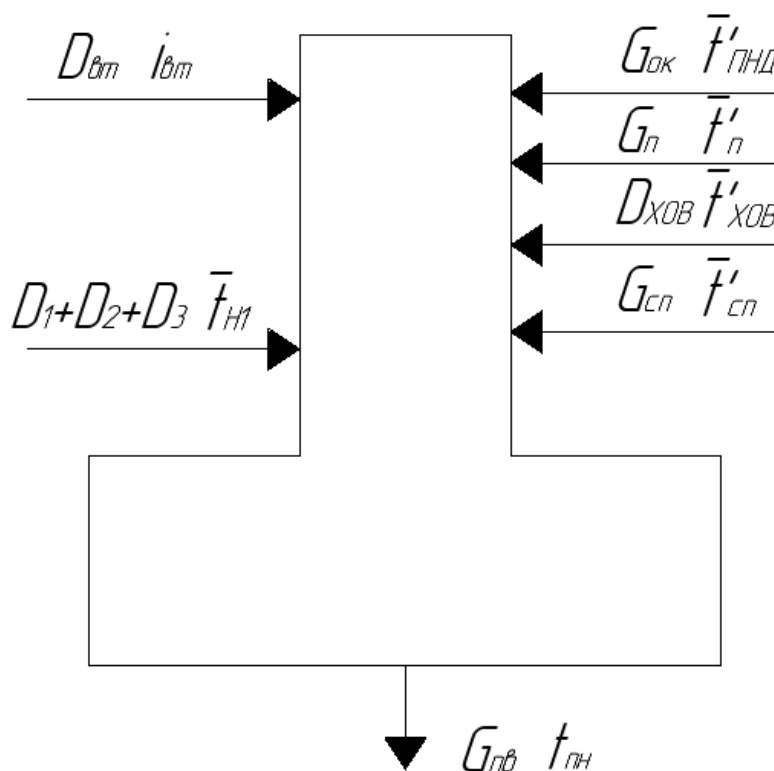


Рисунок 7 - Схема включения деаэратора

3.2.8 Расчёт регенеративной схемы (ПНД)

Схема включения подогревателей низкого давления представлена на рисунке 8

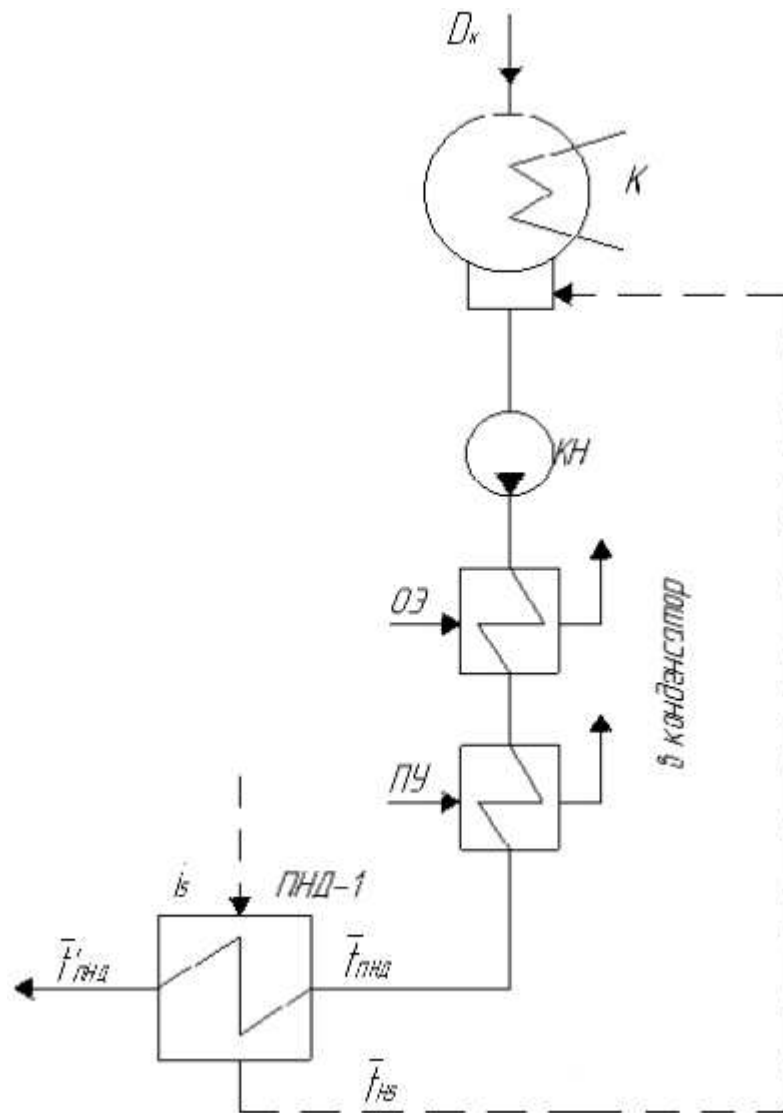


Рисунок 8 – Схема включения подогревателей низкого давления

Определяем расход пара в ПНД-1, кг/с:

$$D_5 = \frac{G_{ок}(\bar{t}'_{ПНД} - \bar{t}_{ПНД})}{(i_5 - \bar{t}_{нс}) \cdot 0.98} \quad (34)$$

Решая уравнение, получаем:

$$D_5 = 0,091 \text{ кг/с}$$

Проверка баланса пара в турбине, кг/с:

$$D_k = D_T - (D_1 + D_2 + D_3 + D_5 + D_{сп} + D_{вс} + D_{п})$$

$$D_k = 38,848 - (3,007 + 2,955 + 1,33 + 0,091 + 26,035 + 5) = 0,428$$

$$D_K = D'_K - (D_{эжс} + D_{ун} + D_5)$$

$$D_K = 1,102 - (0,194 + 0,388 + 0,091) = 0,428$$

Расход пара в конденсатор полностью совпадает с ранее найденным значением.

Проверка по мощности:

$$W = \left(\sum_{i=1}^n D_i^{отб} \cdot H_i^{отб} \right) \cdot \eta_{эм} \quad (35)$$

$$W = (1131,538 + 2336,97 + 1384,314 + 898,11 + 18634,334 + 582,15 + 71,7) \cdot 0,98 = 25035$$

Погрешность расчета составляет:

$$\delta = \left| \frac{W - W_p}{W} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{250000 - 25035}{250000} \right| \cdot 100\% = 0,139\% \quad (36)$$

что допустимо, делаем вывод, что расчёт выполнен верно.

3.2.9 Расчет технико-экономических показателей работы станции

Расход тепла на турбоустановку, кВт:

$$Q_{ту} = D_T \cdot (i_0 - \bar{t}_{пв}) + D_{вт} \cdot (i''_{вт} - \bar{t}_{пв}) + G_{хов} \cdot (t_{хов} \cdot C_B - \bar{t}_{пв}) \quad (37)$$

$$Q_{ту} = 100649,063 + 458,309 + (-1149,663) = 99957,709$$

Теплота, затраченная на сетевые подогреватели, кВт:

$$Q_T = D_{сп} \cdot (i_{сп} - \bar{t}_{сп}^H) + D_{п} \cdot (h_{п} - \bar{t}_{п}^H) \quad (38)$$

$$Q_T = 59336,735 + 13580,99 = 72917,725$$

Расход тепла турбоустановкой на выработку электроэнергии, кВт:

$$Q_{\text{ты}}^{\text{э}} = Q_{\text{ты}} - Q_{\text{т}} \quad (39)$$

$$Q_{\text{ты}}^{\text{э}} = 99957,709 - 72917,725 = 27039,985$$

Тепловая нагрузка котла, кВт:

$$Q_{\text{пе}} = D_{\text{пе}} \cdot (i_{\text{пе}} - \bar{t}_{\text{пв}}) + D_{\text{пр}} \cdot (i_{\text{б}}'' - i_{\text{пв}}') \quad (40)$$

$$Q_{\text{пе}} = 106201,098 + 339,922 = 106541,02$$

Общий расход условного топлива, кг/с

$$B_{\text{у}} = \frac{Q_{\text{пе}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{тг}}} \quad (41)$$

$$B_{\text{у}} = \frac{106541,02}{29310 \cdot 0,912} = 3,994$$

Расход топлива, затраченный на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_{\text{э}} = B \cdot K_{\text{э}} \cdot \frac{W_{\text{отп}}}{W - W_{\text{ээ}}} \quad (42)$$

где B – полный расход топлива, кг/с;

$K_{\text{э}}$ – коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии;

$W_{\text{отп}}$ – отпущенная мощность, кВт;

$W_{\text{ээ}}$ – мощность собственных нужд, затраченная только на производство электроэнергии, кВт.

Принимая мощность собственных нужд блока 9 %, отпущенная мощность составляет, кВт:

$$W_{\text{отп}} = W_3 - e_{\text{сн}} \cdot W \quad (43)$$

$$W_{\text{отп}} = 25000 - 0,09 \cdot 25000 = 22750$$

Мощность собственных нужд, затраченная только на производство электроэнергии, кВт:

$$W_{\text{ээ}}^{\text{сн}} = e_{\text{ээ}}^{\text{сн}} \cdot W \quad (44)$$

где $e_{\text{ээ}}^{\text{сн}} = 0,05$ доля электроэнергии, затраченная на производство эл/энергии.

$$W_{\text{ээ}}^{\text{сн}} = 0,05 \cdot 25000 = 2250$$

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_3 = \frac{Q_{\text{ту}}^3 + \Delta Q_{\text{отб}}^3 + Q_{\text{ту}}^{\text{сн}}}{Q_{\text{ту}}^3 + \Delta Q_{\text{отб}}^3 + Q_{\text{ту}}^{\text{сн}} + Q_{\text{ту}}^{\text{г}}} \quad (45)$$

где $\Delta Q_{\text{отб}}^3$ – увеличение расхода тепла на выработку электроэнергии за счет отборов пара, кВт.

$$\Delta Q_{\text{отб}}^3 = [Q_{\text{сп}} \cdot (1 - \xi_{\text{сп}}) + Q_{\text{п}} \cdot (1 - \xi_{\text{п}})] \cdot \frac{Q_{\text{ртб}}}{Q_{\text{ту}}^{\text{г}}} \quad (46)$$

Коэффициенты ценности тепла:

$$\xi_{\text{сп}} = \frac{i_4 - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}}} \cdot \left(1 + K \frac{i_0 - i_4}{i_0 - i_{\text{к}}} \right) \quad (47)$$

$$\xi_{\text{сп}} = \frac{2761 - 2119}{3477 - 2119} \cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3477 - 2761}{3477 - 2119} \right) = 0,573$$

$$\xi_{\text{сп}} = \frac{i_2 - i_{\text{к}}}{i_0 - i_{\text{к}}} \cdot \left(1 + K \frac{i_0 - i_2}{i_0 - i_{\text{к}}} \right) \quad (48)$$

$$\xi_{\text{сп}} = \frac{3009 - 2119}{3477 - 2119} \cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3477 - 3009}{3477 - 2119} \right) = 0,746$$

$$\Delta Q_{\text{отб}}^{\text{э}} = [58150 \cdot (1 - 0,573) + 13581 \cdot (1 - 0,746)] \cdot 1 = 28306$$

Расход тепла на собственные нужды теплового двигателя, кВт:

$$Q_{\text{ту}}^{\text{сн}} = 0,05 \cdot Q_{\text{ту}} \quad (49)$$

$$Q_{\text{ту}}^{\text{сн}} = 0,05 \cdot 99958 = 4998$$

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_{\text{э}} = \frac{27039+28307+4998}{27039+28307+4998+72917} = 0,453 \quad (50)$$

Расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_{\text{э}}^y = B \cdot K_{\text{э}} \cdot \frac{W_{\text{отп}}}{W - W_{\text{эс}}^{\text{сн}}} \quad (51)$$

$$B_{\text{э}}^y = 3,994 \cdot 0,453 \cdot \frac{22750}{25000 - 2250} = 1,809$$

Расход условного топлива на выработку тепла, кг/с:

$$B_T^y = B - B_{\text{э}}^y \quad (52)$$

$$B_T^y = 3,994 - 1,809 = 2,186$$

Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/(кВт·ч):

$$b_{\text{э}}^y = \frac{B_{\text{э}}^y}{W_{\text{отп}}} \cdot 3600 \quad (53)$$

$$b_{\text{э}}^y = \frac{1,809}{22750} \cdot 3600 = 0,286$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепла, кг/ГДж:

$$b_T^y = \frac{B_T}{Q_{от}^{max}} \cdot 10^6 \quad (54)$$

$$b_T^y = \frac{4,366}{116300} \cdot 10^6 = 37,54$$

Для сравнения был аналогично произведён расчёт тепловой схемы и ТЭП блока ПТ-25 с 2-х ходовой обвязкой конденсатора. Расчёты показали экономическое превосходство блока ПТ-25 с 2-х над 4-х ходовой обвязкой конденсатора в части расхода пара на турбину, удельных расходов топлива на выработку тепла и выработку электроэнергии. Данные расчётов сведены в таблице 4.

Таблица 4 – Сводная таблица экономических показателей

Наименование показателя	4-х ховая обвязка	2-х ховая обвязка
Удельный расход условного топлива на выработку тепла, кг/ГДж	37,54	37,346
Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/(кВт·ч)	0,286	0,255
Расход пара, кг/с	38	37

Из-за того, что уменьшается расход пара на турбину по 2-х ходовой обвязки, мы получаем меньше расход топлива на выработку тепло- и электроэнергии из этого следует, что объем выбросов в окружающую среду уменьшить. Переведя с 4-х ходовой на 2-х ходовую, мы получаем выгоду для тепло- и электропроизводства на станции.

3.3 Существующие потребители тепла и подключенные нагрузки

Значительная доля тепловых нагрузок в Ленинском районе г. Красноярск главным образом связана с потребностью жителей наличия отопления, вентиляции и горячего водоснабжения объектов жилищного фонда, а также объектов общественно-деловой сферы. Промышленные предприятия правобережья потребляют пар и горячую воду, ТЭЦ-1 покрывает нагрузку данных предприятий.

Основная часть отапливаемых объектов состоит из домов, построенных из сборного железобетона. Практика показывает, что в таких домах потери на 20-30% превышают проектные, происходит это из-за низкого уровня качества эксплуатации и строительства. Источником основных теплопотерь являются наружные стеновые ограждения (вплоть до 50%) и окна (до 35%).

Основным стратегическим направлением для повышения экономичности и улучшения качества теплоснабжения должно быть сокращение теплопотерь зданий. При этом на существующих объектах может быть достигнута экономия потребления тепла до 10-15%.

Экономия энергии без ее учета неэффективна. В настоящее время принято решение об обязательной установке приборов учета потребляемой тепловой энергии на всех вводимых и реконструируемых тепловых пунктах потребителей.

Преобладающим и традиционным способом присоединения отопительной и вентиляционной нагрузок является зависимое присоединение. Отопительной - через элеваторы, вентиляционной непосредственно от тепловых сетей. Часть потребителей не имеют элеваторов и подключены на «прямые» температурные параметры 38 магистральных тепловых сетей. Подача воды на горячее водоснабжение осуществляется с использованием смесительных устройств непосредственно из прямого и обратного теплопроводов, т.н. открытая схема теплоснабжения

Открытой схеме теплоснабжения присущ ряд недостатков. В связи с этим, отдельного обсуждения заслуживает проблема перехода системы теплоснабжения Ленинского района на закрытую схему присоединения горячего

водоснабжения. При получившей в Ленинском районе распространение «открытой» схеме присоединения ГВС, теплоноситель готовится на ТЭЦ централизованно и подается к потребителям на отопление и ГВС совместно. При существующей технологии централизованного регулирования отпуска тепла путем изменения технологии централизованного регулирования отпуска тепла и путем изменения температуры теплоносителя в диапазоне спрямления температурного графика по температуре необходимой для ГВС в переходные периоды отопительного сезона имеет место значительный перерасход тепла для всех потребителей централизованных систем (10 - 15% от расчетного годового теплоотпуска).

Другим значительным недостатком открытой схемы присоединения ГВС является поступление в теплопроводы кислорода, растворенного в проточной воде и, как следствие, их интенсивная коррозия.

В отличие от открытых систем, в закрытых системах теплоснабжения водопроводная вода, идущая на горячее водоснабжение, подогревается непосредственно в тепловых пунктах (центральных или индивидуальных), при этом, значительно упрощается управление гидравлическими режимами, а основная причина коррозии теплопроводов - попадание кислорода, а теплоноситель с подпиточной водой практически исключается.

Переход на закрытую схему потребует реконструкции существующей системы холодного водоснабжения: строительства и реконструкция существующих трубопроводов, баков-аккумуляторов. Так как при закрытой схеме 100% воды питьевого качества должно транспортироваться по сетям холодного водоснабжения в ЦТП или ИТП.

Кроме того, подогрев поступающей из городского водопровода воды без деаэрации потребует замены существующих внутридомовых сетей горячего водоснабжения на трубы из металлопластика или других коррозионностойких материалов. Для компенсации пиковых нагрузок, характерных для систем горячего водоснабжения, потребуется установка баков-аккумуляторов горячей

воды непосредственно у потребителей, либо на центральных тепловых пунктах, либо дополнительные пиковые мощности на теплоисточниках.

Таким образом, переход на закрытую схему теплоснабжения потребует 40 значительных капитальных затрат, что в настоящее время представляется маловероятным. Исходя из этого, перевод сложившихся систем теплоснабжения на закрытую схему присоединения ГВС на среднесрочный период не является приоритетным.

Сохранение на среднесрочную перспективу открытой схемы теплоснабжения должно сопровождаться ужесточением контроля подготовки подпиточной воды на ТЭЦ, внедрением эффективных деаэрационных устройств и реагентов, замедляющих коррозию. В качестве мероприятия, предваряющего переход на закрытую схему, при строительстве и реконструкции объектов в сложившихся зонах теплоснабжения может рассматриваться переход на монтаж трубопроводов ГВС из коррозионностойких материалов, в первую очередь, пластиковых труб.

Вместе с тем, представляется целесообразным использование закрытой схемы присоединения горячего водоснабжения при строительстве новых теплоисточников с целью теплоснабжения вновь застраиваемых кварталов, автономных теплоисточников при условии соответствующего исполнения наружных и внутренних трубопроводов ГВС и коррозионностойких материалов.

Учитывая указанные ранее недостатки традиционно применяемой схемы теплоснабжения, приоритетным вариантом подключения потребителей является автоматизированный индивидуальный тепловой пункт, оборудованный приборами учета тепловой энергии и системой автоматического регулирования температуры теплоносителя, поступающего в системы отопления и вентиляции, в зависимости от температуры наружного воздуха и температуры в отапливаемых помещениях. При этом обязательна установка регулятора, обеспечивающего подготовку воды для ГВС с необходимой температурой, и циркуляционной линии для устранения остывания воды в системе ГВС в часы минимального водоразбора.

Исторически, система теплоснабжения Красноярска связана с развитием централизованного теплоснабжения. Однако, не во всех районах система развивалась в этом направлении, что и особенности стало характерным для левобережья.

Следует отметить важный момент - наименьшая себестоимость производства тепла характерна для ТЭЦ и относительно крупных источников централизованного теплоснабжения. Вместе с этим применение современного энергоэффективного оборудования на автономных теплоисточниках, возможность работы без постоянного присутствия обслуживающего персонала, удельные затраты на производство тепловой энергии локальных теплоисточников, а следовательно, и себестоимость может быть значительно ниже, чем для централизованных.

В целом, выбор направления развития системы теплоснабжения зависит от совокупности факторов, свойственных конкретному тепловому району Красноярска. Одним из критериев является минимизация воздействия на окружающую среду (выбросов продуктов сгорания, в частности, диоксида азота в атмосферу).

Помимо фактора экологичности, необходимо учитывать:

- требования к показателям надежности теплоснабжения потребителей;
- необходимость подключения перспективных нагрузок в требуемые сроки;
- внедрения энергоэффективных технологий и снижения затрат при производстве и транспортировке тепловой энергии.

Рассматривая экологический аспект, можно говорить о неприемлемости предложений повсеместного перехода к автономным теплоисточникам. Сплошное индивидуальное теплоснабжение плотно застроенных кварталов такого района, как Ленинский, является проблематичным для наших климатических условий, так как при соответствующих плотностях тепловых нагрузок сложно выполнить требование не превышения предельно-допустимой

концентрации окиси азота в прилегающих кварталах жилой застройки. Для населенных мест, расположенных в холодном климате и с высокой плотностью застройки это, является существенным ограничением, которое требует, чтобы значительная величина базовой тепловой нагрузки оставалась централизованной.

Потому производство тепла на автономных теплоисточниках оказывается наиболее целесообразным по совокупности энергетических, экономических и экологических показателей для районов с малой тепловой плотностью (например, коттеджной застройки), промышленных объектов, также объектов, предъявляющих повышенное требование к надёжности теплоснабжения. Использование локальных и автономных энергоисточников, обеспечивающих совместную выработку тепловой и электрической энергии, наиболее предпочтительно в зонах дефицитных по электроснабжению, прежде всего, для промышленных объектов.

Представляется необходимым сохранение приоритета и восстановления существующей системы централизованного теплоснабжения, развитие которой должно осуществляться путем строительства новых крупных источников централизованного теплоснабжения на основе 43 комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, прежде всего, в районах планируемого массового строительства.

4 Разработка предложений по переводу тепловых сетей Ленинского района г. Красноярск на закрытую систему горячего водоснабжения

4.1 Перечень мероприятий по развитию системы теплоснабжения

Учитывая, что система теплоснабжения представляет собой неразрывную технологическую систему, эффективность ее работы и развитие должны быть обеспечены не для отдельных частей системы, а для системы теплоснабжения в целом, от производителя тепла до потребителя.

В целом, развитие системы теплоснабжения Ленинского района должно обеспечить решение следующих приоритетных задач:

1. Обеспечение надежного теплоснабжения существующих потребителей и подключение перспективных нагрузок.
2. Снижение затрат при производстве, транспортировке и потреблении тепловой энергии.
3. Снижение удельного (на единицу отпущенной потребителям тепловой энергии) потребления топливно-энергетических ресурсов.
4. Обеспечение минимального воздействия на окружающую среду

Основными техническими мероприятиями, реализация которых обеспечивает решение перечисленных задач, являются:

На теплоисточниках:

- Реконструкция существующих и строительство новых теплоисточников с применением современного энергоэффективного автоматизированного оборудования с минимальными выбросами токсичных продуктов сгорания в окружающую среду;
- Внедрение современных систем автоматического регулирования, обеспечивающих оптимизацию процесса сжигания топлива, безопасность работы, регулирование и учет отпуска тепла;
- Применение приводов нагнетателей энергоисточников (сетевые и подпиточные насосы, дымососы и вентиляторы), оборудованных системами частотного регулирования;

- Внедрение конденсационных котлов, наиболее плотно использующих тепловую энергию сжигаемых топлив;
- Перевод угольных и дизельных котельных на газовое топливо;
- При наличии технической возможности закрытие неэффективных, прежде всего встроенных и пристроенных, котельных малой мощности и перевод их потребителей на централизованные источники тепла;
- Использование нетрадиционных источников энергии (тепловые насосы, сжигание отходов, биотоплива и др.), с учетом прогнозируемого на долгосрочную перспективу количества поставляемого газа, разработка программ по его замещению альтернативными видами топлива;
- Внедрение современной аппаратуры контроля диагностики за состоянием энергетического оборудования теплоисточников;
- Доведение до необходимых объемов капитального ремонта и восстановления существующего оборудования;
- Внедрение эффективных методов водоподготовки;
- Применение закрытой схемы присоединения систем ГВС при строительстве и реконструкции автономных систем теплоснабжения;
- Реконструкция и строительство очистных сооружений ТЭЦ и котельных с применением современных природосберегающих технологий.

На тепловых сетях и центральных тепловых пунктах:

- Создание возможности перераспределения тепла в зоны перспективного строительства и увеличение пропускной способности существующих тепловых сетей, закольцовка тепловых сетей для повышения надежности работы систем теплоснабжения;

- Применение теплопроводов, теплоизолированных в заводских условиях, с системой дистанционного контроля увлажнения теплоизоляции;
- Совершенствование технологии прокладки и усиление контроля за качеством строительства и эксплуатации тепловых сетей;
- Оптимизация теплогидравлических режимов работы тепловых сетей с учетом их фактического состояния, ограничения по максимальной температуре, а также роста автоматизированных тепловых пунктов у потребителей;
- Внедрение теплопроводов на основе пластиковых труб;
- Применение пластинчатых теплообменников, шаровой и дисковой запорной и регулирующей арматуры;
- Внедрение современной аппаратуры контроля и диагностики за состоянием оборудования тепловых сетей и центральных тепловых пунктов. Создание системы диспетчеризации и мониторинга состояния тепловых сетей позволит оперативно реагировать на нештатные ситуации;
- Разработка комплекса организационных и технических мероприятий с целью эффективной антикоррозийной защиты инженерных сетей;
- Внедрение эффективных методов очистки теплообменных поверхностей от отложений и защиты теплопроводов от коррозии;
- Наряду с развитием тепловых сетей, увеличение ежегодного количества реконструированных и капитально отремонтированных теплопроводов для недопущения роста и последующего планомерного сокращения количества теплопроводов, имеющих предельные сроки эксплуатации, и как следствие, высокую удельную повреждаемость.

В теплopotребляющих системах:

- Переход к эффективным энергосберегающим архитектурностроительным решениям при проектировании и строительстве;
- Контроль за качеством тепловой изоляции, применяемой в новом строительстве, увеличение термического сопротивления ограждающих конструкций зданий. Теплоизоляция зданий старой застройки. Усиление контроля за эксплуатацией существующих зданий с целью недопущения сверхнормативных тепловых потерь;
- Оптимизация потребления тепла путем установки терморегуляторов на отопительных приборах, обеспечивающих местное регулирование, электронных регуляторов в центральных и индивидуальных тепловых пунктах, с целью регулирования отпуска тепловой энергии на отопление, вентиляцию и ГВС от величины водоразбора и необходимого напора у потребителей;
- Проведение периодических режимно-наладочных работ в тепловых сетях, системах отопления и горячего водоснабжения;
- Применение при реконструкции и новом строительстве энергоэффективных отопительных приборов и водоразборной арматуры в системах ГВС;
- Внедрение приборов учета;
- Использование тепловой энергии возвратного теплоносителя;
- Изготовление трубопроводов, используемых в системах ГВС из коррозионностойких материалов;
- Снижение внутренней температуры в административно - бытовых и производственных помещениях в нерабочее время.

Таким образом, для развития системы теплоснабжения города необходимо сохранять преимущества сложившейся инженерной инфраструктуры с приоритетом централизованной выработки тепловой энергии, но с использованием новых энергоэффективных технологических решений и схем.

4.2 Объемы потребления и нагрузки потребителей

Рассмотрим потребление и нагрузки потребителей на примере жилого дома, расположенного в Ленинском районе, – дом 44 по улице Львовская. Характеристики данного дома представлены в таблице 5.

Таблица 5- Характеристика дома 44, ул. Львовская

Количество этажей	10
Количество подъездов	6
Количество квартир	206
Число жителей	450
Горячее водоснабжение	Центральное (открытое)
Теплоснабжение	Центральное
Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	0,278
Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	0,494

Произведем расчет годовых тепловых нагрузок на горячее водоснабжение и отопление данного дома.

Годовая тепловая нагрузка на отопление рассчитывается по формуле 55:

$$Q_o^{\text{год}} = Q_o^{\text{час}} \times \left(\frac{t_B - t_{\text{тек}}}{t_B - t_0} \right) \times 24 \times Z_0, \quad (55)$$

где $Q_o^{\text{час}}$ – расчетная часовая нагрузка на отопление;

$t_0 = -37^\circ\text{C}$ – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления;

$t_B = 18^\circ\text{C}$ – средняя расчетная температура внутреннего воздуха;

$t_{\text{тек}} = -6,7^\circ\text{C}$ – средняя температура воздуха за расчетный период;

24– число часов работы отопительной системы в сутки;

$Z_0 = 233$ – продолжительность работы системы в отопительный период.

$$Q_o^{\text{год}} = 0,494 \times \left(\frac{18 + 6,7}{18 + 37} \right) \times 24 \times 233 = 1240,59 \frac{\text{Гкал}}{\text{год}}$$

Годовая тепловая нагрузка на горячее водоснабжение рассчитывается по формуле 56:

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{год}} = \frac{Q_{\text{ГВС}}^{\text{час}}}{2,4} \times 24 \times Z_0, \quad (56)$$

где $Q_{\text{ГВС}}^{\text{час}}$ – расчетная часовая нагрузка на горячее водоснабжение;

$Z_0 = 350$ – продолжительность работы горячего водоснабжения.

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{год}} = \frac{0,278}{2,4} \times 24 \times 350 = 973 \frac{\text{Гкал}}{\text{год}}$$

Данный дом 44 по улице Львовская подключен по схеме присоединения горячего водоснабжения и отопления при зависимом присоединении систем через элеватор с учетом теплоты по тепломеру. Схема дома подключена по открытой системе теплоснабжения и это значит, что данный дом мы и будем рассматривать в качестве примера перевода на закрытую систему теплоснабжения.

4.3 Определение варианта перевода на закрытую систему теплоснабжения. Особенности применяемого оборудования

Имеется несколько вариантов перехода на закрытую систему теплоснабжения:

- Установка центральных тепловых пунктов;
- Использование четырехтрубной системы теплоснабжения;
- Установка индивидуальных тепловых пунктов.

Рассматривая данные варианты относительно дома на улице Львовская можно сказать, что использование ЦТП или четырехтрубной системы теплоснабжения невозможно по ряду причин.

Строительство центральных тепловых пунктов подразумевает под собой необходимость выделения земельных участков. Возможности выделения земель под ЦТП нет, соответственно данный вариант перехода на закрытую систему теплоснабжения не представляется возможным.

Использование четырехтрубной системы теплоснабжения слишком сложно и затратно, поскольку придется перекладывать все существующие на

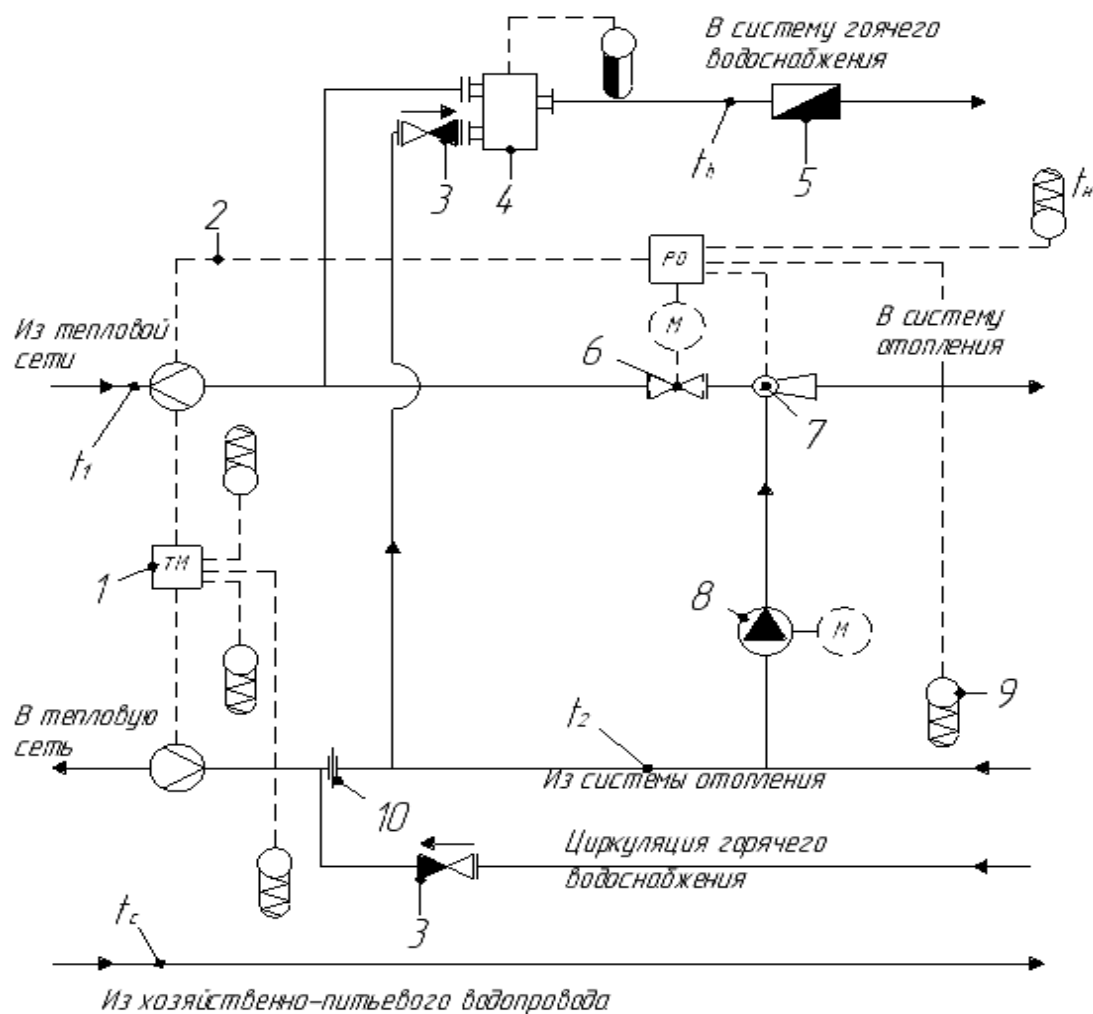
данный момент тепловые сети (т.к. существующая открытая система теплоснабжения двухтрубная).

Исходя из всех ранее вышеперечисленных и упомянутых причин, наиболее приемлемый вариант перехода с открытой на закрытую систему теплоснабжения является использование и установка индивидуальных тепловых пунктов.

Индивидуально тепловой пункт (ИТП) – пункт подключения систем отопления, вентиляции и водоснабжения здания к распределительным сетям системы тепло-водоснабжения.

4.4 Описание существующей схемы

Дом подключен по схеме присоединения горячего водоснабжения и отопления при зависимом присоединении систем через элеватор с учетом теплоты по тепломеру. Данная схема представлен на рисунке 9.



1-Тепломер двухпоточный трехточечный;2-Сигнал ограничения максимального расхода воды из тепловой сети на ввод;3-Обратный клапан;4-Регулятор смешения горячей воды;5-Водомер горячеводный;6-Регулятор подачи тепла на отопление;7-Водоструйный элеватор;8-Корректирующий подмешивающий насос;9-Датчик температуры;10-Дроссельная диафрагма.

Рисунок 9 – Существующая схема дома

Горячее водоснабжение в открытой системе центрального теплоснабжения присоединяется к подающему и обратному трубопроводу двухтрубной водяной сети через регулятор смешения воды для подачи в систему ГВС воды заданной температуры. Отбор воды для ГВС из трубопровода и приборов систем не допускается. Циркуляционный трубопровод ГВС присоединяется к обратному трубопроводу тепловой сети после отбора воды в систему ГВС, при этом на трубопроводе между местом отбора воды и местом подключения циркуляционного трубопровода предусматривается диафрагма, рассчитанная на

гашение напора, равного сопротивлению системы ГВС в циркуляционном режиме.

4.5 Описание новой применяемой схемы

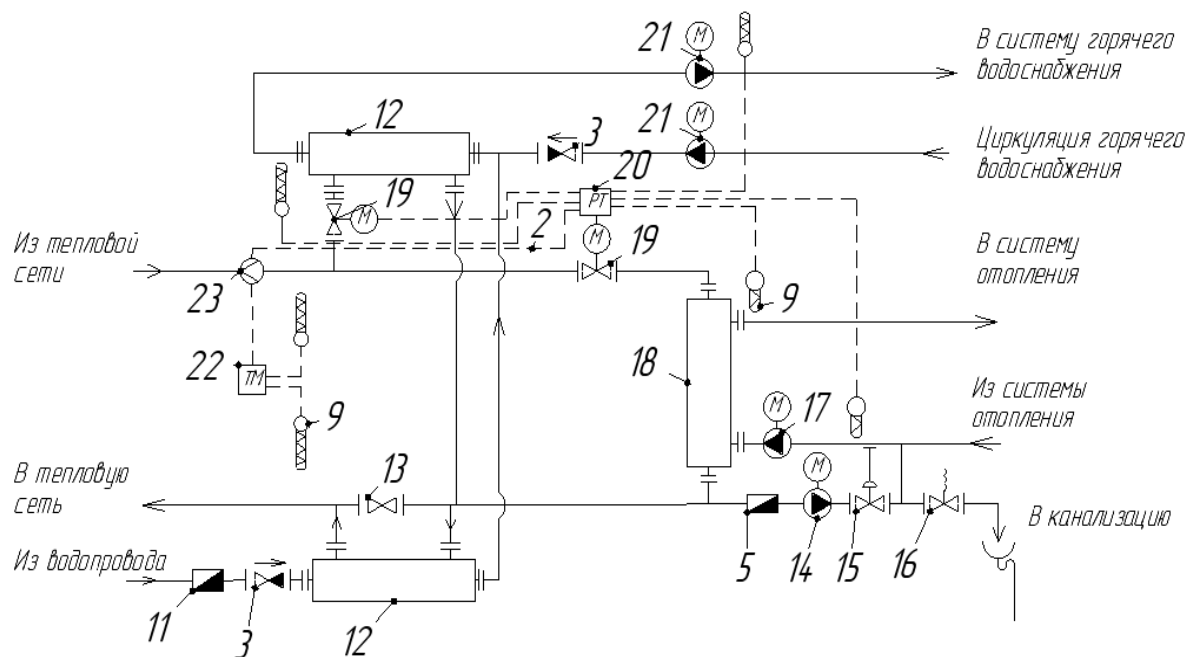
Системы горячего водоснабжения при закрытой системе теплоснабжения присоединяются через водо-водяные подогреватели.

Определяющим критерием для выбора схем присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения в закрытых системах центрального теплоснабжения было принято соотношение максимальных нагрузок горячего водоснабжения $Q_{\text{ГВС}}^{\text{год}}$ и отопления $Q_0^{\text{год}}$.

Данное соотношение рассчитывается по формуле 57

$$\frac{Q_{\text{ГВС}}^{\text{макс}}}{Q_0^{\text{макс}}} = \frac{0,278}{0,494} = 0,563 \quad (57)$$

При их соотношении $0,2 < \frac{Q_{\text{ГВС}}^{\text{год}}}{Q_0^{\text{год}}} < 1$ применяют двухступенчатые смешанные или последовательные схемы. В этих схемах подогреватель разделен на две ступени. Схема показана на рисунке 10.



1-10-см. рис. 9; 11-Водомер для холодной воды; 12- Водоподогреватель горячего водоснабжения; 13-Задвижка, нормально закрытая; 14-Подпиточный насос отопления; 15-Регулятор подпитки; 16-Предохранительный клапан; 17-Циркуляционный насос отопления; 18-Водоподогреватель отопления; 19-Регулирующий клапан с электроприводом; 20-Регулятор подачи теплоты на отопление, горячее водоснабжение и ограничения максимального расхода сетевой воды на ввод; 21-Повысительно-циркуляционный насос горячего водоснабжения; 22-Теплосчетчик; 23-Датчик расхода воды

Рисунок 10 – Новая применяемая схема

4.6 Подбор оборудования

В индивидуально тепловом пункте располагается следующее оборудование:

- Теплообменный аппарат горячего водоснабжения;
- Теплообменный аппарат системы отопления;
- Насосы сетевой воды;
- Насосы горячего водоснабжения;
- Приборы учета тепловой энергии;
- Регулятор давления;
- Манометры;

– Термометры;

4.6.1 Теплообменный аппарат для отопления

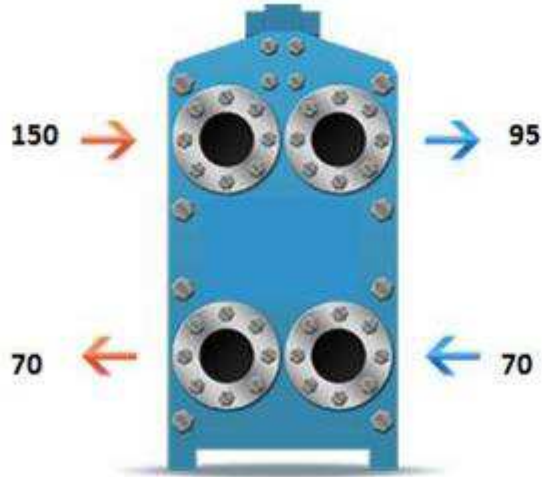


Рисунок 11 – Теплообменный аппарат для отопления

$$Q_{\text{отоп}} = Q_0 + \Delta Q_0, \quad (58)$$

где $Q_0 = 0,494 \frac{\text{ГКкал}}{\text{ч}}$ – максимальная расчетная нагрузка на отопление;

ΔQ_0 – величина допустимых потерь теплоты в теплообменнике, равная 2–3 % от максимальной расчетной нагрузки.

$$Q_{\text{отоп}} = 0,494 + 0,494 \times 0,02 = 0,504 \frac{\text{ГКкал}}{\text{ч}}$$

$$Q_{\text{отоп}} = G_{\text{отоп}} \times (t_2 - t_1); \quad (59)$$

$$G_{\text{отоп}} = \frac{Q_{\text{отоп}}}{(t_2 - t_1)}; \quad (60)$$

$$Q_0 = G_0 \times (t''_2 - t'_1); \quad (61)$$

$$G_0 = \frac{Q_0}{(t'' - t')} ; \quad (62)$$

где $G_{\text{отоп}}$, G_0 – расходы теплоносителя и нагреваемой воды соответственно;

t_2, t_1, t'', t' – заданные значения температур теплоносителя и нагреваемой воды на входе и выходе из теплообменного аппарата.

$$G_{\text{отоп}} = \frac{0,504}{(150 - 70)} = 6,3 \frac{\text{т}}{\text{ч}} ;$$

$$G_0 = \frac{0,494}{(95 - 70)} = 19,76 \frac{\text{т}}{\text{ч}}$$

4.6.2 Теплообменный аппарат для горячего водоснабжения

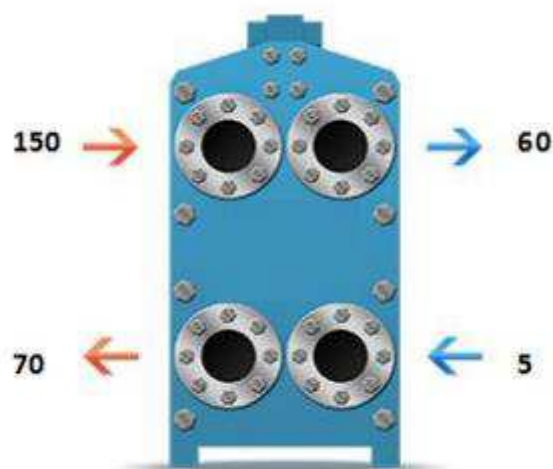


Рисунок 12 – Теплообменный аппарат для горячего водоснабжения

Величина температуры холодной воды, равная 5 градусам, обусловлена тем, что расчет производится на максимально возможную нагрузку горячего водоснабжения, т.е. когда все краны с горячей водой открыты, а следовательно линия рециркуляции горячей воды простаивает и температура в ней равна нулю.

$$Q_{\text{ГВС}} = Q_0 + \Delta Q_0, \quad (63)$$

где $Q_0 = 0,278 \frac{\text{ГКкал}}{\text{ч}}$ – максимальная расчетная нагрузка на отопление;

ΔQ_0 – величина допустимых потерь теплоты в теплообменнике, равная 2–3 % от максимальной расчетной нагрузки.

$$Q_{\text{отоп}} = 0,278 + 0,278 \times 0,02 = 0,284 \frac{\text{ГКкал}}{\text{ч}}$$

$$Q_{\text{ГВС}} = G_{\text{ГВС}} \times (t_2 - t_1); \quad (64)$$

$$G_{\text{ГВС}} = \frac{Q_{\text{ГВС}}}{(t_2 - t_1)}; \quad (65)$$

$$Q_0 = G_0 \times (t''_2 - t'_1); \quad (66)$$

$$G_0 = \frac{Q_0}{(t''_2 - t'_1)}; \quad (67)$$

где $G_{\text{отоп}}$, G_0 – расходы теплоносителя и нагреваемой воды соответственно;

t_2, t_1, t''_2, t'_1 – заданные значения температур теплоносителя и нагреваемой воды на входе и выходе из теплообменного аппарата.

$$G_{\text{ГВС}} = \frac{0,284}{(150 - 70)} = 3,55 \frac{\text{т}}{\text{ч}};$$

$$G_0 = \frac{0,278}{(60 - 5)} = 5,06 \frac{\text{т}}{\text{ч}}$$

Данный расчет показывает какой объем теплоносителя и воды должен проходить через теплообменник. Теплообменник ставим пластинчатый.

Преимущества пластинчатых теплообменников:

1. Компактность;
2. Коэффициент теплопередачи пластинчатых теплообменников выше, а соответственно площадь меньше, чем у традиционных кожухотрубных;
3. Меньше вес (Меньше металлоёмкость);
4. Легкий подбор необходимой тепловой мощности простым добавлением пластин.

Таблица 6 – Оборудование ИТП

Оборудование	Наименование
Теплообменный аппарат горячего водоснабжения	СВ-51
Теплообменный аппарат системы отопления	СР422-2V
Насос сетевой воды	NM CALPEDA
Насос горячего водоснабжения	NM, NMD CALPEDA
АСУ	“КАРАТ”

Финансовые затраты на постройку ИТП в каждом здании Ленинского района будут равняться 1,35 тыс. млн рублей. Данные затраты будут выделены из бюджета города.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью данного проекта являлось перевести с открытой схемы теплоснабжения на закрытую район Ленинский г. Красноярск, путём сокращения подпитки на ТЭЦ-1 и строительство ИТП.

В рамках проекта был проведен расчет турбины ПТ-25 на углубленный вакуум, в связи с чем были сокращен расход пара на турбину, что в свою очередь потянуло цепочку эффектов для станции. Снизив расход пара на турбину, можно уменьшить расход топлива, что приведет к уменьшению выбросов со станции. Избавившись от подпитки теплосети, мы можем ПЧУВЫ использовать, как сетевые подогреватели, что в свою очередь эффективно повлияло на бойлерные группы ТЭЦ-1, ибо уменьшился напорный расход в бойлер из-за чего уменьшился температурный напор.

Также был произведён расчеты тепловой схемы и технико-экономических показателей ПТ-25.

На примере дома Ленинского района г. Красноярск был рассчитан ИТП и подобрано оборудование для бесперебойного функционирования и обеспечения горячей водой питьевого качества жильцов Ленинского района.

В качестве индивидуального задания был проведен расчет теплообменного аппарата.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Схема теплоснабжения города Красноярска до 2033 года : [проект]. – Красноярск, 2015. – 268 с.
- 2 ЗАО «Уральский турбинный завод» : отраслевой каталог, 2004. – 31 с.
- 3 Цыганок, А. П. Тепловые электрические станции: Учебное пособие / А. П. Цыганок, С.А. Михайленко. – Красноярск: КрПИ, 2005. – 302 с.
- 4 Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети : учебник для студентов вузов / Е.Я. Соколов. – 8-е изд., стер. – Москва : МЭИ, 2006. – 472 с.
- 5 Основы централизованного теплоснабжения: Учеб. пособ. /А.А. Кудинов, С.К. Зиганшина. Самара: Самар. гос. техн. ун-т. 2007.
- 6 Водяные тепловые сети / Н.К. Громова – Москва, Энергоатомиздат, 1988.
- 7 Теплообменное оборудование / Л.В. Зысин, А.А. Калюттик - СПб, издательство СПбГПУ, 2010
- 8 СНиП 2.04.01-85 Внутренний водопровод и канализация.
- 9 СНиП 131.13330.2012 Строительная климатология.
- 10 СНиП 2.04.06-86 Тепловые сети.
- 11 Актуализированная Схема теплоснабжения Красноярска на период до 2033 года.

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

« 10 » 07 20 19 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА
13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника
код – наименование направления

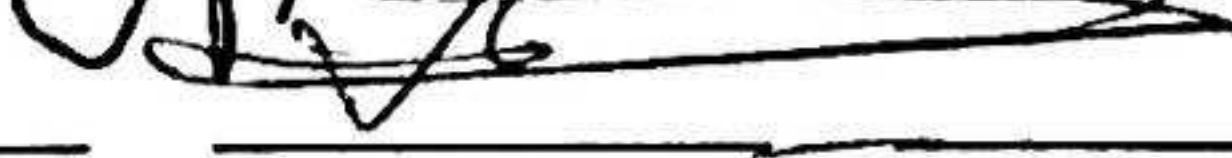
Проект модернизации схемы теплоснабжения Ленинского района г.
Красноярска от Красноярской ТЭЦ-1
тема

Руководитель  09.07.2019 Доцент, к.т.н
подпись, дата должность, ученая степень

С.В. Пачковский
инициалы, фамилия

Выпускник  09.07.2019
подпись, дата

Р.М. Гильмидинов
инициалы, фамилия

Тех. контроль  09.07
подпись, дата

С.А. Михайленко
инициалы, фамилия

Нормоконтролер  09.07.19
подпись, дата

П.В. Шишмарев
инициалы, фамилия

Красноярск 2019

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

« 10 » 07 20 19 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Гильмидинову Руслану Маратовичу
фамилия, имя, отчество

Группа ФЭ15-02Б Направление (специальность) 13.03.01
номер группы код

Теплоэнергетика и теплотехника

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект модернизации схемы теплоснабжения Ленинского района г. Красноярск от Красноярской ТЭЦ-1

Утверждена приказом по университету № 5016/с от 16 апр. 2019 г

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

Исходные данные для ВКР Закрытые системы теплоснабжения, тепловая и электрическая мощность равные 1677 Гкал/ч и 481 МВт соответственно

Перечень разделов ВКР Причины необходимости перехода на закрытые системы теплоснабжения в соответствии с законодательством Российской Федерации; Литературный обзор по теме выпускной квалифицированной работе; Исследование существующей системы теплоснабжения; Разработка предложений по переводу тепловых сетей Ленинского района г. Красноярск на закрытую систему горячего водоснабжения; Заключение;

Перечень графического материала:

Лист 1. Общестанционная схема основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ-1

Лист 2. Тепловая схема ПТ-25

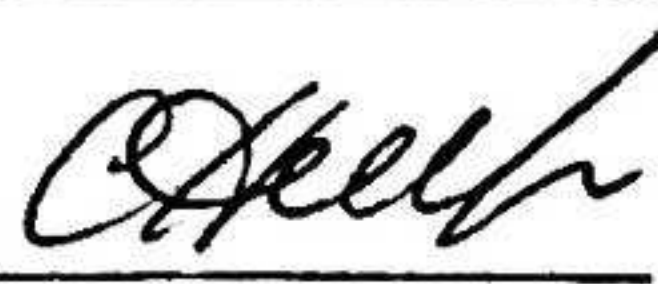
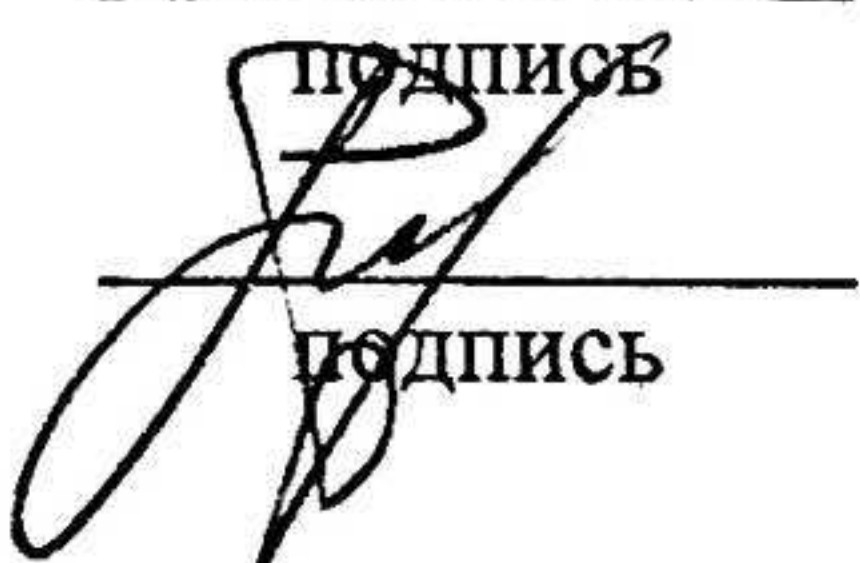
Лист 3. Схема подпитки теплосети и по сетевой воде

Лист 4. Существующая схема присоединения ГВС и отопления

Лист 5. Новая применимая схема присоединения ГВС и отопления

Лист 6. Схема ИТП

Руководитель ВКР _____


подпись

подпись

С.В. Пачковский

Задание принял к исполнению _____

Р.М. Гильмидинов

«17» июня 2019 г.

ОТЗЫВ

руководителя на выпускную квалификационную работу (бакалаврская работа)

бакалавра факультета Энергетики ФЭ15-025 группа

Тимбимдинов Руслан Маратович
(Ф.И.О. бакалавра)

1. Выпускная квалификационная работа выполнена в виде бакалаврской работы по заданию кафедры «Тепловые электрические станции».

2. В выпускной квалификационной работе решены следующие задачи:
Вотновлено исследование существующей системы
теплогидравлической от Красноярской ПГУ-1, в том
числе тепловой район широтной ПГУ-25-90/10, на основе
данных внутрисетевых схем выполнен анализ
средств их реконструкции, разработана средноточная
схема по переводу тепловых сетей Красноярского
района в Красноярск на закрытую систему
горячего водоснабжения

3. Замечания и предложения

замечаний нет

4. Оценка Хорошо

Руководитель ВКР

А.Жеф
Подпись

Тимоховский С.В.

(Ф.И.О.)