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
«____» _____ 2019г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника
код – наименование направления

Проект расширения схемы теплоснабжения г. Зеленогорска от Красноярской ГРЭС-2
тема

Руководитель	_____	к.т.н, доцент	И.А. Иванов
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		В.Д. Андреев
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Тех. контроль	_____		С.А. Михайленко
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		П.В. Шишмарев
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2019

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект расширения схемы теплоснабжения г. Зеленогорска от Красноярской ГРЭС-2» содержит 66 страниц текстового документа, 15 использованных источников, 10 листов графического материала.

СИСТЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, РАСХОД ТЕПЛА, ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК, КОТЕЛЬНАЯ, ГРЭС, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ, ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИЙ ГРАФИК, ВЫБРОСЫ.

Цель работы – провести реконструкцию схемы теплоснабжения города Зеленогорска, использовать имеющейся резерв тепловой мощности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 5

1 Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии г. Зеленогорск 6

1.1 Характеристика района 6

1.2 Природные условия 6

1.3 Грунтовые условия 7

1.4 Функциональная структура теплоснабжения 7

1.5 Источники тепловой энергии 8

1.5.1 Красноярская ГРЭС-2 8

1.5.2 Схемы выдачи тепловой мощности 10

1.5.3 Схемы подпитки теплосети 11

1.5.4 Котельная УЭС 13

1.6 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты 17

1.7 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии 23

1.8 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии 23

1.9 Балансы теплоносителя 24

1.10 Тарифы в сфере теплоснабжения 25

1.11 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения города 25

2 Перспективное потребление тепловой энергии 26

2.1 Площадь строительных фондов и приросты площади строительных фондов 26

2.2 Объемы и приросты потребления тепловой энергии 27

2.3 Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источников тепловой энергии 29

3 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и источников тепловой энергии 30

3.1 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и источников тепловой энергии 30

4 Расчетно-технологическая часть 31

4.1 Определение расходов воды 31

4.2 Выбор подкачивающей насосной станции 31

4.3 Гидравлический расчет тепловой сети 32

4.4. Расчет толщины тепловой изоляции 36
4.5. Расчет и подбор компенсаторов 42
4.6 Расчет усилий на опоры 44
5 Экономическая часть 48
5.1 Влияние проведенных мероприятий на расход топлива 48
5.2 Капитальные вложения 48
5.3 Расчёт проектной себестоимости 49
5.3.1 Определение ежегодных издержек на эксплуатацию 49
5.3.2 Расчет затрат на топливо 50
5.3.3 Расходы на оплату труда 50
5.3.4 Амортизационные отчисления 50
5.3.5 Расходы по ремонтному обслуживанию 51
5.3.6 Прочие расходы 51
5.3.7 Расходы по ремонтному обслуживанию 52
5.4 Оценка экономической эффективности капитальных вложений 52
6 Экологическая часть 56
6.1 Расчет вредных выбросов 56
6.2 Расчет состава дымовых газов. 56
6.3 Золоулавливание 58
6.4 Расчет выбросов и эффективной высоты выброса дымовых газов 59
Заключение 62
Список использованных источников 63
Приложение А 64
Приложение Б 65
Приложение В 66
Приложение Г 67
Приложение Д 68
Приложение Е 69
Приложение Ж 70
Приложение З 71
Приложение И 72
Приложение К 73

ВВЕДЕНИЕ

Система теплоснабжения города Зеленогорска характеризуется наличием двух источников: ГРЭС-2, мощностью 976 Гкал/час и котельной УЭС мощностью 129,5 Гкал/час, которые работают на твердом топливе.

ГРЭС-2 отапливает и снабжает горячей водой город Зеленогорск. Котельная УЭС обеспечивает теплом и горячей водой поселок «Октябрьский», поселок «1000 дворов», поселок «Овражный» а также промышленную площадку второго района.

В городе Зеленогорск закрылся химкомбинат «Сибволокно» потребность в тепловой мощности резко снизилась, на данный момент максимальная тепловая нагрузка ГРЭС-2 составляет 388 Гкал/час. Исходя их этого имеется большой запас тепловой мощности. Также оборудование котельной УЭС имеет высокий износ.

Целью данного проекта является анализ и оценка существующей системы теплоснабжения, выявление недостатков и принятие мер по их устранению

1 Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии г. Зеленогорск

1.1 Характеристика района

Город Зеленогорск является городским округом, закрытым административно-территориальным образованием (ЗАТО город Зеленогорск), расположен на территории Рыбинского района, на левом берегу реки Кан в устье реки Барга, которая протекает через город под землей. Площадь территории ЗАТО город Зеленогорск составляет 16,2 тыс. га. По данным Красноярскстата на 1 января 2019 г., численность населения Зеленогорска составляет 64 343 человека.

Ранее на месте Зеленогорска располагалась деревня Усть-Барга, первое упоминание о которой встречается в 1920 году. Зеленогорск же начал возводиться согласно градостроительной практике послевоенного периода, для городов при градообразующих предприятиях. Здесь таковым стало Государственный электрохимический завод, где было запланировано производить оружейный уран. Данное место для завода и города было выбрано, исходя из ряда существенных факторов. В их числе: нахождение за пределами Европейской части СССР, источник воды для охлаждения, транспортная связь с промышленными центрами, наличие сырья для стройматериалов, образовательный центр поблизости, необходимые геологические, гидрологические и сейсмические условия.

Город был основан в 1956 году. В 1961-м начала функционировать ГРЭС-2, а на следующий год заработал электрохимический завод. Вместе с этим открывалось множество культурных объектов и объектов инфраструктуры, а также базы отдыха. В 1980 году было запущено производство на заводе «Сибволокно», где выпускался заменитель хлопка, вискозное высокомодульное волокно. В наше время промышленность Зеленогорска представлена в нескольких сферах: металлоизделия, пищевая продукция, пластмасса, химическая промышленность, электрооборудование, энергетика и ядерные материалы.

На территории ЗАТО Зеленогорск располагаются п. Октябрьский, Овражный, 1000 дворов, Орловка, которые являются частью г. Зеленогорск

1.2 Природные условия

Город Зеленогорск имеет умеренно-холодный климат. Зеленогорск город со значительным количеством осадков. Даже в самый жаркий месяц есть много дождя. Температура здесь в среднем -0.1 ° C. Среднегодовая норма осадков - 404 мм.

Абсолютная минимальная температура воздуха составляет -52ºС, максимальная +39ºС

Гидрографическая сеть представлена реками Кан и Барга.

Обеспечение населения и предприятий муниципального округа водой хозяйственно-питьевого назначения осуществляется за счет эксплуатации водозабора для питьевого и производственного водоснабжения, расположенного на берегу реки Кан.

1.3 Грунтовые условия

Рельеф города Зеленогорска, характеризуется сочетанием равнинных участков и возвышенностей. Грунты — песчаные, супесчаные и суглинистые.

В непосредственной близости от города для нужд местного строительного комплекса разрабатываются локальные месторождения песка и гравия.

1.4 Функциональная структура теплоснабжения

Системы теплоснабжения представляют собой инженерный комплекс, состоящий из источников тепловой энергии и потребителей тепла, связанных между собой тепловыми сетями, имеющими характерные тепловые и гидравлические режимы с заданными параметрами теплоносителя. Величина параметров и характер их изменения определяются техническими возможностями основных структурных элементов систем теплоснабжения (источников, тепловых сетей и потребителей), экономической целесообразностью.

В настоящее время на территории г. Зеленогорска существует централизованная схема теплоснабжения. Теплоснабжение осуществляется от следующих источников:

Красноярской ГРЭС-2,

Котельной УЭС.

Ведомственная принадлежность источников теплоснабжения и обслуживающие организации: Красноярской ГРЭС-2 – ОАО «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» филиал ОАО «ОГК-2», котельной УЭС - ОАО «УС-604». Эксплуатацию магистральных, распределительных и внутриквартальных тепловых сетей осуществляет компания МУП ТС (Муниципальному Унитарному Предприятию Тепловых Сетей) г. Зеленогорска.

Теплоснабжение жилых домов частного сектора усадебного типа осуществляется от огневых печей и от индивидуальных отопительных котлов, работающих на различных видах топлива.

Схема расположения существующих источников тепловой энергии и зоны их действия представлена в приложении 3.

С потребителями расчет ведется по расчетным значениям теплопотребления либо по приборам учета.

Отношения между снабжающими и потребляющими организациями – договорные.

1.5 Источники тепловой энергии

Система централизованного теплоснабжения г. Зеленогорска представлена двумя источниками тепловой энергии, магистральными и распределительными тепловыми сетями, тепловыми насосными станциями и ЦТП. От существующих источников тепла нагретая вода поступает в сети и далее к абонентам. Система тепловых сетей города – кольцевая. Общая протяженность сетей в двухтрубном исполнении – 187,87 км. На тепловых сетях установлены 11 тепловых насосных станций (ТНС).

Источники тепловой энергии:

ОАО «ОГК-2» - Красноярская ГРЭС-2;

Котельная УЭС ОАО «УС-604».

1.5.1 Красноярская ГРЭС-2

В настоящее время установленная электрическая мощность Красноярской ГРЭС-2 составляет 1250 МВт. Установленная тепловая мощность по турбоагрегатам – 976 Гкал/ч. Расчетная температура теплоносителя на отопление 150-70°С. Красноярская ГРЭС-2 имеет 4 вывода тепловых сетей (1,2,3,4 очереди по отпуску тепловой энергии с горячей водой). Узел учета тепловой энергии находится на границе балансовой принадлежности между филиалом ОАО «ОГК-2» и МУП ТС.

Водяные тепловые сети выполнены двухтрубными, циркуляционными. Общая протяженность сетей в двухтрубном исполнении – 151,23 км. К тепловой сети подключено 1379 потребителей (г. Зеленогорск, п. Орловка) с общей тепловой нагрузкой для населения и промышленности - 388,03 Гкал/ч.

На Красноярской ГРЭС-2 установлены пиковые и основные бойлеры ПСВ-500-3-23, ПСВ 500-14-23, ПСВ-315-3-23, ПСВ-315-14-23, ПСГ-1300-3-8-1, БО-200, БП-200, БО-350, БП-500.

Категория потребителей тепла по надежности теплоснабжения и отпуску тепла – первая и вторая. Снабжение тепловой энергией потребителей осуществляется круглогодично.

Красноярская ГРЭС-2 обеспечивает отпуск тепловой энергии оптовому потребителю МУП ТС для нужд отопления, вентиляции и горячего водоснабжения ЗАТО г. Зеленогорска. Фактический отпуск тепловой энергии осуществляется в четыре теплосети, с открытым водо- разбором. Каждая тепловая сеть имеет установленную пропускную способность и гидравлическую характеристику, свою систему автоматического регулирования температуры сетевой воды, задаваемой потребителем в соответствии со справкой, выдаваемой ГидроМетеорологическим центром, по температуре наружного воздуха.

Принципиальная тепловая схема Красноярской ГРЭС-2 представлена в приложении В. Технологическая схема станции состоит из 9 энергоблоков:

энергоблоки ст. №№ 1, 2, 4 – конденсационные дубль-блоки, состоящие из двух прямоточных котлов ПК-38 паропроизводительностью 270 т/ч, с параметрами острого пара на выходе из котлов 140 ата, 545 °С и турбины

К-150-130-2 с номинальными параметрами пара 130 ата, 540 °С;

энергоблок ст. № 5 – теплофикационный дубль-блок, состоящий из двух барабанных котлов ПК-14-2 расчетной паропроизводительностью 220 т/час, с

параметрами острого пара 100 ата, 540 °С и турбины ПТ-60-90/13-2 с номинальными параметрами пара 90 ата, 535 °С и с двумя регулируемыми отборами пара 13 ата и 0,7 - 2,5 ата;

энергоблоки ст. №№ 6, 7, 8 – конденсационные дубль-блоки, состоящие из двух прямоточных котлов ПК-38 паропроизводительностью 270 т/ч, с параметрами острого пара 140 ата, 545 °С и турбины К-160-130 с номинальными параметрами пара 130 ата, 540 °С;

энергоблоки ст. №№ 9, 10 – теплофикационные блоки, состоящие из двух барабанных котлов БКЗ-420-140 ПТ-2 паропроизводительностью 420 т/час, с параметрами острого пара 140 ата, 560 °С и турбинами ПТ-135/165-130/15 с поперечными связями по воде и пару с номинальными параметрами пара 130 ата, 555 °С. Отпуск пара осуществляется от регулируемых отборов каждой турбины - производственного 12 - 21 ата и 2-х теплофикационных отборов ВТО (верхний теплофикационный отбор) с давлением 0,9 - 2,5 ата и НТО (нижний теплофикационный отбор) 0,4 - 1,2 ата;

2 пиковых водогрейных котла ПТВМ-100, предусмотренные проектом станции для покрытия максимальных тепловых нагрузок города. После ввода 3 очереди станции (группы турбин ПТ-135) мощность пиковых котлов утратила свою востребованность, их техническое состояние неудовлетворительное и в настоящее время они выведены из эксплуатации.

Существующая система технического водоснабжения: прямоточная летом и прямоточно-оборотная в зимнее время. Для сезонного регулирования стока на р. Кан плотиной гидроузла создано водохранилище. Речная вода из водохранилища поступает по подводящему каналу на вращающиеся сетки, где проходит очистку от плавающих и наиболее крупных механических загрязнений. Далее речная вода поступает на блочные насосные (БНС), которые подают воду на охлаждение оборудования энергоблоков. Часть воды после охлаждения оборудования, а также речная вода, забираемая ХВО-2, используется для восполнения внутристанционных потерь пара, конденсата, а также для восполнения потерь за счет невозврата конденсата сторонними потребителями.

1.5.2 Схемы выдачи тепловой мощности

Внутристанционные тепловые сети, по принадлежности к энергоблокам, делятся на четыре очереди. Трубопроводы прямой и обратной сетевой воды всех очередей внутристанционных тепловых сетей замыкаются на входном и выходном коллекторах теплового распределительного устройства (ТРУ).

теплосеть - БУ-1, БУ-1 Б, БУ-2, БУ-3, БУ-4:

Бойлерная установка-1 (БП-1,2) запитаны от коллектора 13 ата, 1-БО используется в качестве охладителя дренажа без подачи пара. Бойлерная установка-1 от отборов ТГ-1 отглушена.

Бойлерная установка-1Б состоит из двух основных бойлеров типа ПСВ-500 и двух пиковых бойлеров типа ПСВ-500.

Бойлерная установка-3 состоит из одного основного бойлера типа ПСВ-500 и трех пиковых бойлеров типа ПСВ-500. Основной бойлер используется как расширитель и охладитель дренажа. На все пиковые бойлера подается пар с коллектора 13 ата, от энергоблоков 5, 9, 10.

Бойлерные установки ст. № 2 и ст. № 4 - по одному основному бойлеру типа БО-200 (от 6 отбора) и по два бойлера пиковых – БП-200 (от 4, 5 отборов). БУ ст. № 2 и ст. № 4 подключены к схеме подпитки теплосети согласно техническому решению от 04.12.2006 года № 47 с целью минимизации ограничений электрической мощности энергоблоков за счет использования тепла низкопотенциальных отборов.

теплосеть - БУ-5:

Состоит из двух основных бойлеров БО-350 (6 отбор) и двух пиковых бойлеров БП-500 (пар 13 ата).

теплосеть - БУ-6, БУ-7, БУ-8:

Каждая БУ состоит из одного бойлера типа ПСВ-315-3-23 и одного пикового бойлера типа ПСВ-315-14-23.

теплосеть - ПСГ-1,2, ПСВО, ПСВТ (9, 10 бл.):

Состоит из подогревателей сетевых горизонтальных ПСГ-1300-3-8-1– 4 шт. и подогреватели сетевые вертикальные (ПСВО, ПСВТ) ПСВ-315-14-23 – 4 шт.

Отпуск тепла основному потребителю от выходного коллектора ТРУ может осуществляться от любой из перечисленных внутренних теплосетей через связывающие перемычки с арматурой:

1 теплосеть со 2 теплосетью через ВСО-20А;

2 теплосеть с 4 теплосетью через ВСП-310 и 3-ВСО-13;

теплосеть с 3 теплосетью через ВСП-404 и ВСО-403.

1.5.3 Схемы подпитки теплосети

Каждая из перечисленных внутристанционных теплосетей имеют индивидуальный узел ввода подпиточной воды.

Для подпитки тепловых сетей 1, 2, 3 и 4 очереди используется вода питьевого качества, поступающая из города по трем хозяйственно-питьевым водопроводам № 1, 2, на ХВО-1, по трубопроводу № 3 в КТЦ-2, далее на ХВО-2 для химической доочистки.

В химцехе (ХВО-1, ХВО-2) питьевая вода проходит химочистку, нагревается до 30 ^{0}С и поступает по двум трубопроводам в КТЦ-1 в подогреватели подпитки теплосети энергоблоков ст. № 1-8 для подогрева до 95 ^{0}С (ППТ №1, 2 энергоблока ст. № 5, блочные ППТ-6, 7, 8 и БУ-2, БУ-4). Далее химочищенная вода поступает в деаэраторы теплосети № 1, 3, где происходит ее нагрев до 105 ^{0}С и деаэрирование. После деаэратора подпиточная вода самотеком с отметки 24 м поступает в обратный трубопровод теплосети, частично в аккумуляторные баки теплосети для их заполнения на покрытие пиковых нагрузок горячего водоразбора. Во время пиковых нагрузок горячего водоснабжения включаются насосы разрядки аккумуляторных баков.

Состав оборудования:

три деаэратора подпитки теплосети № 1, 2, 3 (деаэратор № 2 выведен из работы);

восемь подогревателей подпиточной воды 1А-ППТ (пар 13 ата); V-ППТ-1, 2; ППТ-6, 7, 8; БУ-2; БУ-4;

один подпиточный насос в теплосеть № 1, 2, 3 (НПТ-1);

шесть насосов разрядки аккумуляторных баков (НРАБ) – НРВ-4, 5; НРАБ – 1, 2, 3, 4;

два аккумуляторных бака, V = 2000 м^3 каждый.

Третья очередь станции (бл.9, 10) не имеет собственной схемы подготовки подпиточной воды.

Для подпитки теплосети 3 очереди используется химически обработанная вода, подогретая в ППТ энергоблоков ст. № 1-8 до 102-103 ^{0}С, прошедшая деаэрацию, поступающая к регулятору подпитки теплосети III очереди через перемычку «ВПТ-40 – ВПТ-41».

Подпитка обратных трубопроводов теплосети осуществляется из аккумуляторных баков РТС (МУП ТС).

В качестве проектного топлива для энергетических котлов на Красноярской ГРЭС-2 использовался бурый уголь Ирша-Бородинского разреза Канско-Ачинского бассейна, в качестве растопочного топлива - топочный мазут марки М-100. В настоящее время качество и ассортимент угля соответствует техническим условиям на поставку топлива. Однако периодически Красноярская ГРЭС-2 получает с разреза Переясловский топливо с неустойчивой калорийностью. В настоящее время используется уголь с разреза Переясловский и Бородинский в пропорции 50 % на 50 %.

Учет тепловой энергии, отпущенной потребителям ведется посредством теплосчетчиков, установленных в тепловом распределительном узле (в составе которых имеются измерительные ультразвуковые расходомеры, система датчиков температуры и давления).

Рабочие процессы на ГРЭС частично автоматизированы, параметры работы оборудования и измерительных приборов выводятся на пульт управления.

Характеристики основного оборудования Красноярской ГРЭС-2 приведены в таблицах 1, 2

Таблица 1 – Характеристика энергетических котлов

Котел	Тип (марка) котла	Год ввода	Паспортный КПД, %	Давление, кгс/см^2	Температура °С	Паропроизводительность, т/час	топливо
1А	ПК-38-5	61	91,5	140	545	270	уголь
1Б	ПК-38-5	61	91,5	140	545	270	уголь
2А	ПК-38-5	62	91,5	140	545	270	уголь
2Б	ПК-38-5	62	91,5	140	545	270	уголь
4А	ПК-38-5	63	91,5	140	545	270	уголь
4Б	ПК-38-5	63	91,5	140	545	270	уголь
5А	ПК-14-2	64	90,5	140	545	270	уголь
5Б	ПК-14-2	64	90,5	140	545	270	уголь
6А	ПК-38-7	75	91,5	140	545	270	уголь
6Б	ПК-38-7	75	91,5	140	545	270	уголь
7А	ПК-38-7	75	91,5	140	545	270	уголь
7Б	ПК-38-7	76	91,5	140	545	270	уголь
8А	ПК-38-7	76	91,5	140	545	270	уголь
8Б	ПК-38-7	76	91,5	140	545	270	уголь
9А	БКЗ-420-140ПТ-2	81	93,0	140	560	420	уголь
9Б	БКЗ-420-140ПТ-2	82	93,0	140	560	420	Уголь
10А	БКЗ-420-140ПТ-2	83	93,0	140	560	420	Уголь
10Б	БКЗ-420-140ПТ-2	87	93,0	140	560	420	уголь

Таблица 2 – Характеристика турбин

Станционный №	Тип (марка) турбины	Завод изготовитель	Год ввода	Установленная электрическая мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/час
№ 1	К-150-130-2	ХТГЗ	10.07.61	150	45
№ 2	К-150-130-2	ХТГЗ	24.04.62	150	45
№ 4	К-150-130-2	ХТГЗ	22.09.63	150	45

Продолжение таблицы 2

Станционный №	Тип (марка) турбины	Завод изготовитель	Год ввода	Установленная электрическая мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/час
№ 5	ПТ-60-90/13-2	ЛМЗ	01.11.64	50	145
№ 6	К-160-130	ХТГЗ	01.01.75	160	42
№ 7	К-160-130	ХТГЗ	10.09.75	160	42
№ 8	К-160-130	ХТГЗ	29.05.76	160	42
№ 9	ПТ-135/165-130/15	УТМЗ	25.12.81	135	285
№ 10	ПТ-135/165-130/15	УТМЗ	28.09.83	135	285

1.5.4 Котельная УЭС

Для подачи тепловой энергии абонентам в поселках Октябрьский, Овражный, 1000 дворов и второго промышленного узла на котельной УЭС ОАО «УС-604» установлено 4 водогрейных котла марки КВ-ТСВ-20 тепловой мощностью по 20 Гкал/час каждый, 3 паровых котла КЕ-25-14С производительностью 25 т/ч каждый, 3 бойлерные установки ПП1-53-0,7-IV, 16-325х2000-40 и 1 бойлерная установка ТИ 51-75. Одновременно работают не более 4-х котлов. Установленная мощность котельной составляет 129,5 Гкал/час. Расчетные параметры теплоносителя на отопление 140-70°С.

Сетевая вода для системы отопления, вентиляции и горячего водоснабжения потребителей подается от котельной по 2-х трубной, открытой системе. Общая протяженность сетей в одно- и двухтрубном исполнении – 36,64 км. К тепловой сети подключено 527 потребителей с общей тепловой нагрузкой населения и промышленности – 64,44 Гкал/час.

Циркуляция воды в теплосети обеспечивается сетевыми насосами ЦН-400-105, производительностью 400 $м^3$/ч, давление на выходе 10,5 $кгс/см^2$. На котельной установлено 6 сетевых насосов, одновременно работает не более трех. Давление на вводы в сетевой насос 2,40 $кгс/см^2$ автоматически поддерживается подпиточными насосами КМ-80-50-200, установлено 6 подпиточных насосов, в работе не более двух. Подача воды в паровые котлы осуществляется питательными насосами ЦНСГ 38-154, на котельной установлено 6 таких насосов, одновременно работают не более двух.

Нагрев воды, подаваемой в теплосеть, осуществляется водогрейными котлами и бойлерными установками паровых котлов. Бойлерные установки №1,2,3 марки ПП1-53-0,7-IV, 16-325х2000-40 тепловой мощностью 7,5 Гкал/ч каждая и бойлер №4 марки ТИ 51-75 тепловой мощностью 14 Гкал/ч.

В качестве топлива котельной использовался бурый уголь Ирша-Бородинского разреза Канско-Ачинского бассейна.

Принципиальная схема котельной УЭС приведена в приложении Г.

Структура основного (котлового) оборудования по котельной УЭС ОАО «УС-604» представлено в таблице 3.

Таблица 3 – структура основного оборудования котельной

Оборудование в котельной	Марка	Установленная мощность, Гкал/час	Год ввода в эксплуатацию
Котел №1 (водогрейный)	КВ-ТСВ-20	20	1977
Котел №2 (водогрейный)	КВ-ТСВ-20	20	1977
Котел №3 (водогрейный)	КВ-ТСВ-20	20	1982
Котел №4 (водогрейный)	КВ-ТСВ-20	20	1982
Котел №5 (паровой)	КЕ-25-14С	25	1989
Котел №6 (паровой)	КЕ-25-14С	25	1989
Котел №7 паровой)	КЕ-25-14С	25	1989
Бойлерная установка №1	ПП1-53-0,7-IV, 16-325х2000-40	7,5	-
Бойлерная установка №2	ПП1-53-0,7-IV, 16-325х2000-40	7,5	-
Бойлерная установка №3	ПП1-53-0,7-IV, 16-325х2000-40	7,5	-
Бойлерная установка №4	ТИ-51-75	14	-

Категория потребителей тепла по надежности теплоснабжения и отпуску тепла – вторая.

Исходная вода поступает из водопроводных сетей г. Зеленогорска, источником водоснабжения является река Кан. Система водоподготовки состоит из 9 натриекатионитовых фильтров: 5 шт. – Ø1500 мм, 4 шт. – Ø3000мм.

Количество подпиточной воды в среднем составляет 42 $м^3$/ч, максимальный расход воды на подпитку – 115 $м^3$/ч.

Регулирование температуры сетевой воды, поступающей в теплосеть, в зависимости от температуры наружного воздуха, происходит изменением расхода топлива.

Снабжение тепловой энергией потребителей осуществляется круглогодично. Температура теплоносителя в летний период составляет 70-50 ^{0}C.

Рабочие процессы на котельной частично автоматизированы, параметры работы оборудования и измерительных приборов выводятся на пульт управления.

На водогрейных котлах контролю подлежат следующие технологические параметры: разряжение в топке котла, напор воздуха под решетку котла, температура уходящих газов, температура за конвективным пучком, температура до и после воздухоподогревателя, расход воды через котел, давление воды на выходе из котла, температура воды на выходе из котла. Три параметра имеют жесткие ограничения, по которым выставлены защиты, а именно:

расход воды через котел не менее 240 т/ч,

температура воды на выходе из котла не более 155 ^{0}C,

давление воды на выходе из котла не менее 6 кгс/см^2, но не более 11 кгс/см^2. Также осуществляется учет коммерческих показателей:

общая выработка тепла (Гкал),

общий расход воды в прямом и обратном магистральных трубопроводах (т/ч, м^3/ч),

температура в прямом и обратном магистральных трубопроводах (^{0}C),

давление в прямом и обратном трубопроводах (кгс/см^2);

температура наружного воздуха (^{0}C).

На паровых котлах контролю подлежат следующие параметры: выработка пара, уровень воды в барабане котла, регулирование уровня воды в барабане котла, давление в барабане котла, температура воды после экономайзера, температура пара, напор воздуха до и после воздухоподогревателя, разряжение газов до и после циклонов, разряжение в топке котла, напор воздуха под решетку котла, температура дымовых газов. Один параметр имеет жесткие ограничения по которым выставлена защита, а именно:

уровень воды в барабане котла – 31,5 см.

Кроме вышеперечисленного осуществляется регулирование давления в обратном магистральном трубопроводе.

Также осуществляется учет коммерческих показателей:

общая выработка тепла (Гкал),

общий расход воды в прямом и обратном магистральных трубопроводах (т/ч, м^3/ч),

температура в прямом и обратном магистральных трубопроводах (^{0}C),

давление в прямом и обратном трубопроводах (кгс/см^2),

температура наружного воздуха (^{0}C).

Учет перечисленных показателей осуществляется по средством тепловычислителя Карат-2001-01 в комплекте с вихреакустическими расходомерами Метран 300ПР, термометрами сопротивления КТПС и преобразователями давления измерительными НТ.

Таблица 4 – Характеристика основного оборудования по источникам тепловой энергии

Наименование источников тепловой энергии Показатели	Красноярская ГРЭС-2	Котельная УЭС
Температурный график работы, Тп/То, °С	150/70	140/70
Установленная тепловая мощность оборудования, Гкал/час	976	129,5
Ограничения тепловой мощности	по паспорту	по паспорту
Параметры располагаемой тепловой мощности, Гкал/час	976	129,5
Объем потребления тепловой энергии и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/час	49,12	1,74
Тепловая энергия, отпускаемая потребителям, Гкал/час	388,03	64,44
Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования	1961	Котел №1,2 -1977г, №3,4-1985г, №5,6,7-1989г.
Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов	2013	Котел №1-2011г, №2-2008г, №3-2010г, №4-2009г, №5-2007г, №6-2006г, №7-2012г
Среднегодовая загрузка оборудования	195,70	16,00
Способ регулирования отпуска тепловой энергии	качественное	качественное

1.6 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

Описание тепловых сетей источников теплоснабжения г. Зеленогорска представлено в таблицах 5, 6.

Таблица 5 – Описание тепловой сети от Красноярской ГРЭС-2

Показатели	Описание значения
Красноярская ГРЭС-2	
Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект;	Для системы теплоснабжения от Красноярской ГРЭС принято качественное регулирование отпуска тепловой энергии в сетевой воде потребителям. Расчетный температурный график – 150/70 ^{0}С при расчетной температуре наружного воздуха -43^{0}С
Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии;	Схемы тепловых сетей представлены в Приложении 3.
Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки;	Год введения в эксплуатацию тепловых сетей –1958-2019. Тепловая сеть водяная 2-х трубная, циркуляционная, подающая одновременно тепло на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. Материал трубопроводов – сталь. Тип изоляции - минеральная вата, ППУ. Способ прокладки – подземный и надземный. Компенсация температурных удлинений трубопроводов осуществляется за счет естественных изменений направления трассы, а также применения П-образных компенсаторов. Грунты в местах прокладки трубопроводов - песчаные, супесчаные и суглинистые.

Продолжение таблицы 5

Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов;	Павильоны: сборные железобетонные и кирпичные, высотой 3÷10 м, сборные железобетонные панели **δ**=400 мм, кирпичные
Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности;	Регулирование отпуска теплоты осуществляется качественно по расчетному температурному графику 150/70°С
Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии;	Потери тепловой энергии в тепловых сетях 2016 г. – 193,647 тыс. Гкал/год, что составляет 16,13% от общей отпущенной тепловой энергии; 2017 г. – 164,758 тыс. Гкал/год, что составляет 15,67% 2018 г. – 138,481 тыс. Гкал/год, что составляет 13,26%
Описание типов присоединений тепло потребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям;	Подключение систем отопления домов к тепловым сетям зависимое. В старой застройке через элеваторы. В новой застройке через ИТП. Температурный график 150/70°С.

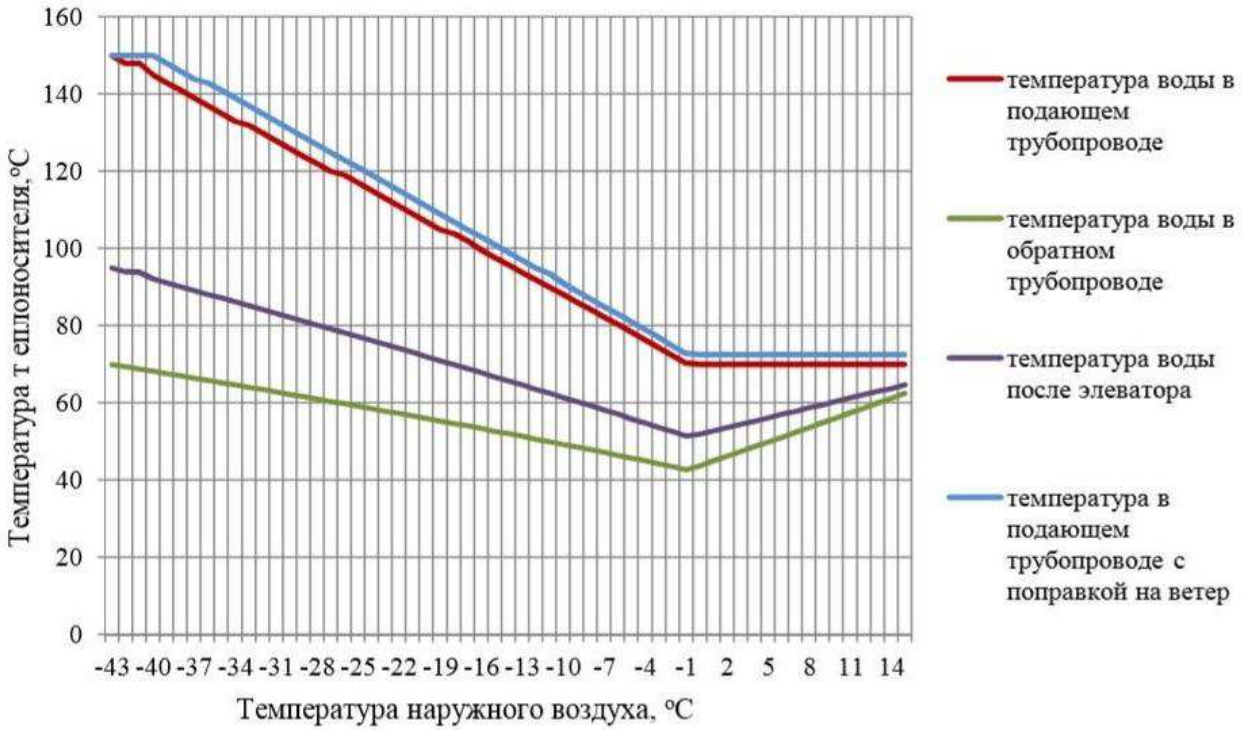


Рисунок 1 – температурный график тепловых сетей

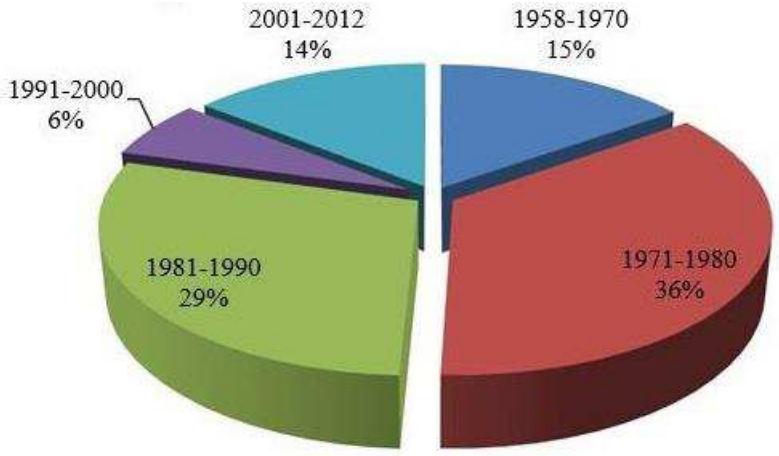


Рисунок 2 – Состояние тепловых сетей по году ввода в эксплуатацию

Таблица 6 – Описание тепловой сети от котельной УЭС

Показатели	Описание, значения
Котельная УЭС	
Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект;	Для системы теплоснабжения от котельной УЭС принято качественное регулирование отпуска тепловой энергии в сетевой воде потребителям. Расчетный температурный график – 140/70 ^{0}С при расчетной температуре наружного воздуха -43 ^{0}С
Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии;	Схемы тепловых сетей представлены в Приложении З.
Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки;	Год введения в эксплуатацию тепловых сетей- 1964-1991. Тепловая сеть водяная 2-х трубная, циркуляционная, подающая одновременно тепло на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. Материал трубопроводов – сталь. Тип изоляции - минеральная вата. Способ прокладки – подземный и надземный. Компенсация температурных удлинений трубопроводов осуществляется за счет естественных изменений направления трассы, а также применения П-образных компенсаторов. Грунты в местах прокладки трубопроводов, в основном, песчаные, супесчаные и суглинистые.

Продолжение таблицы 6

Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности;	Регулирование отпуска теплоты осуществляется качественно по расчетному температурному графику 140/70°С. Присоединение потребителей к тепловым сетям осуществляется непосредственно через индивидуальные тепловые пункты
Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии;	Потери тепловой энергии в тепловых сетях 2016 г. – 17,421 тыс. Гкал/год, что составляет 16,38 % от общей отпущенной тепловой энергии; 2017 г. – 15,514 тыс. Гкал/год, что составляет 16,332 % от общей отпущенной тепловой энергии; 2018 г. – 18,024 тыс. Гкал/год, что составляет 17,46 % от общей отпущенной тепловой энергии
Описание типовприсоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям;	Подключение систем отопления домов к тепловым сетям зависимое через элеваторы или ИТП. Температурный график 140/70°С.

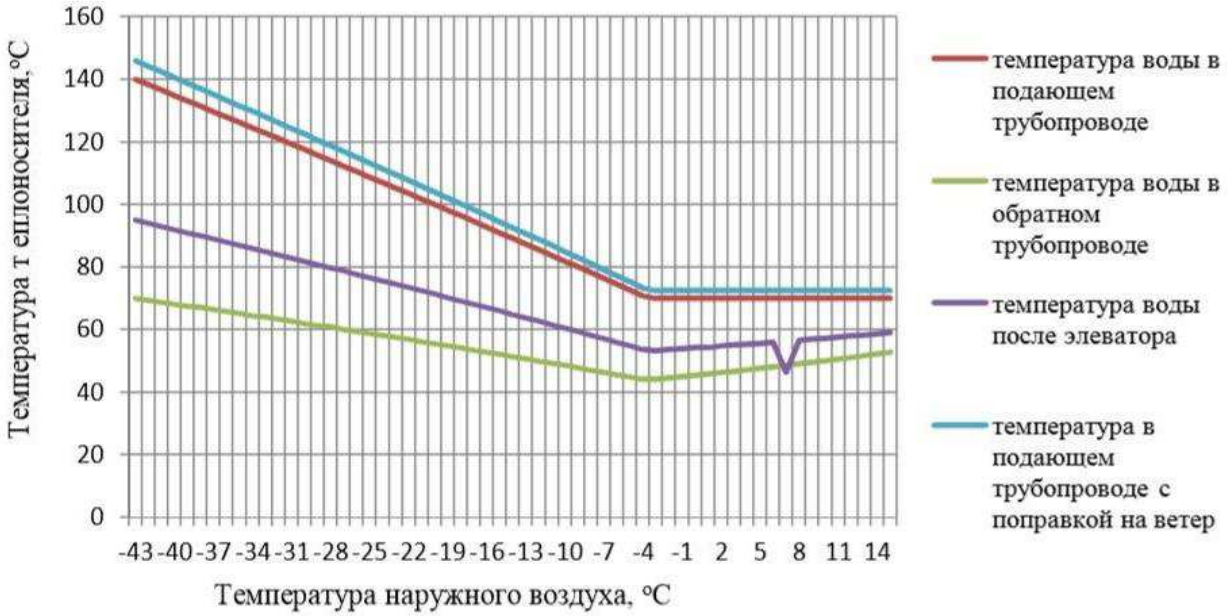


Рисунок 3 – Температурный график тепловой сети котельной УЭС

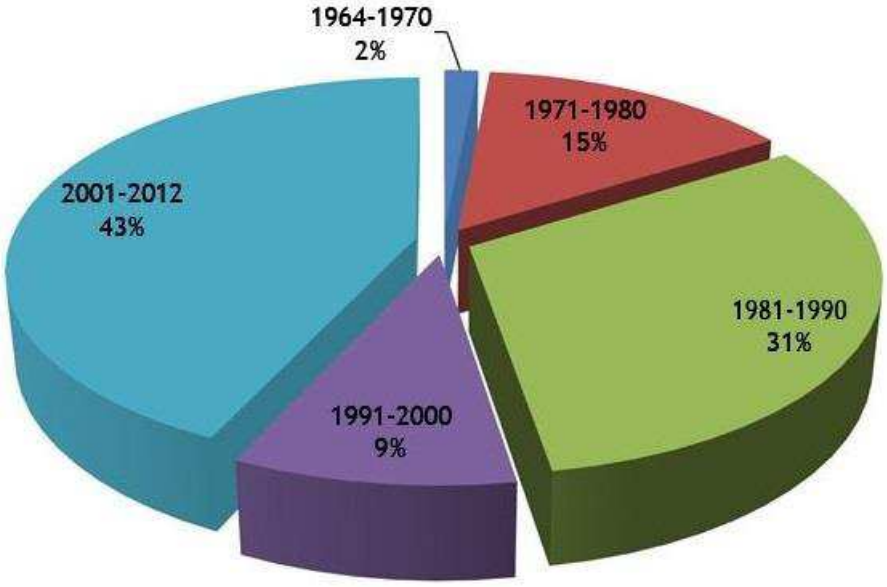


Рисунок 4 – Состояне тепловых сетей по году ввода в эксплуатацию

1.7 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии

Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии с разбивкой тепловых нагрузок на максимальное потребление тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха

Источник тепловой энергии	Объем потребления тепловой энергии, Гкал/час		
	отопление и вентиляция	ГВС	Итого
Красноярская ГРЭС-2			
Население	115,77	38,17	153,94
Промышленность	210,35	23,74	234,09
Итого на 2019 г.	326,12	61,91	388,03
Котельная УЭС			
Население	27,57	6,87	34,44
Промышленность	30,00	0,00	30,00
Итого на 2019 г.	57,57	6,87	64,44

1.8 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

Баланс тепловой мощности подразумевает соответствие подключенной тепловой нагрузки тепловой мощности источника. Тепловая нагрузка потребителей рассчитывается как необходимое количество тепловой энергии на поддержание нормативной температуры воздуха в помещениях потребителя при расчетной температуре наружного воздуха. Для данного региона расчетная температура наружного воздуха – минус 43°С.

Баланс установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто и потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии представлен в следующем таблице 8.

Таблица 8 – Баланс установленной тепловой мощности и потерь тепловой мощности в тепловых сетях

№ п/п	Источник тепловой энергии	Установленная мощность, Гкал/час	Располагаемая мощность, Гкал/час	Собственные нужды, Гкал/час	Тепловая мощность нетто, Гкал/час	Потери тепловой мощности в тепловых сетях, Гкал/час	Тепловая нагрузка на потребителей, Гкал/час	Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/час
1	Красноярская ГРЭС-2	976	976	49,12	926,88	77,20	388,03	461,65
2	Котельная УЭС	129,5	129,5	1,74	127,76	7,30	64,44	56,02

Как видно из таблицы по источникам тепловой энергии г. Зеленогорска есть резерв мощности. Наличие резерва мощности в системах теплоснабжения позволяет подключить новых потребителей.

1.9 Балансы теплоносителя

Таблица 9 – балансы теплоносителя

Наименование источника	Красноярская ГРЭС-2	Котельная УЭС
Всего подпитка тепловой сети, тыс. $м^3$/год, в т.ч.:	4000,74	415,34
- нормативные утечки теплоносителя, тыс. $м^3$/год	626,44	10,70
- отпуск теплоносителя из тепловых сетей на гвс, тыс. $м^3$/год	3374,30	404,64

Таблица 10 – Суммарное потребление топлива источниками тепловой энергии для нужд теплоснабжения.

Источник тепловой энергии	Выработка тепловой энергии с учетом потерь, Гкал/год	Потребление топлива, т.у.т/год
Красноярская ГРЭС-2	1079198,71	184759
Котельная УЭС	193896,33	33156

1.10 Тарифы в сфере теплоснабжения

На территории г. Зеленогорск услуги по теплоснабжению оказывают следующие организации:

МУП ТС г. Зеленогорска,

ОАО «ОГК-2»,

- ОАО «УС-604».

Динамика утвержденных тарифов представлена в таблице 11

Таблица 11 – Тарифы на тепловую энергию

Наименование теплоснабжающей организации	Показатели	Решения об установлении цен (тарифов) на тепловую энергию		
		2017	2018	2019
МУП ТС г. Зеленогорск	Одноставочный тариф, руб./Гкал	1076	1148	1231
ОАО «ОГК-2»	Одноставочный тариф, руб./Гкал	721	795	860
ОАО "УС-604"	Одноставочный тариф, руб./Гкал	1059	1119	1212

1.11 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения города

В системе централизованного теплоснабжения города Зеленогорска выявлены следующие недостатки, препятствующие надежному и экономичному функционированию системы:

Износ оборудования котельной УЭС.

Значительное количество тепловых сетей эксплуатируется с исчерпанным назначенным ресурсом, этот факт требует запуск процедуры технического освидетельствования теплопроводов, переход от назначенного ресурса к продлению срока службы.

Неудовлетворительное состояние каналов и тепловых камер: заиливание, затопление водой теплопроводов, капли с перекрытий и проникновение атмосферных осадков отсутствие надежных антикоррозионных покрытий трубопроводов.

Аварийное состояние подающего трубопровода Ду700 на участке «Светофор»-АБЗ.

2 Перспективное потребление тепловой энергии

2.1 Площадь строительных фондов и приросты площади строительных фондов

Жилищный фонд г. Зеленогорска в основном состоит из многоэтажных (9-12 эт.) жилых домов и прилегающих к городу поселков. Большая часть жилищного фонда находится в центральной и юго-западной частях города.

По данным генерального плана города объем жилищного фонда составляет – 1223,3 тыс.м² общей площади.

Город застроен в основном крупнопанельными домами, составляющими 48,7% от жилищного фонда. Кирпичные дома составляют 23,7%, блочные - 20,8%.

Основная часть промышленно - коммунальных предприятий расположена в северо- западной части города.

До 2028 г. включительно планируется ввод нового жилья в микрорайонах и поселках.

В разработанном генеральном плане развитие селитебной территории в юго-западном и восточном направлении не предусмотрено. В результате сокращения санитарно-защитной зоны от промпредприятий появилась возможность дальнейшего освоения территории в юго- западном направлении. Были выполнены проектные проработки микрорайонов №22, 23, 27, 28, которые представляют жилое образование с малоэтажной жилой застройкой и комплексом зданий культурно-бытового назначения. Основными планировочными элементами жилой застройки данных микрорайонов являются жилые комплексы-кварталы, сформированные вдоль транспортных коммуникаций, с усадебной и сблокированной застройкой в 1-2 этажа.

Новым образованием также является южный планировочный район, представленный микрорайонами №24, 25, 26, 30. Осью, вдоль которой располагаются эти микрорайоны, является автодорога №1, переходящая на территории существующей городской застройки.

Структура южного района формируется по принципу функционального зонирования. Микрорайоны №24, 25, 26 запроектированы как единое образование, с единой сетью транспортных и пешеходных связей, системой культурно-бытового обслуживания и отдыха. Их застройка запроектирована переменной этажности, с высокой плотностью населения.

Во вновь проектируемом микрорайоне №30 предполагается размещение усадебной и блокированной индивидуальной застройки с полным комплексом инженерного оборудования и культурно-бытового обслуживания. Этот микрорайон располагается на землях, которые заняты коллективными садами. Требующиеся по условиям компенсации за снос участки в садово-огородном кооперативе намечено выделить за пределами нынешней городской черты, в местах, где уже ведется аналогичное использование земель. Эта территория составляет более 200 га (3300 участков).

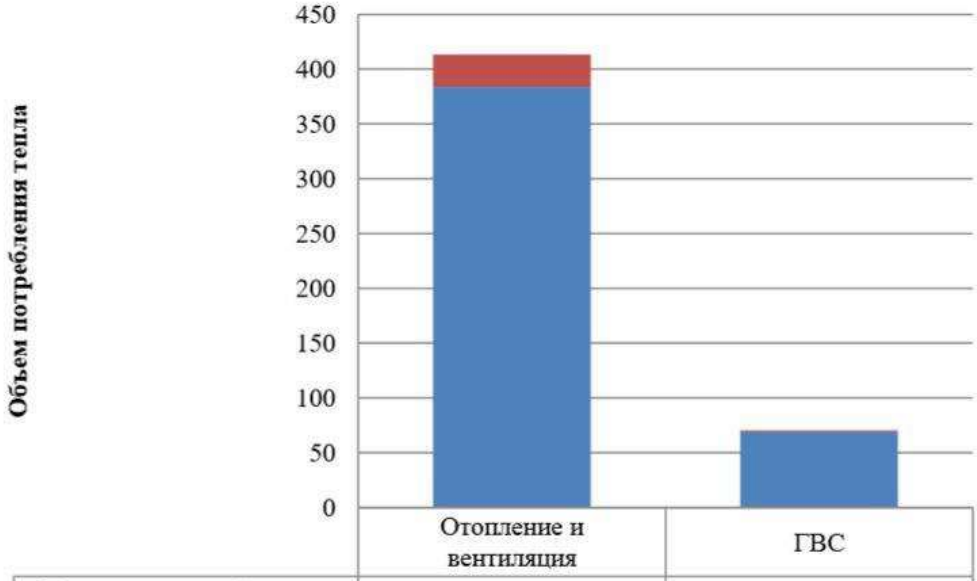
Намечено расширение жилого поселка «1000 Дворов» в северном и южном направлениях с частичной реконструкцией существующей застройки. Расширение жилого поселка

«Орловка» будет осуществляться дополнительным строительством отдельных групп жилых домов и освоением свободных территорий к югу от него.

Значительное расширение зоны промышленных и коммунальных предприятий не предусматривается.

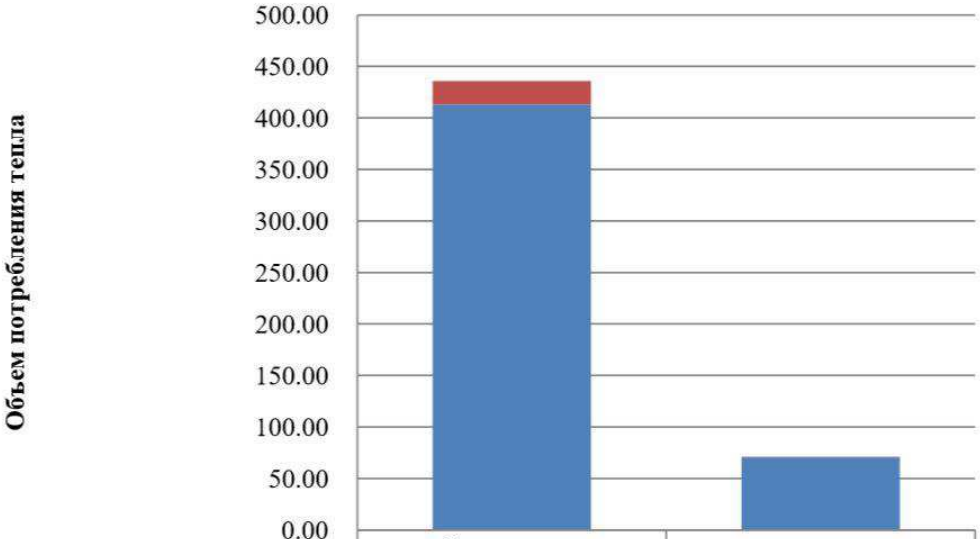
2.2 Объемы и приросты потребления тепловой энергии

Объем прироста тепловой энергии представлен по данным генплана. Прогноз прироста тепловых нагрузок по городу Зеленогорску формируется на основе прогноза перспективной застройки на период с 2019.



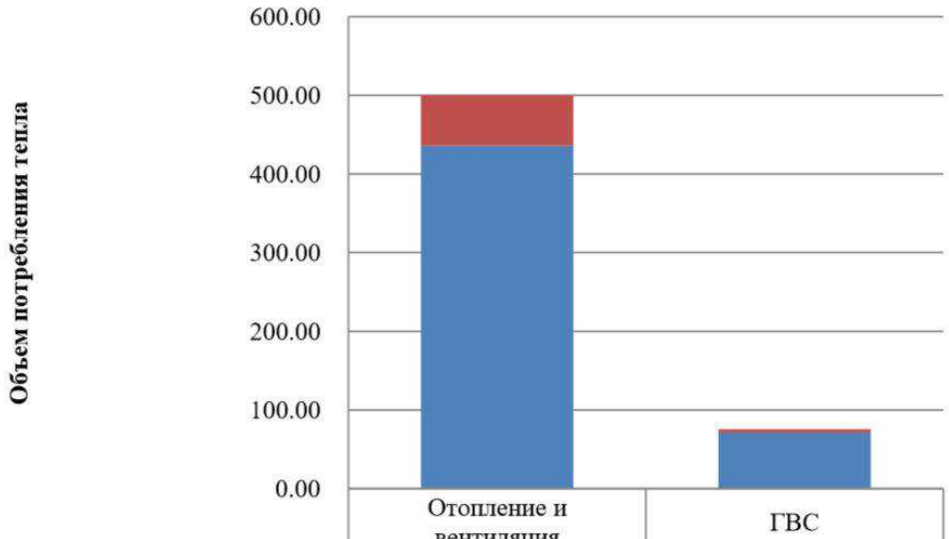
	Отопление и вентиляция	ГВС
Прирост тепловой энергии, Гкал/ч	29.44	1.68
Существующее потребление тепловой энергии, Гкал/ч	388.69	68.78

Рисунок 5 – Прирост нагрузки на период с 2019 до 2024г.



	Отопление и вентиляция	ГВС
Прирост тепловой энергии, Гкал/ч	22.67	0.62
Существующее потребление тепловой энергии, Гкал/ч	413.13	70.46

Рисунок 6 – Прирост нагрузки на период с 2024 до 2028г.



	Отопление и вентиляция	ГВС
Прирост тепловой энергии, Гкал/ч	64.06	4.65
Существующее потребление тепловой энергии, Гкал/ч	435.80	71.08

Рисунок – 7 Прирост нагрузки на период с 2028 по 2032г.

2.3 Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источников тепловой энергии

Установленная мощность источника тепловой энергии - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды

Таблица 12 – Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источников тепловой энергии.

Наименование источника тепла обеспечивающего тепловой энергией потребителей города	Значение установленной мощности, Гкал/час	
	Существующее положение на 2019 год	Перспективное положение на 2028 год
Красноярская ГРЭС-2	976,0	976,0
Котельная УЭС	129,5	129,5

Таблица 13 – Расчетная потребность в тепловой энергии города на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.

Наименование источника тепла обеспечивающего тепловой энергией потребителей города	Существующее положение на 2019 год, Гкал/час	Перспективное положение до 2028 года, Гкал/час
Красноярская ГРЭС-2	388,03	509,15
Котельная УЭС	64,44	66,44

Анализ данных таблиц показывает, что установленная мощность источников тепловой энергии в городе превышает потребность в теплоте всех потребителей.

Следовательно, в г. Зеленогорск имеется значительный запас тепловой мощности источников тепловой энергии.

Таблица 14 – Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям.

Наименование котельной	Потери в тепловых сетях, Гкал/час	
	Существующие на 2019 год	Перспективные на 2028 год
Красноярская ГРЭС-2	77,20	101,60
Котельная УЭС	7,30	7,30

3 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и источников тепловой энергии

3.1 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и источников тепловой энергии

В варианте перспективного развития г. Зеленогорска, предусматривается закрытие котельной УЭС, для этого необходимо строительство тепловых сетей для подключения ее потребителей к сетям от Красноярской ГРЭС-2 а также температурный график устанавливается 150/70°С

Таблица 15 – Описание вариантов и мероприятий развития по схемам теплоснабжения г. Зеленогорска

Описание варианта реконструкции	Мероприятия необходимые для работы по избранному варианту
Теплоснабжение города осуществляется от 1,2,3,4 очередей Красноярской ГРЭС-2. Теплоснабжение п. Октябрьский, п. Овражный и п. «1000 Дворов» осуществляется от ГРЭС-2. Котельная УЭС выводится из эксплуатации.	Строительство и включение в работу теплотрассы 2Ду600 мм, L=3,7км на участке от АБЗ – ЦТП п. «1000 Дворов». Строительство и включение в работу теплотрассы 2Ду 600 мм, L=3,26км на участке ЦТП п. «1000 Дворов» – ЦТП п. «Октябрьский» Строительство и включение в работу теплотрассы 2Ду 400 мм, L=1,45км на участке ЦТП п. «Октябрьский» – ЦТП «УЭС» Строительство и включение в работу теплотрассы 2Ду 100 мм, L=0,75км от разветвления на п. «Октябрьский» до ЦТП п. «Овражный» Строительство и включение в работу подкачивающей насосной станций ПНС Q=1000 м^3/ч, Н=70 м.вод.ст Установка температурного графика 150/70°С

4 Расчетно-технологическая часть

4.1 Определение расходов воды

Максимальная тепловая нагрузка общая МВт:

$$Q_{от}^{max} = 526{,}2$$

Суммарный расход сетевой воды, с ГРЭС кг/с:

$$G_{св} = \frac{Q_{от}^{max}}{C \cdot \Delta t} = \frac{526200}{4{,}186 \cdot (150 - 70)} = 1571{,}309$$

где С – теплоемкость воды, кДж/кг;

Δt – разница температур подающей и обратной сетевой воды, °С.

По аналогии выполним расчеты для участков: «1000 дворов», «Октябрьский», «Овражный», «Промышленная площадка второго района», результаты сводим в таблицу 16

Таблица 16 – Расход сетевой воды по участкам

Наименование участка	Максимальная тепловая нагрузка, МВт	Расход сетевой воды кг/с
1000 дворов	9,07	27,08
Октябрьский	30,24	90,29
Овражный	2,42	7,22
Промышленная площадка 2го района	34,89	104,19
Сумма	76,61	228,79

4.2 Выбор подкачивающей насосной станции

Так как на участке от АБЗ до ЦТП «1000 дворов» перепад высот составляет 100м, есть необходимость в подкачивающих насосных станциях.

Выбираем сетевые насосы по суммарному расходу сетевой воды на поселок «Октябрьский», «1000 дворов», «Овражный», а также на промышленную площадку второго района.

Устанавливаем СЭ 500-70 2шт на насосную с характеристиками:

подача – 500 м^3/ч;

напор – 70 м;

частота вращения – 3000 об/мин;

мощность – 103 кВт;

КПД – 82%.

4.3 Гидравлический расчет тепловой сети

Гидравлические расчеты трубопроводов водяных тепловых сетей являются необходимым этапом их проектирования, следующим за определением расчетных тепловых нагрузок, выбором трассы и определением расчетных расходов сетевой воды. Такие расчеты выполняются отдельно по каждому участку сетей, на протяжении которого внутренние диаметры труб и расчетные расходы сетевой воды остаются неизменными, и предназначены для решения следующих основных задач.

Основной задачей гидравлического расчета является определение диаметров трубопроводов, а также потерь давления на участках тепловых сетей.

При движении теплоносителя по трубам полные потери давления ΔР складываются из потерь давления на трение потерь давления в местных сопротивлениях $\Delta P_м$:

$$\Delta P = P_л + \Delta P_м$$

Потери давления на трение $P_л$ определяют по формуле

$$P_л = RL$$

где L – длина участка трубопровода, м.

R – Удельные потери давления, Па/м, определяемые по формуле

$$R = \frac{\lambda}{d} * \frac{\rho\omega}{2}$$

где λ – коэффициент гидравлического трения;

d – внутренний диаметр трубопровода, м;
ρ – плотность теплоносителя, кг/м3;
ω – скорость движения теплоносителя, м/с;
L – длина трубопровода, м.

Потери давления в местных сопротивлениях $\Delta P_м$ определяют по формуле

$$\Delta P_м = \sum \xi \frac{\rho\omega^2}{2}$$

где ∑ξ – сумма коэффициентов местных сопротивлений.

Перед выполнением гидравлического расчета разрабатывают расчетную схему тепловых сетей. На ней проставляют номера участков (сначала по главной магистрали, а потом по ответвлениям), расходы теплоносителя (кг/с или т/ч), длины участков в м. Здесь главной магистралью является наиболее протяженная и нагруженная ветвь сети от источника теплоты (точки подключения) до наиболее удаленного потребителя. При известном располагаемом давлении ΔP_p

для всей сети, а также для ответвлений предварительно определяют ориентировочные средние удельные потери давления Rm, Па/м:

$$R_m = \frac{\Delta P_p}{\sum L(1+\alpha)}$$

где ∑L – суммарная протяженность расчетной ветви (ответвления), на потери давления в которой используется величина ΔP_p;

α – коэффициент, учитывающий долю потерь давления в местных сопротивлениях и принимаемый по прил. 6.

Сначала выполняют расчет главной магистрали. По известным расходам, ориентируясь на рекомендованные величины удельных потерь давления R, определяют диаметры трубопроводов dн×S, фактические удельные потери давления R, Па/м, а также скорость движения теплоносителя ω, м/с. Условный проход труб независимо от расчетного расхода теплоносителя должен приниматься в тепловых сетях не менее 32 мм. Скорость движения воды не должна быть более 3,5 м/с. Определив диаметры трубопроводов, находят количество компенсаторов на участках и другие виды местных сопротивлений. Затем определяют полные потери давления на участках главной магистрали и суммарные по всей ее длине. Диаметры подающего и обратного трубопроводов двухтрубных водяных тепловых сетей при совместной подаче теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение должны приниматься, как правило, одинаковыми. При неизвестном располагаемом перепаде давления в начале теплотрассы удельные потери давления R в магистральных тепловых сетях могут быть приняты согласно рекомендациям: а) на участках главной магистрали 20–40, но не более 80 Па/м; б) на ответвлениях – по располагаемому перепаду давления, но не более 300 Па/м.

Рисунок 8 – План проектируемой сети

Таблица 17 – Результаты гидравлического расчета

Исходные данные		Обозначения	Значения	Значения	Значения	Значения	Значения
			Участок 1	Участок 2	Участок 3	Участок 4	Участок 5
1	Расход воды через трубопровод, т/час	G	807	704,5	678	353	25,8
2	Температура воды на входе, °С	$t_{вх}$	150	150	150	150	150
3	Температура воды на выходе, °С	$t_{вых}$	70	70	70	70	70
4	Внутренний диаметр трубопровода, мм	d	600	600	600	400	100
5	Длина трубопровода, м	L	3702	2030	1240	1440	795
6	Экв. шероховатость внутр. поверхностей труб, мм	Δ	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
7	Сумма к-тов местных сопротивлений	Σ(ξ)	10,30	6,00	3,60	4,20	3,00

Продолжение таблицы 17

Результаты расчетов		Обозначения	Значения	Значения	Значения	Значения	Значения
8	Средняя температура воды, °С	$t_{ср}$	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
9	Кинематический к-т вязкости воды (при $t_{ср}$), $см^2/с$	n	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024
10	Средняя плотность воды (при tcp), $т/м^3$	r	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950
11	Скорость воды, м/с	v	0,834	0,728	0,701	0,821	0,960
12	К-т гидравлического трения	λ	0,016	0,019	0,019	0,021	0,029
13	Удельные потери давления на трение, $кг/(см^2 \cdot м)$	R	0,00009	0,00008	0,00008	0,00017	0,0013
14	Потери давления на трение, Па	$dP_{тр}$	32686	16204	9168	24222	102746
15	Потери давления в местных сопротивлениях, Па	$dP_{мс}$	3407	1512	840	1346	1314

Окончание таблицы 17

16	Потери давления в трубопроводе, Па	dP	40955	16593	9563	24697	103575
17	Характеристика гидравлического сопротивления трубопровода, Па/(т/ч)^2	S	0,063	0,033	0,021	0,198	155,602

Строим пьезометрический график в программе Zulu Termo

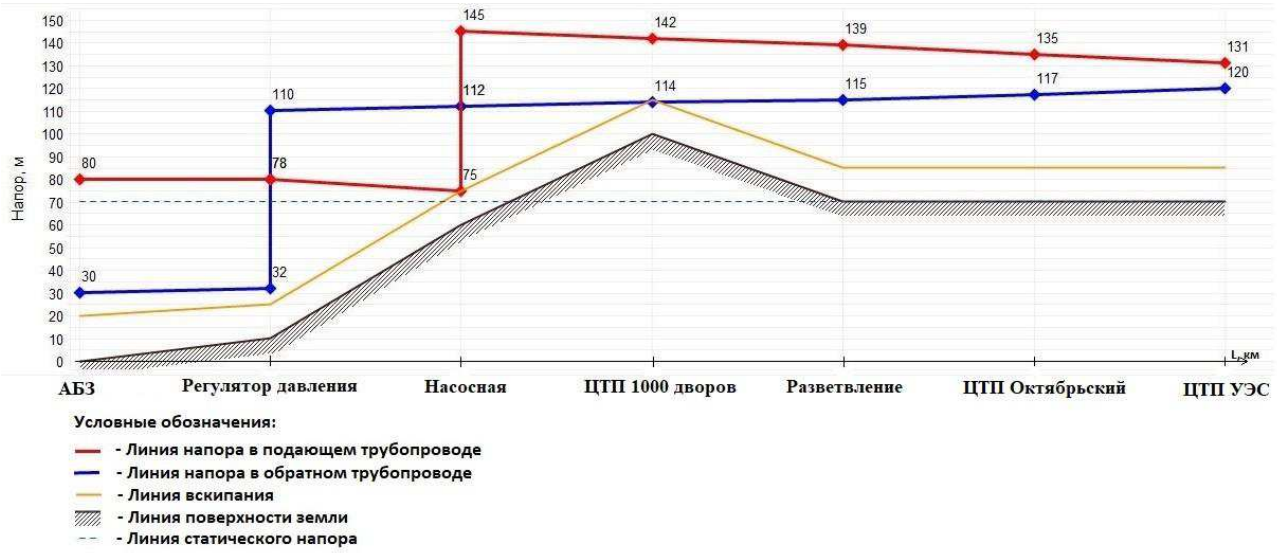


Рисунок 9 – Пьезометрический график

4.4. Расчет толщины тепловой изоляции

В конструкциях теплоизоляции оборудования и трубопроводов с температурой содержащихся в них веществ в диапазоне от 20 до 300 °С для всех способов прокладки, кроме бесканальной, следует применять теплоизоляционные материалы и изделия с плотностью не более 200 кг/м^3 и коэффициентом теплопроводности в сухом состоянии не более 0,06 Вт/(м · К).

Для теплоизоляционного слоя трубопроводов при бесканальной прокладке следует применять материалы с плотностью не более 400 кг/м^3 и коэффициентом теплопроводности не более 0,07 Вт/(м К).

При бесканальной прокладке тепловых сетей следует преимущественно применять предварительно изолированные в заводских условиях трубы с изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке или армопенобетона с учетом допустимой температуры применения материалов и температурного графика работы тепловых сетей. Трубопроводы с изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке должны быть снабжены системой дистанционного контроля влажности изоляции.

Расчет толщины тепловой изоляции трубопроводов $\delta_к$ по нормированной плотности теплового потока выполняют по формуле

$$\delta_к = \frac{d(B-1)}{2}$$

где d – наружный диаметр трубопровода, м;

B – отношение наружного диаметра изоляционного слоя di к диаметру трубопровода d (B=di/d)

$$B = e^{2\pi\lambda_к R_к}$$

где e – основание натурального логарифма;

$\lambda_к$ – коэффициент теплопроводности теплоизоляционного слоя, Вт/(м · °С),

$R_к$ – термическое сопротивление слоя изоляции, м · °С/Вт, величину которого определяют по формуле

$$R_к + R_{tot} - \sum R_i$$

где R_{tot} – суммарное термическое сопротивление слоя изоляции и других дополнительных термических сопротивлений на пути теплового потока, определяемое по формуле

$$R_{tot} = \frac{(t_w - t_e)}{q_e * k_1}$$

где q_e – нормированная линейная плотность теплового потока, Вт/м,

T_w – средняя за период эксплуатации температура теплоносителя;

k_1 – коэффициент;

t_e – среднегодовая температура окружающей среды

При подземной прокладке t_e - среднегодовая температура грунта,

Которая для большинства городов находится в пределах от +1 до +5 С

При прокладке в тоннелях, в помещениях, в неотапливаемых техподпольях, при надземной прокладке на открытом воздухе t_e – средняя за период эксплуатации температура окружающего воздуха, которая принимается:

При прокладке в тоннелях t_e =40 С; при прокладке в помещениях t_e = 20 С, в неотапливаемых техподпольях t_e =5 С при надземной прокладке на открытом воздухе – средняя за период эксплуатации температура окружающего воздуха.

Виды дополнительных термических сопротивлений $\sum R_i$ зависят от способа прокладки тепловых сетей.

При надземной прокладке, а также прокладке в тоннелях и техподпольях

$$\sum R_i = R_{\text{п.с}}$$

При подземной канальной прокладке

$$\sum R_i = R_{\text{п.с}} + (1 + \psi) + (R_{\text{пк}} + R_{\text{к}} + R_{\text{гр}})$$

При подземной бесканальной прокладке

$$\sum R_i = R_{\text{гр}} + R_o\psi$$

В формулах $R_{\text{п.с}}$ – термическое сопротивление поверхности изоляционного слоя, м С/Вт, определяемое по формуле

$$R_{\text{п.с}} = \frac{1}{\alpha_{\text{e}}\pi(d + 0.1)}$$

где α_{e} - коэффициент теплоотдачи с поверхности тепловой изоляции в окружающий воздух, Вт/(м² ·°С) который, принимается:
При прокладке в каналах α_{e} = 8 Вт/(м²·°С);
при прокладке в техподпольях, закрытых помещениях и на открытом воздухе по таблице 18;
d – наружный диаметр трубопровода, м.

Таблица 18 – Значения коэффициента теплоотдачи α, *Вт/(м²·°С)*

Изолированный объект	В закрытом помещении		На открытом воздухе при скорости ветра[3], м/с		
	Покрытия с малым коэффициентом излучения	Покрытия с высоким коэффициентом излучения	5	10	15
Горизонтальные трубопроводы	7	10	20	26	35

$R_{\text{П.К}}$ – термическое сопротивление поверхности канала, определяемое по формуле

$$R_{\text{п.к}} = \frac{1}{\alpha_e\pi d_{\text{вэ}}}$$

где α_e коэффициент теплоотдачи от воздуха к внутренней поверхности канала α_e = 8 Вт/(м^2·°С)

Dвэ – внутренний эквивалентный диаметр канала, м, определяемый по формуле

$$d_{\text{в.э}} = \frac{4F}{P}$$

где F – внутреннее сечение канала, м^2;

P – периметр сторон сечения канала по внутренним размерам, м.

$R_{\text{к}}$ – термическое сопротивление стенки канала, определяемое по формуле

$$R_{\text{к}} = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{ст}} \ln \frac{d_{\text{н.э}}}{d_{\text{в.э}}}}$$

где $\lambda_{\text{ст}}$ - теплонопроводность стенки канала, для железобетона $\lambda_{\text{ст}}$ = 2,04 Вт/(м·°С)

$d_{\text{н.э}}$ наружный эквивалентный диаметр канала, определяемый по наружным размерам канала, м.

$R_{\text{тр}}$ – термическое сопротивление грунта, определяемое по формуле

$$R_{\text{тр}} = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{тр}}} \ln\left(\frac{2h}{d_{\text{н.э}}} + \sqrt{\frac{4h^2}{d_{\text{н.э}}^2} - 1}\right)$$

где $\lambda_{\text{тр}}$ – коэффициент теплопроводности грунта, зависящий от его структуры и влажности. При отсутствии данных значение $\lambda_{\text{тр}}$ можно принимать для влажных грунтов 2,0-2,5 Вт/(м·С) для сухих грунтов 1,0–1,5 Вт/(м · °С);

h – глубина заложения оси теплопровода от поверхности земли, м.

R_0 – добавочное термическое сопротивление, учитывающее взаимное влияние труб при бесканальной прокладке, величину которого определяют по формулам:

для подающего трубопровода

$$R_{01} = \psi_1 \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{тр}}} \ln\left(\sqrt{\frac{4h^2}{b^2} + 1}\right)$$

для обратного трубопровода

$$R_{02} = \psi_2 \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{тр}}} \ln\left(\sqrt{\frac{4h^2}{b^2} + 1}\right)$$

где h – глубина заложения осей трубопроводов, м;

b – расстояние между осями трубопроводов, м, принимаемое в зависимости от их диаметров условного прохода по таблице. 19;

ψ_1, ψ_2 – Коэффициенты, учитывающие взаимное влияние температурных полей соседних трубопроводов определяемые по формулам

$$\psi_1 = \frac{q_{e1}}{q_{e2}}$$
$$\psi_2 = \frac{q_{e2}}{q_{e1}}$$

где q_{e1}, q_{e2} – нормированные линейные плотности тепловых потомков соответственно для подающего и обратного трубопроводов, Вт/м

Таблица 19 – Расстояние между осями трубопроводов

Расстояние	Диаметр условного прохода труб, мм										
	50–80	100	125–150	200	250	300	350	400	450	500	600
B, мм	350	400	500	550	600	650	700	800	900	1 000	1 300

Расчетную толщину теплоизоляционного слоя в конструкциях тепловой изоляции на основе волокнистых материалов и изделий (матов, плит, холстов) следует округлять до значений, кратных 10 мм.

В конструкциях на основе минераловатных полуцилиндров, жестких ячеистых материалов, материалов из вспененного синтетического каучука, пенополиэтилена и пенопластов следует принимать ближайшую к расчетной толщину изделий по нормативным документам на соответствующие материалы.

Если расчетная толщина теплоизоляционного слоя не совпадает с номенклатурной толщиной выбранного материала, следует принимать по действующей номенклатуре ближайшую более высокую толщину теплоизоляционного материала. Допускается принимать ближайшую более низкую толщину теплоизоляционного слоя в случаях расчета по температуре на поверхности изоляции и нормам плотности теплового потока, если разница между расчетной и номенклатурной толщиной не превышает 3 мм. Минимальную толщину теплоизоляционного слоя следует принимать: при изоляции цилиндрами из волокнистых материалов – равной минимальной толщине, предусматриваемой государственными стандартами или техническими условиями; при изоляции жесткими материалами, изделиями из вспененных полимеров – равной минимальной толщине, предусматриваемой государственными стандартами или техническими условиями. Предельная толщина теплоизоляционного слоя в конструкциях тепловой изоляции оборудования и трубопроводов приведена в таблице 20

Таблица 20 – Предельные толщины теплоизоляционных конструкций для трубопроводов

Наружный диаметр, мм	Способ прокладки трубопровода		
	Надземный	В тоннеле	В непроходном канале
	Предельная толщина теплоизоляционного слоя, мм, при температуре, °С		
	20 и более	20 и более	до 150 вкл.
108	180	160	100
426	250	220	140
630	280	240	140

Таблица 21 – Толщина изоляции по результатам расчетов

Диаметр трубопровода	Тип изоляции	Толщина изоляции, мм
600	Пенополиуретан	120
400	Пенополиуретан	100
100	Пенополиуретан	50

Толщина изоляционного слоя не превышает предельную, это означает, что теплоизоляционный материал подобран правильно

Таблица 22 – Способ прокладки и тепловые потери

Участок	Способ прокладки	Тепловые потери Вт/м	Суммарные тепловые потери Гкал/ч
АБЗ - ЦТП 1000 дворов	Надземный	35,28	0,112
ЦТП 1000 дворов - ЦТП Октябрьский	Подземная, бесканальная	29,98	0,084
ЦТП Октябрьский – ЦТП УЭС	Подземная, бесканальная	26,31	0,032
Разветвление – ЦТП Овражный	Подземная, бесканальная	17,51	0,011

4.5. Расчет и подбор компенсаторов

В тепловых сетях в настоящее время наиболее широко применяются сальниковые, П-образные, а в последнее время и сильфонные компенсаторы. Кроме специальных компенсаторов используют для компенсации и естественные углы поворотов теплотрассы – самокомпенсацию. Компенсаторы должны иметь достаточную компенсирующую способность Δl_k для восприятия температурного удлинения участка трубопровода между неподвижными опорами, при этом максимальные напряжения в радиальных компенсаторах не должны превышать допустимых (110Мпа). Необходимо также определить реакцию компенсатора, используемую при расчетах нагрузок на неподвижные опоры.

Тепловое удлинение расчетного участка трубопровода Δl, мм определяют по формуле

$$\Delta l = \alpha l \Delta t$$

где α – средний коэффициент линейного расширения стали. мм/(м · °С) (для типовых расчетов можно принять α = 1,2 · 10^{-2} мм/(м · °С);

Δt – Расчетный перепад температур, определяемый по формуле

$$\Delta t = \tau_1 - t_0$$

где τ_1– расчетная температура теплоносителя, С

t_0 – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, С

l – Расстояние между неподвижными опорами, м.

Компенсирующую способность сальниковых компенсаторов и длину сальниковой набивки определяем по таблице. 23, уменьшают на величину запаса – 50 мм.

Таблица 23 – Характеристики сальниковых компенсаторов

D_y, мм	$D_н$,мм	Длина сальниковой набивки l_c, мм	Компенсирующая способность односторонних компенсаторов $\Delta_К$, мм
100	108	65	250
400	426	120	500
600	630	130	500

$$\Delta_р = \Delta_к - 50$$

Количество компенсаторов n на расчетном участке составит

$$n = \frac{\Delta l}{\Delta_{\text{р}}}$$

Реакция сальникового компенсатора – сила трения в сальниковой набивке $R_К$ –определяется по формуле

$$R_k = 2P_{\text{р}} l_{\text{с}} d_{\text{н.с}} \mu_{\text{с}}$$

где $P_р$ – рабочее давление теплоносителя, Мпа;

$l_с$ – длина слоя набивки по оси сальникового компенсатора, мм;
$d_{н.с}$– наружный диаметр патрубка сальникового компенсатора, м;
U – Коэффициент трения о металл, принимается равным 0.15.

Таблица 24 – Результаты подбора компенсаторов

Номер участка	Тип компенсатора	Количество компенсаторов	Реакция компенсатора, кН
1	Сальниковый	36	83,3
2	Сальниковый	20	83,3
3	Сальниковый	12	83,3
4	Сальниковый	14	49,7
5	Сальниковый	10	61,2

При расчете самокомпенсации основной задачей является определение максимального напряжения σ у основания меньшего плеча угла поворота трассы, которое для углов поворотов 90 и более, т.е. 90+В вычисляют по формуле

$$\sigma = \frac{1{,}5\Delta l E d}{l^2 cos\beta}(n + 1 + \frac{n+3}{n+1} sin\beta)$$

где Δl – удлинение меньшего плеча, м;

l – длина меньшего плеча, м;
E – модуль продольной упругости, равный в среднем для стали 2·10 5 Мпа;
d – наружный диаметр трубы, м;
$n = l1/l$ отношение длины большего плеча к длине меньшего
Для угла поворота 90 формула приобретает вид

$$\sigma = \frac{1{,}5\Delta l E d(n+1)}{l^2}$$

При расчетах углов поворота на самокомпенсацию величина максимального напряжения σ не должна превышать [σ] = 80 МПа.

При расстановке неподвижных опор на углах поворотов, используемых для самокомпенсации, необходимо учитывать, что сумма длин плеч угла между опорами не должна быть более 60 % от предельного расстояния между

неподвижными опорами для прямолинейных участков. Следует учитывать также, что максимальный угол поворота, используемый для самокомпенсации, не должен превышать 130°.

Таблица 25 – Результаты расчета самокомпенсации

Номер поворота	Напряжение, МПа
1	50,59
2	25,68
3	14,42
4	28,91
5	16,85
6	46,25
7	13,44

4.6 Расчет усилий на опоры

Вертикальную нормативную нагрузку на подвижную опору F_V, Н, следует определять по формуле

$$F_V = G_h L$$

где G_h - вес одного метра трубопровода в рабочем состоянии, включающий вес трубы, теплоизоляционной конструкции и воды, Н/м;

L – Пролет между подвижными опорами, м.

Величина труб G_h для труб с наружным диаметром $D_н$ может быть принята по таблице 26

Таблица 26 – Вес 1 м трубопровода в рабочем состоянии

$D_н$, мм	38	45	57	76	89	108	133	159	194	219	273	325
G_h, Н/м	69	81	128	170	215	283	399	513	676	860	1 241	1 670

Продолжение таблицы 26

$D_н$, мм	377	426	480	530	630	720	820	920	1020	1220	1420
G_h, Н/м	2226	2482	3009	3611	4786	6230	7735	9704	11767	16177	22134

Пролеты между подвижными опорами L в зависимости от диаметров труб и условий прокладки приведены в таблице 27

Таблица 27 – Пролеты между подвижными опорами при надземной прокладке, а также в тоннелях и техподпольях

Диаметр трубы, м	32	40	50	70	80	100	125	150	175	200	250	300	350
Пролет, мм	2	2,5	3	3,5	4	5	6	7	8	9	11	12	14

Горизонтальные нормативные осевые нагрузки на подвижные опоры от трения F_{hx}, Н, определяются по формуле

$$F_{hx} = \mu_x G_h L$$

где ux – коэффициент трения в опорах, который для скользящих опор при трении стали о сталь принимают равным 0.3 (при использовании фторопластовых прокладок ux = 0.1), для катковых и шариковых опор u = 0,1

На неподвижные опоры в общем случае действуют вертикальные и горизонтальные усилия. Вертикальная нагрузка равна весу одного пролета для подвижных опор.

Горизонтальные усилия складываются из неуравновешенных сил внутреннего давления, горизонтальных реакций свободных опор, реакций компенсаторов. Эти усилия, как правило, действуют с обеих сторон от опоры.

Результирующее усилие, действующее на опору, в общем случае может быть представлено в следующем виде:

$$N = a\ p\ F_{\text{в}} + \mu\ G_h \Delta l + \Delta R$$

где a – коэффициент, зависящий от возможного действия сил внутреннего давления (a может принимать значения от 0 до 1)

p – Внутреннее давление теплоносителя, Па;

$F_{\text{в}}$ – Площадь внутреннего сечения трубы м^2;

μ – Коэффициент трения на свободных опорах;

G_h – Вес погонного метра теплопровода;

Δl – Разность расстояний от опоры до компенсаторов, м;

ΔR – Разность реакций компенсаторов с обеих сторон опоры.

В каждом случае при определении горизонтального усилия на опору, необходимо учитывать действующие на нее с обеих сторон силы. На рисунке 10 приведена схема участка с неподвижными опорами.

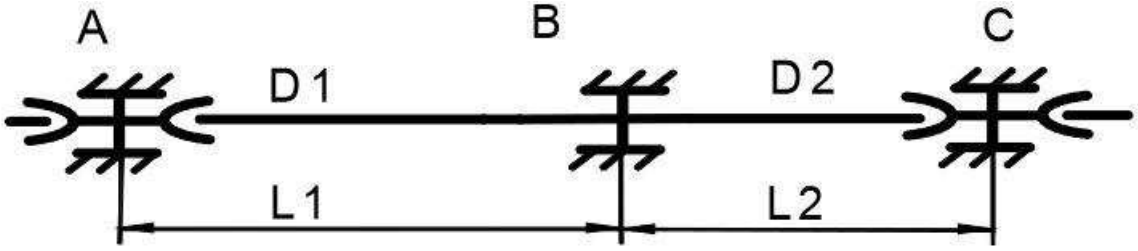


Рисунок 10 – расположение опор

Формула для определения горизонтальных усилий, действующих на эти опоры:

$$\pm N = \pm 0.5 R_{\text{к}} + p\frac{\pi}{4}(D_2^2 - D_1^2) \pm G_h \mu (l_1 - l_2/2)$$

где р – давление теплоносителя;

G_h - Весовая нагрузка на 1 м трубопровода;

μ - коэффициент трения подвижных опор;

$R_к$ - Сила трения сальникового компенсатора;

D_1 и D_2 – наружные диаметры труб на смежных участках

Горизонтальную осевую нагрузку на неподвижную опору следует определять:

на концевую опору – как сумму сил, действующих на опору;

на промежуточную опору – как разность сумм сил, действующих с каждой стороны опоры.

Сила трения теплопровода о грунт $P_{тр}$, Н, при бесканальной прокладке определяется по формуле

$$P_{тр} = fL$$

где L – длина участка теплопровода, м;

f – удельная сила трения на единицу длины трубы, Н/м, определяемая по формуле

$$f = \mu(0{,}75\gamma Z\pi D * 10^{-3} + q_{трубы}$$

где μ – коэффициент трения поверхности изоляции о грунт, принимаемый

при пенополиуретановой изоляции – 0,40;

при полимербетонной изоляции – 0,38;

при армопенобетонной изоляции – 0,60

γ – Удельный вес грунта, Н/м3, (в среднем у =16000-18000 Н/м3);

Z – Глубина засыпки по отношению к оси трубы, м;

D – Наружный диаметр теплопровода при наличии адгезии изоляции к трубе (наружный диаметр трубы при отсутствии адгезии), мм;

$q_{трубы}$– вес 1 м трубы с водой, Н/м

Неподвижные опоры должны рассчитываться на наибольшую горизонтальную нагрузку при различных режимах работы трубопроводов (охлаждение, нагрев). Для расчета усилий, действующих на неподвижные опоры, могут быть использованы также типовые расчетные схемы.

Таблица 28 – Количество опор

Номер участка	Количество подвижных опор, шт.	Количество неподвижных опор, шт.
1	185	12
2	101	14
3	62	8
4	104	12
5	149	13

Таблица 29 – Результаты расчета усилия на подвижные опоры

Диаметр трубопровода, мм	Вертикальная нагрузка, Н	Горизонтальная нагрузка, Н
600	95720	28716
400	39712	11914
100	1415	424

Таблица 30 – Результаты расчета усилия на неподвижные опоры

Диаметр трубопровода, мм	Вертикальная нагрузка, Н	Горизонтальная нагрузка, Н
600	95720	48025
400	39712	30683
100	1415	5161

5 Экономическая часть

5.1 Влияние проведенных мероприятий на расход топлива

Расход условного топлива на выработку 1 Гкал определяется по формуле

$$b_T = 143/\eta_{\text{кот}}$$

где 143 – количество условного топлива, для выделения 1 Гкал тепловой энергии;

$\eta_{\text{кот}}$ - Коэффициент полезного действия котельного агрегата
Определяем расход топлива на выработку 1 Гкал, котельной УЭС

$$b_{T1} = \frac{143}{0{,}8} = 178{,}7$$

Определяем расход топлива на выработку 1 Гкал, котельной ГРЭС-2

$$b_{T2} = \frac{143}{0{,}93} = 153{,}7$$

В переводе на натуральное топливо получается 342,5 кг на котельной УЭС, 294,6 на ГРЭС-2, экономия расходов на топливо составляет 9,28 млн. руб. в год.

5.2 Капитальные вложения

Таблица 31 – Стоимость трубопровода, цены на 2019г.

Диаметр трубопровода, мм	Длина, м	Цена за 1м, руб.	Цена за длину, млн руб.
600	6960	14231	99,04
400	1455	7543	10,97
100	795	1153	0,86
Сумма			110,88

Таблица 32 – Стоимость опор, цены на 2019г.

Диаметр трубопровода, мм	Количество подвижных опор, шт.	Цена подвижных опор, за 1шт. руб.	Количество неподвижных опор, шт.	Цена неподвижных опор, за 1шт.	Стоимость всех опор, млн руб.
600	348	5460	47	4627	1,9
400	104	3480	12	3981	0,36
100	149	1231	13	1021	0,18
Сумма					2,72

Таблица 33 – Стоимость сальниковых компенсаторов, цены на 2019г.

Диаметр трубопровода, мм	Количество, шт.	Цена за 1м, руб.	Цена за длину, млн руб.
600	68	64300	4,37
400	14	35400	0,49
100	10	4800	0,05
Сумма			4,92

Таблица 34 – Стоимость монтажных работ, цены на 2019г.

Диаметр трубопровода, мм	Длина, м	Цена за 1м, руб.	Цена за длину, млн руб.
600	6960	12500	87
400	1455	7500	10,91
100	745	1800	1,34
Сумма			99,25

Таблица 35 – Стоимость насосной, цены на 2019г.

Марка насоса	Количество, шт.	Цена за шт.	Сумма
СЭ 500-70	2	984550	1,97

Суммарные капитальные вложения составляют 219,72 Млн руб.

5.3 Расчёт проектной себестоимости

5.3.1 Определение ежегодных издержек на эксплуатацию

Необходимо рассчитать себестоимость тепловой энергии на реконструированную теплосеть. Эксплуатационные расходы в проектных технико-экономических расчётах, группируются в укрупнённые статьи калькуляции $U_э$, млн. руб./год.

$$U_э = U_т + U_{зп} + U_а + U_{тр} + U_{пр}$$

где $U_т$ – затраты на топливо, млн. руб./год;
$U_{зп}$– расходы на оплату труда, млн. руб./год;
$U_а$ – амортизация основных производственных средств, млн руб./год;
$U_{тр}$ – расходы на ремонт основных средств, млн руб./год;
$U_{пр}$ −прочие расходы, млн руб./год.

5.3.2 Расчет затрат на топливо

Удельный расход натурального топлива на производство тепловой энергии посчитан в технической части проекта и составляет 0,295 т/Гкал на тепловую энергию.

Полный расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии, т.у.т./год

$$B_{общ} = b_т \cdot N_{тэ}$$

где $W_{г.выр}$ – годовая выработка электроэнергии, МВт·ч;

$N_{тэ}$ – годовое производство тепла на отопление поселка 193896,33 Гкал/год;

$$B_{общ} = 0{,}295 \cdot 193896{,}33 = 29802$$

Затраты на топливо, млн. руб./год

$$U_т = Ц \cdot B_{общ} \cdot 10^{-6}$$

где Ц – цена условного топлива, млн.руб./т.у.т., на ГРЭС-2 эта цена составляет 1000 руб./т

$$U_т = 1000 \cdot 29802 \cdot 10^{-6} = 29{,}8$$

5.3.3 Расходы на оплату труда

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

$U_{зп} = N_у \cdot n_у \cdot Ф_{зп} \cdot 10^{-6}$

где $n_у$ – штатный коэффициент;

$Ф_{зп}$ – средняя зарплата одного работника за год, руб;

$$U_{зп} = 74{,}9 \cdot 1 \cdot 264000 \cdot 10^{-6} = 19{,}774$$

5.3.4 Амортизационные отчисления

Размер амортизационных отчислений, млн. руб./год

$$U_a = K \cdot H_a$$

где К – капитальные вложения в строительство теплосети млн. руб.;

$Н_а$ – средняя норма амортизации станции в целом;

$$U_а = 219{,}72 \cdot 0{,}06 = 13{,}183$$

5.3.5 Расходы по ремонтному обслуживанию

Расходы на ремонт основных средств, млн. руб./год

$$U_{тр} = К \cdot Н_{тр}$$

где $Н_{тр}$ – норма отчислений на ремонт основных средств от капитальных вложений в строительство теплосети;

$$U_{тр} = 219{,}72 \cdot 0{,}05 = 10{,}986$$

5.3.6 Прочие расходы

Прочие расходы включают в себя:
– расходы по охране труда и ТБ;
– налоги и сборы;
– общецеховые и общестанционные расходы;
– и другие.

Эта величина равняется 20÷30 % от суммарных затрат на ремонт и оплату труда работника, амортизацию, включая страховые взносы во внебюджетные фонды, млн. руб./год

$$U_{пр} = 0{,}2 \cdot (\, U_а + U_{тр} + U_{зп}) + СТР$$

где СТР – страховые взносы во внебюджетные фонды, рассчитываемые по ставке 30% от расходов на зарплату;

$$U_{пр} = 0{,}2 \cdot (\, 13{,}183 + 10{,}986 + 19{,}774\,) + 0{,}3 \cdot 19{,}774 = 14{,}721$$

Эксплуатационные расходы, млн. руб./год, составят

$$U_{эт} = 29{,}664 + 19{,}774 + 13{,}183 + 10{,}986 + 20{,}07 = 88{,}328$$

После расчета общих эксплуатационных расходов находим расходы на выработку теплоэнергии которые равны $U_{эт} = 88{,}328$ млн. руб./год.

5.3.7 Расходы по ремонтному обслуживанию

Себестоимость отпущенной тепловой и электрической энергии, руб/МВт·ч

$$U_{отп}^{т} = \frac{U_{эт}}{Q_{отп}}$$

где - $Q_{отп}$ – годовой отпуск теплоэнергии, 193896,33 Гкал/год;

Себестоимость отпущенной тепловой энергии, руб/Гкал

$$U_{отп}^{т} = \frac{88{,}328 \cdot 10^{6}}{193896} = 455{,}531$$

5.4 Оценка экономической эффективности капитальных вложений

Экономическая оценка мероприятий по проектированию теплосети, предполагает расчёт коммерческой эффективности инвестиций, направляемых на данные цели, которая определяется на основе анализа хозрасчётных показателей предприятий. Для оценки эффективности рассчитываются показатели, устанавливающие соотношения финансовых затрат и результатов, обусловленных реализацией инвестиций.

Чистый дисконтированный доход NPV, млн.руб., определяется по следующей формуле:

$$NPV = \sum_{n=0}^{n} \left[Д_{т/э} + U_{ам}\right] \cdot \frac{1}{(1 + 0{,}1 \cdot n)} - K$$

где $Д_{т/э}$ – прибыль от продажи электроэнергии, млн.руб./год;

$U_{ам}$ – амортизационные отчисления, млн.руб./год;
K – капитальные вложения, млн.руб;
n – текущий год.
$Ц_{т}$ – цена на тепловую энергию, руб/МВт·ч,
Прибыль от продажи тепловой энергии, млн.руб./год:

$$Д_{т/э} = 0{,}8 \cdot (Ц_{т} - U_{отп}^{т}) \cdot Q_{гв} =$$

где $Ц_{т}$ - тариф на тепловую энергию на рынке составляет 860 руб./Гкал;

$$Д_{т/э} = 0{,}8 \cdot (860 - 455{,}5) \cdot 193896 * 10^{-6} = 62{,}74$$
$$NPV = Д_{т/э} + U_{а} =$$
$$NPV = 62{,}74 + 13{,}183 = 75{,}924$$

Таблица 36 – Оценка экономической эффективности капитальных вложений

Показатели	0	1	2	3	4	5	6
Денежный поток по инвестиционной деятельности – кап. вложения (К), млн. руб.	-219,72	0	0	0	0	0	0
Денежный поток по основной деятельности, млн. руб.	0	78,42	78,42	78,42	78,42	78,42	78,42
Амортизационные отчисления, млн. руб.	0	13,18	13,18	13,18	13,18	13,18	13,18
Чистый денежный поток, млн. руб.	-219,72	75,92	75,92	75,92	75,92	75,92	75,92
Коэффициент дисконтирования $\frac{1}{(1+0,169)^n}$	1	0,855	0,732	0,626	0,535	0,458	0,392
Чистый дисконтированный доход, млн. руб.	-219,72	63,27	52,72	43,94	36,61	30,51	25,43
ЧДД нарастающим итогом, млн. руб.	-219,72	-156,45	-103,73	-59,79	-23,18	7,33	32,76

Так как ЧДД нарастающим итогом становится больше нуля на пятом году, следовательно, срок окупаемости проекта реконструкции схемы теплоснабжения составляет примерно пять лет.

Выполним оценку чувствительности показателей эффективности инвестиций к изменению величины капитальных вложений и цены топлива. В таблицах 37, 38 представлены результаты расчетов зависимости ЧДД от величины капитальных вложений и цены топлива соответственно.

Таблица 37 – Данные расчета зависимости ЧДД от величины капитальных вложений

Показатели	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%	30%
Капитальные вложения, млн. руб.	153.8	175,78	197,75	219,72	241,69	263,66	501,33
Себестоимость т/э, руб./(Гкал/ч)	411.5	426,5	441,5	456,46	471,41	486,37	501,33
Чистый доход, млн. руб.	69,56	67,24	64,92	62,6	60,28	57,96	55,64
ЧДД, млн. руб.	78,79	77,78	76,78	75,78	74,78	73,78	72,77
ЧДД нарастающим итогом, млн. руб.	-75,02	-97,99	-120,97	-143,94	-166,91	-189,89	-212,86
dЧДД, млн. руб.	68.92	45.95	22.97	0,00	-22.97	-45.95	-48.92
dЧДД, %	92	46	19	0,00	-16	-32	-48

Таблица 38 – Данные расчета зависимости ЧДД от цены топлива

Показатели	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%	30%
Цена топлива, руб/т.у.т.	700	800	900	1000	1100	1200	1300
Себестоимость т/э, руб./(Гкал/ч)	410.3	425.7	441	456.5	471.82	487.2	502.565
Чистый доход, млн. руб.	69.75	67.36	64.98	62.6	60.21	57.83	55.56
ЧДД, млн. руб.	82.93	80.55	78.16	75.78	73.4	57.01	68.63
ЧДД нарастающим итогом, млн. руб.	-136.79	-139.17	-141.56	-143.94	-146.32	-148.71	-151.09
dЧДД, млн. руб.	7.18	4.8	2.41	0,00	-2.35	-4.74	-7.12
dЧДД, %	5,2	3,4	1,6	0,00	-1,6	-3,3	-4,9

По полученным результатам построим график чувствительности ЧДД к изменению величины капитальных вложений и цены топлива, изображенный на рисунке 11.

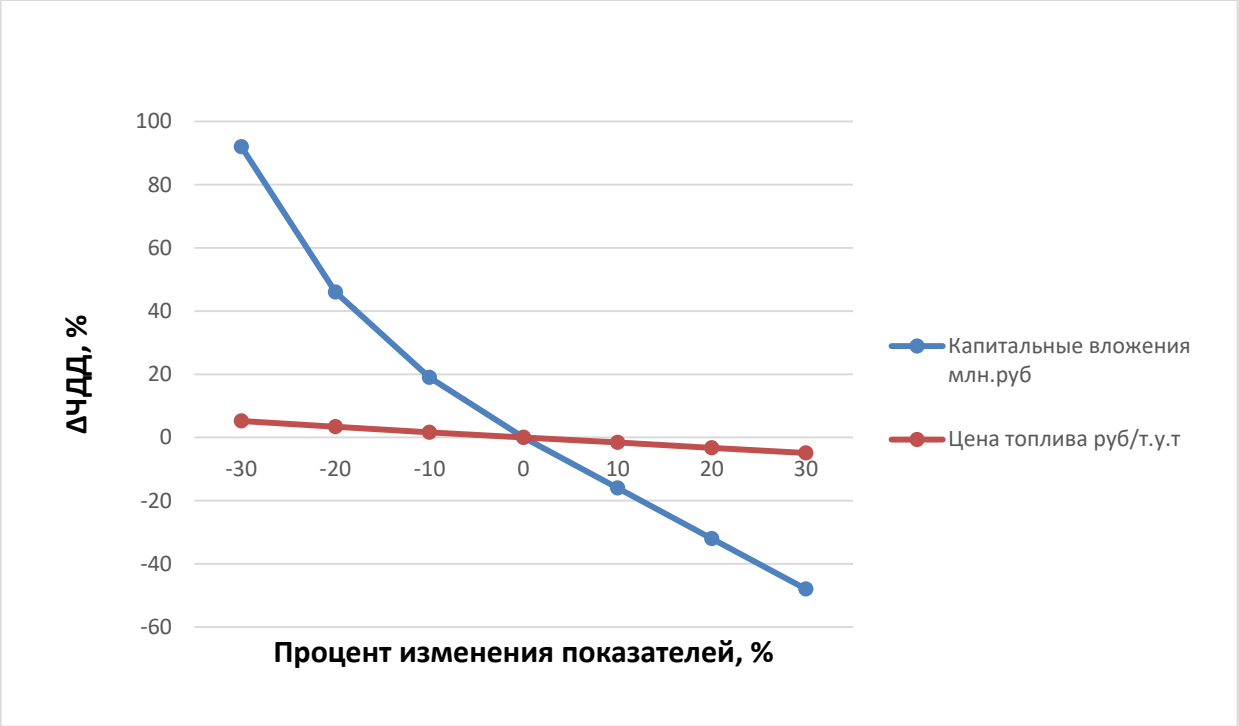


Рисунок 11 – График чувствительности ЧДД

График чувствительности позволяет сделать вывод, что ЧДД более чувствителен к изменению капитальных вложений, чем к изменению цены топлива.

Риск проекта характеризуется как высокий, т.к. даже при небольшом увеличении капитальных вложений значительно снижается ЧДД.

6 Экологическая часть

6.1 Расчет вредных выбросов

Расчет вредных выбросов необходим для сравнения экологической эффективности источников теплоснабжения города Зеленогорск, до и после вывода из эксплуатации котельной УЭС и передачи тепловой нагрузки на поселок, Красноярской ГРЭС-2.

В качестве топлива на ГРЭС-2 и УЭС по используется бурый уголь Б2 Ирша-Бородинского месторождения со следующими характеристиками.

Таблица 39 – Характеристики топлива

W^p, %	A^p, %	S^p, %	C^p, %	H^p, %	N^p, %	O^p, %	$Q_н^р$, кДж/кг	$V^г$, %
33	6	0,2	44,2	3,1	0,4	14,4	14950	48

Расчетный расход топлива на тепловую нагрузку 64,4 Гкал/ч, кг/с:

$$B = \frac{Q_п * b_{T1}}{3.6}$$

где b_{T1}- Количество натурального топлива, затрачиваемого на выработку 1 Гкал, ГРЭС-2

$Q_п$ = 64,4 Гкал/ч - Максимальная тепловая нагрузка на поселок

$$B = \frac{64,4 * 0,2946}{3,6} = 5,27$$

6.2 Расчет состава дымовых газов.

Теоретический объем воздуха, м^3/кг:

$$V_B^0 = 0,0889 \cdot (C^Р + 0.375S^P) + 0,265 \cdot H^P - 0,0333 \cdot O^P$$
$$V_B^0 = 0,0889 \cdot (44,2 + 0,375 \cdot 0,2) + 0,265 \cdot 3,1 - 0,0333 \cdot 14,4 = 4,278$$

Количество свободного кислорода, вносимого избыточным воздухом:

$$V_{O2} = 0,21 \cdot (\alpha_{ух.г.} - 1) \cdot V_B^0$$
$$V_{O2} = 0,21 \cdot (1,35 - 1) \cdot 4,27 = 0.313$$

Теоретический объем углекислого газа, м^3/кг:

$$V_{CO_2}^0 = 1,866 \cdot \frac{C^Р}{100}$$

$$V_{CO_2}^0 = 1{,}866 \cdot \frac{44{,}2}{100} = 0.825$$

Теоретический объем оксида серы (IV), м^3/кг:

$$V_{SO_2}^0 = 0.7 \cdot \frac{S^{\text{P}}}{100}$$
$$V_{SO_2}^0 = 0.7 \cdot \frac{0.2}{100} = 0.001$$

Теоретический объем азота, м^3/кг:

$$V_{N_2}^0 = 0.79 \cdot V_{\text{B}}^0 + 0{,}8 \cdot \frac{N^P}{100}$$
$$V_{N_2}^0 = 0{,}79 \cdot 4{,}27 + 0{,}8 \cdot \frac{0{,}4}{100} = 3{,}87$$

Теоретический объем трехатомных газов, м^3/кг:

$$V_{RO_2}^0 = 1{,}866 \cdot \frac{C^{\text{P}} + 0{,}375 \cdot S^{\text{P}}}{100}$$
$$V_{RO_2}^0 = 1{,}866 \cdot \frac{44{,}2 + 0{,}375 \cdot 0{,}2}{100} = 0{,}826$$

Действительный объем водяных паров, м^3/кг:

$$V_{H_2O} = (0{,}111 \cdot H^P + 0{,}0124 \cdot W^P + 0{,}0161 \cdot V_B^0) + 0{,}016 \cdot (\alpha_{\text{ух.г.}} - 1) \cdot V_B^0$$
$$V_{H_2O} = (0{,}111 \cdot 3{,}1 + 0{,}0124 \cdot 33 + 0{,}0161 \cdot 4{,}27) + 0{,}016 \cdot (1{,}35 - 1) \cdot 4{,}27 = 0{,}846$$

Теоретический объем продуктов сгорания, м^3/кг:

$$V^{\text{г}} = V_{H_2O} + V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0$$
$$V^{\text{г}} = 0{,}846 + 0{,}826 + 3{,}873 = 5{,}546$$

Расход газов при номинальной нагрузке, м^3/с:

$$V_{\text{д}} = B \cdot (V^{\text{г}} + (\Delta\alpha_{\text{д}}) \cdot V_{\text{в}}^0) \cdot \frac{t_{\text{д}} + 273}{273})$$
$$V_{\text{д}} = 5.27 \cdot (5{,}546 + (0.05) \cdot 4{,}278 \cdot \frac{160 + 273}{273}) = 31.015$$

6.3 Золоулавливание

Улавливание твердых частиц из потока дымовых газов на ГРЭС-2 осуществляется БЦУ-М6-14х13 мощностью 759000 м3/час и с фактической средней эффективностью 95 %.

Расход летучей золы на входе в фильтр определятся по формуле, г/с:

$$M_{\text{зол}}^{\text{вх}} = 0{,}01 \cdot B \cdot a_{\text{ун}} \cdot A^{\text{р}} + 0{,}01 \cdot B \cdot q_4 \cdot \frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{32700}$$

где $a_{\text{ун}}$ =0,95 – доля золы уносимая газами;

$A^{\text{р}}$- зольность топлива, %;

q_4=0,5 % потеря с механическом недожогом.

$$M_{\text{зол}}^{\text{вх}} = 0{,}01 \cdot 5.27 \cdot 3600 \cdot 0{,}95 \cdot 6 + 0{,}01 \cdot 2.75 \cdot 3600 \cdot 0{,}5 \cdot \frac{14950}{32700} = 1125$$

Расход летучей золы в дымовую трубу, г/с:

$$M_{\text{зол}}^{\text{вых}} = M_{\text{зол}}^{\text{вх}} \cdot \frac{100 - \eta_{\text{зу}}}{100}$$

$$M_{\text{зол}}^{\text{вых}} = 1125 \cdot \frac{100 - 95}{100} = 56.25$$

где $\eta_{\text{зу}}$- КПД золоуловителя.

Концентрация золы в дымовых газах, кг / м^3:

$$\text{C}_{\text{зол}}^{\text{вых}} = \frac{M_{\text{зол}}^{\text{вых}}}{V_{\text{д}}}$$

$$\text{C}_{\text{зол}}^{\text{вых}} = \frac{56.25}{1000 \cdot 31.015} = 0.018$$

Объем золы в дымовых газах при сжигании 1кг топлива, м^3/кг:

$$V_{\text{зол}}^{\text{вых}} = \frac{\text{C}_{\text{зол}}^{\text{вых}} \cdot V^{\text{г}}}{\rho_{\text{зол}}}$$

$$V_{\text{зол}}^{\text{вых}} = \frac{0.018 \cdot 5.546}{600} = 0.000166$$

6.4 Расчет выбросов и эффективной высоты выброса дымовых газов

Расчет дымовых труб производится для проверки достаточности высоты дымовых труб, чтобы загрязнение приземного слоя воздуха выбросами из труб не превышало предельно-допустимых концентраций вредных примесей.

Выбросы оксидов азота, г/с:

$$M_{NO_x} = 0{,}034 \cdot K \cdot \beta_1 \cdot B \cdot Q_н^р \cdot (1 - \frac{q_4}{100})$$

где $K = \frac{12 \cdot D_{пе}}{200 + D_{пе}} = 8.12$ - коэффициент, зависящий от режима работы котла.

$\beta_1 = 0{,}55$ - поправочный коэффициент, учитывающий качество сжигаемого топлива и способ шлакоудаления.

$$M_{NO_x} = 0{,}034 \cdot 5.27 \cdot 8.12 \cdot 0.55 \cdot 14{,}950 \cdot (1 - \frac{0{,}5}{100}) = 11.903$$

Выбросы оксидов серы, г/с:

$$M_{s_2o} = 0{,}02 \cdot B \cdot S \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2})$$

где η'_{SO_2} - доля оксидов серы, которая улавливается летучей золой в газоходах котла;

η''_{SO_2} - доля оксидов серы, которая улавливается в золоуловителие.

$$M_{s_2o} = 0.02 \cdot 5.27 \cdot 2 \cdot (1 - 0.1) \cdot (1 - 0.015) = 0{,}186$$

Где F - Безразмерный коэффициент, учитывающий скорость осаждения вредных веществ в атмосфере:

$F = 1$ - для газообразных выбросов
$F = 2$ - для золы

$M_з \cdot F = 56.25 \cdot 2 = 112.5$
$M_{NO_x} \cdot F = 11.9 \cdot 1 = 11.9$
$M_{s_2o} \cdot F = 0{,}186 \cdot 1 = 0.186$

Приведенная масса вредных примесей, г/с:

$$M = M_{SO_2} + \frac{ПДК_{сс}^{SO_2}}{ПДК_{сс}^{NO_x}} \cdot M_{NO_x}$$

$$M = 0.186 + \frac{0{,}5}{0{,}085} \cdot 11.9 = 70.186$$

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.

Минимально допустимая высота трубы определяется по формуле, м:

$$H^{Г} = \sqrt{\frac{A \cdot M \cdot F \cdot m}{C_{ПДК}} \cdot \sqrt[3]{\frac{n}{V_{дг} \cdot \Delta t}}}$$

$$H^{Г} = \sqrt{\frac{200 \cdot 36.633 \cdot 2 \cdot 0,8}{0,15} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{16,184 \cdot 120}}} = 79.145$$

где A = 200 – коэффициент, учитывающий условия вертикального и горизонтального рассеяния (конвективной диффузии) примеси в воздухе;

F = 2 – коэффициент, учитывающий характер выбрасываемых загрязнений;

M – Приведенная масса вредных примесей;

m = 0,8 – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скоростей выхода газов из устья трубы;

n = 1 – число труб;

$V_{дг}$ - суммарный объем дымовых газов, выбрасываемых из труб;

t = 120 ˚C – разность температур между выходящими из трубы дымовыми газами и окружающим воздухом.

Эффективная высота выброса дымовых газов, м:

$$H^{Г}_{эф} = H + \Delta H = H + 1,9 \cdot \frac{d_0 \cdot \omega_0}{\upsilon \cdot \varphi} = 79.145 + 1,9 \cdot \frac{7,2 \cdot 35}{5 \cdot 1,54} = 160,5$$

где d_0 = 7,2 м – диаметр устья трубы;

ω_0=35 м/с – скорость газов в устье трубы;

υ=5 м/с – скорость ветра на высоте 10 м над уровнем земли;

φ=1,54 – коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра с высотой трубы.

Аналогично выполняем расчеты для УЭС, результаты сводим в таблицу 40.

Таблица 40 – Результаты экологических расчетов

Источник	Расход топлива на покрытие нагрузки, кг/с	КПД золоуловителя, %	Расход летучей золы в дымовую трубу г/с	Выбросы оксидов азота, г/с	Выбросы оксидов серы, г/с	Эффективная высота выброса дымовых газов, м	Высота выброса дымовых газов, м
УЭС	6,127	0,9	130,76	13,85	0,22	165,8	75
ГРЭС-2	5,27	0,95	56,23	11,92	0,186	160,5	270

Вывод: По результатам экологических расчетов, мы определили, что при одинаковой тепловой нагрузке, происходит снижение вредных выбросов, а именно: летучей золы в 2,32 раза, оксидов азота в 1,16 раза, оксидов серы в 1,18 раза. А также увеличилась высота дымовой трубы, на котельной УЭС она составляла 75м. на ГРЭС 2 высота дымовой трубы составляет 270м, благодаря этому достигается наиболее оптимальное рассевание дымовых газов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Бакалаврская работа «Проект расширения схемы теплоснабжения г. Зеленогорска от Красноярской ГРЭС-2» разработана в соответствии с действующей нормативной базой. Принятые в работе инженерно-технические решения позволяют обеспечить расчетную тепловую нагрузку потребителей с требуемыми параметрами.

В результате выполнения технических расчетов в работе был решен ряд инженерных задач:

— выбран тип источника теплоснабжения; в качестве источника тепла принята Красноярская ГРЭС-2, работающая в отопительном периоде по температурному графику 150/70°С

— Проведен анализ и оценка тепловых, гидравлических режимов элементов системы. Построен пьезометрические график для тепловых сетей города Зеленогорска. По результатом которых было принято решение об установке насосной станции на участке АБЗ-ЦТП 1000 дворов, прокладка трубопровода на участке № 1 (рисунок 8): 2dy= 600мм длиной L=3702 м. на участке № 2, 2dy=600мм длиной L=2030 м. на участке № 3, 2dy=600мм длиной 1240м. участке № 4, 2dy=400мм длиной 1440м. участке № 5, 2dy=100мм длиной 795м.

— произведен выбор способа прокладки тепловых сетей; принят надземный и подземный бесканальный способ прокладки;

После вывода из эксплуатации котельной УЭС, повысился КПД котлоагрегатов, экономия расходов на топливо составила 9,28 млн. руб. в год.

Были произведены расчеты вредных выбросов, по результатам которых достигается существенное снижение вредных выбросов в атмосферу, а также за счет большей высоты дымовой трубы на ГРЭС-2 достигается наиболее оптимальное рассевание отработавших газов.

Таким образом, на основании приведенных расчетов можно сделать вывод о технической и экономической эффективности принятых в работе инженерных решений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1.Энергетическая стратегия России на период до 2020г. Утверждена Распоряжением правительства РФ от 28 августа 2003 г. №1234-р.

2.Тепловые электрические станции : Учебник для теплоэнерг. спец. Вузов. / В. Я. Рыжкин, В. Я. Гиршфельда, С. В. Цанева, И.Н. Тамбиевой, Л. А. Рихтера, Е. И. Гаврилова [и др.]. – Энергия, 1987. – 490 с.

3.Астаханцева, И.А. Экономическая оценка технических решений : метод. указ. По дипломному проектированию для студентов специальности 1005 – «Тепловые электрические станции» / И. А. Астраханцева ; Краснояр. гос. техн. ун-т. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 1998, – 27 с.

4. Энергетическая стратегия России на период до 2020г. Утверждена Распоряжением правительства РФ от 28 августа 2003 г. №1234-р.

5. СНиП 11-34-76 Горячее водоснабжение. – М. : 1976.

6. СНиП 2.04.07-86 Тепловые сети. Нормы проектирования. – М. : Стройиздат, 1987.

7. ГОСТ 21605-82 Тепловые сети (теплотехническая часть). – М. : Стройиздат, 1982.

8. Ляликов, Б.А. Источники и системы теплоснабжения промышленных предприятий. Ч. 1 : Учебное пособие. / Б. А. Ляликов – 2-е издание, стереотип. – Томск : Издательство ТПУ. – 2008, 155 с.

9. Ляликов, Б. А. Основы инженерного проектирования элементов теплоэнергетических систем : Учебное пособие. / Б. А. Ляликов – Томск : Изд-во ТПУ, 2005. – 154 с.

10. Волошенко, А. В. Проектирование функциональных схем систем автоматического контроля и регулирования. Учебное пособие. / А. В. Волошенко, Д. В. Горбунов. – Томск : Изд-во ТПУ, 2008.

11. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей : Справочник / В. И. Манюк, М. : Стройиздат, 1988. - 432 с.

12. Справочник проектировщика : Проектирование тепловых сетей / Под редакцией А.А.Николаева. – М. : Энергия, 1965.

13. Инструкция по расчету и обоснование нормативов технологических потерь, при передачи тепловой энергии. Утверждено приказом МинЭнерго России №325 от 30.12.2008 года.

14. Водяные тепловые сети : Справочное пособие по проектированию. / Н. К. Громова, – Энергоатомиздат, 1988.- 376 с.

15. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения. – М. : Издательство Госстроя России, 2003.

Приложение А

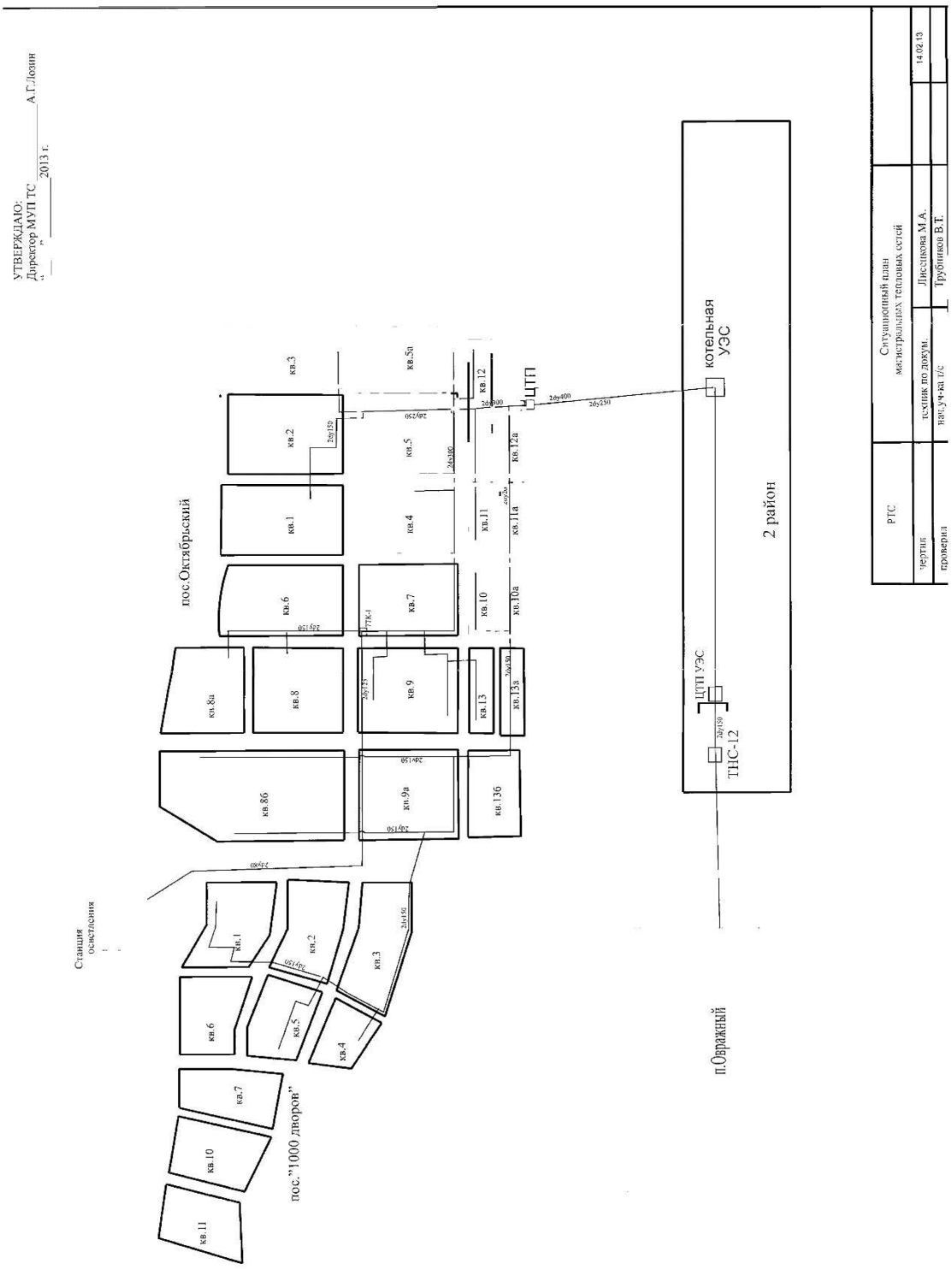


Рисунок А.1 – Схема теплоснабжения поселка «Октябрьский»

Приложение Б

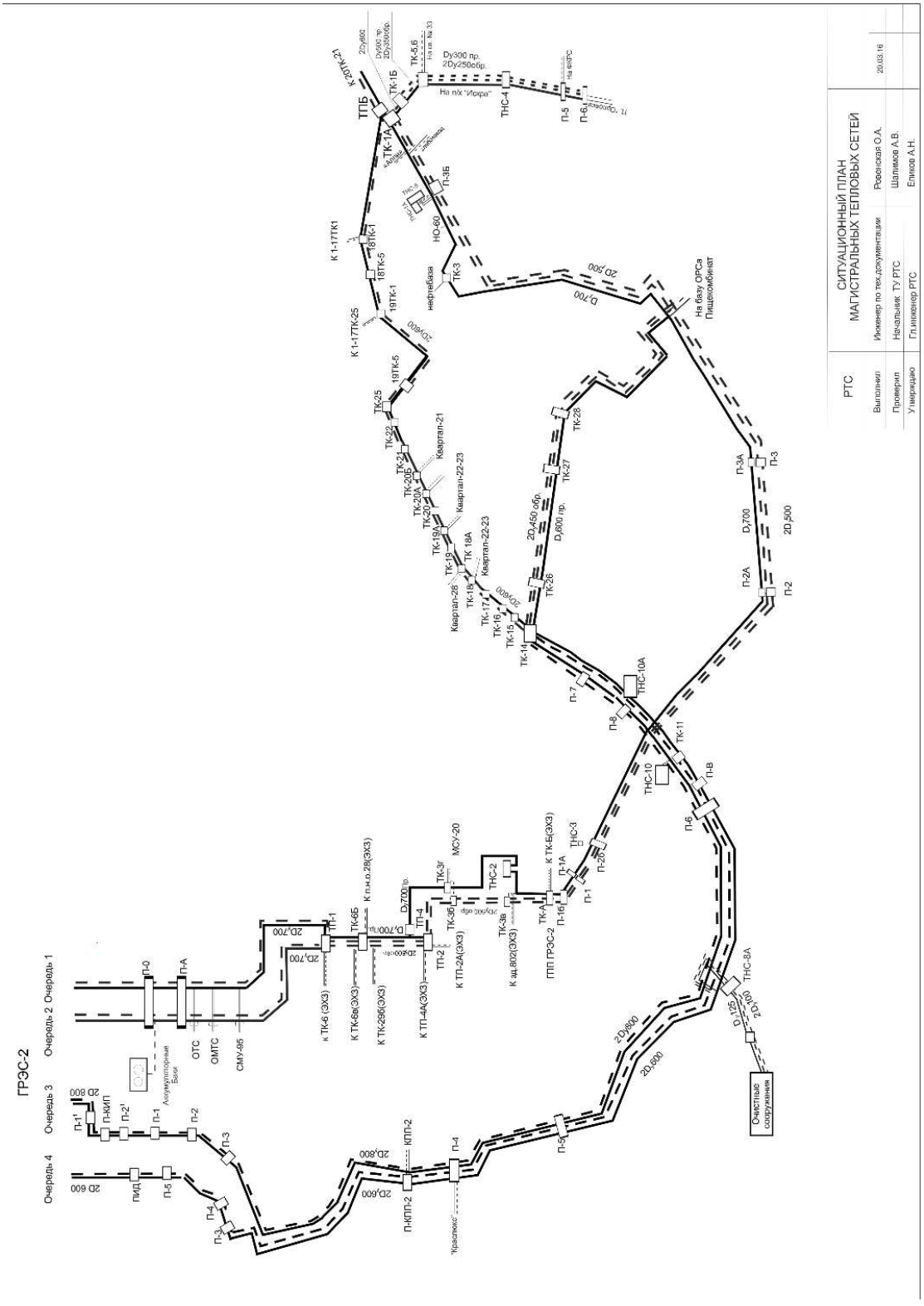


Рисунок Б.1 – Ситуационный магистральный план тепловых сетей

Приложение В

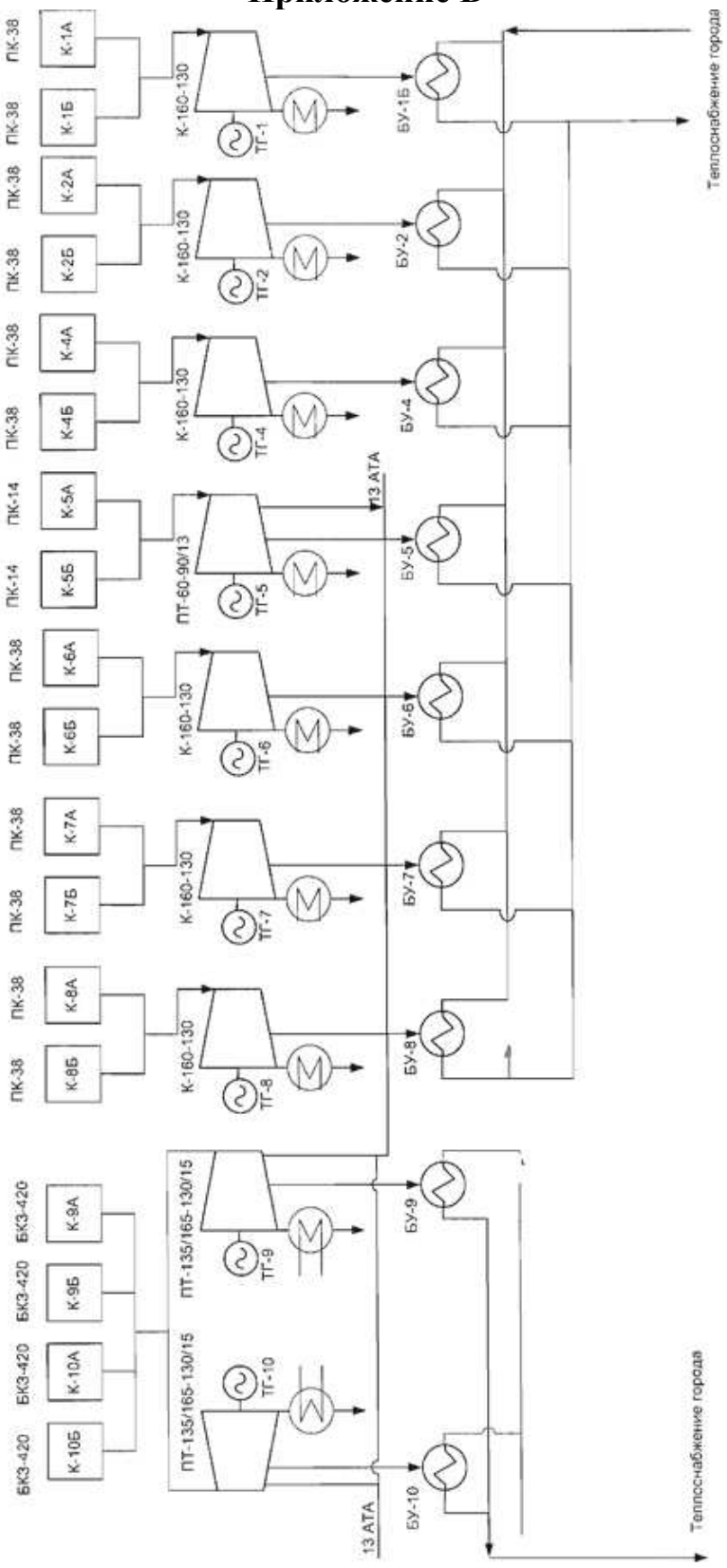


Рисунок В.1 – Принципиальная схема ГРЭС-2

Приложение Г

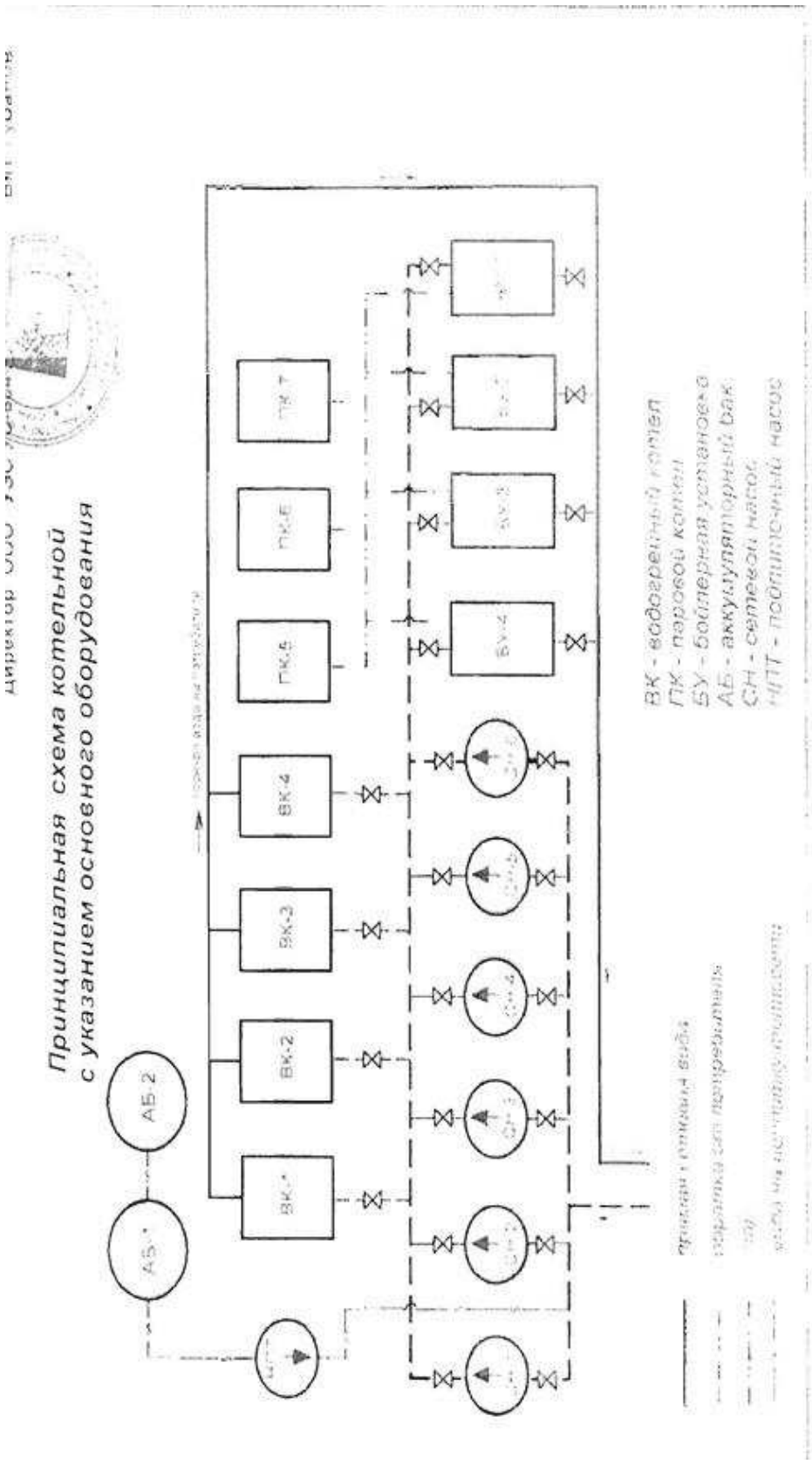


Рисунок Г.1 – Принципиальная схема котельной УЭС

Приложение Д

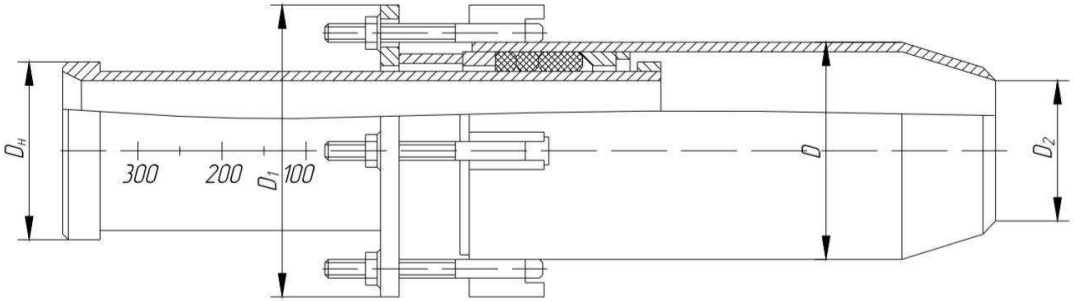
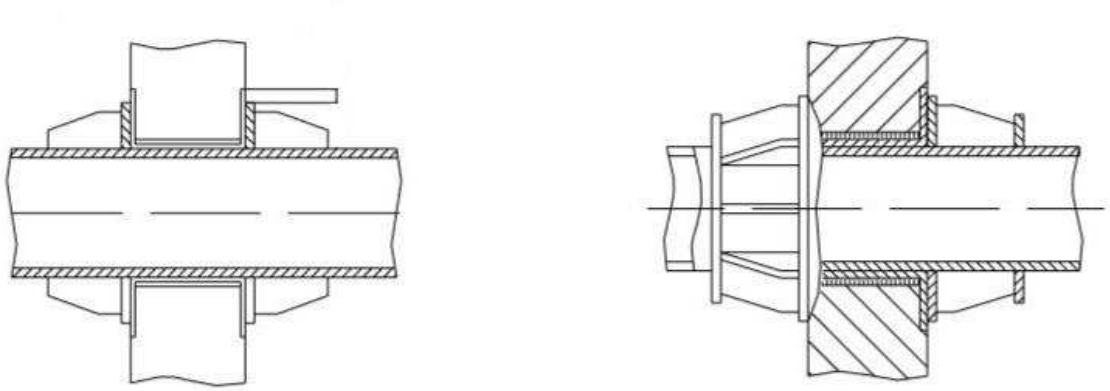


Рисунок Д.1 – Сальниковый компенсатор

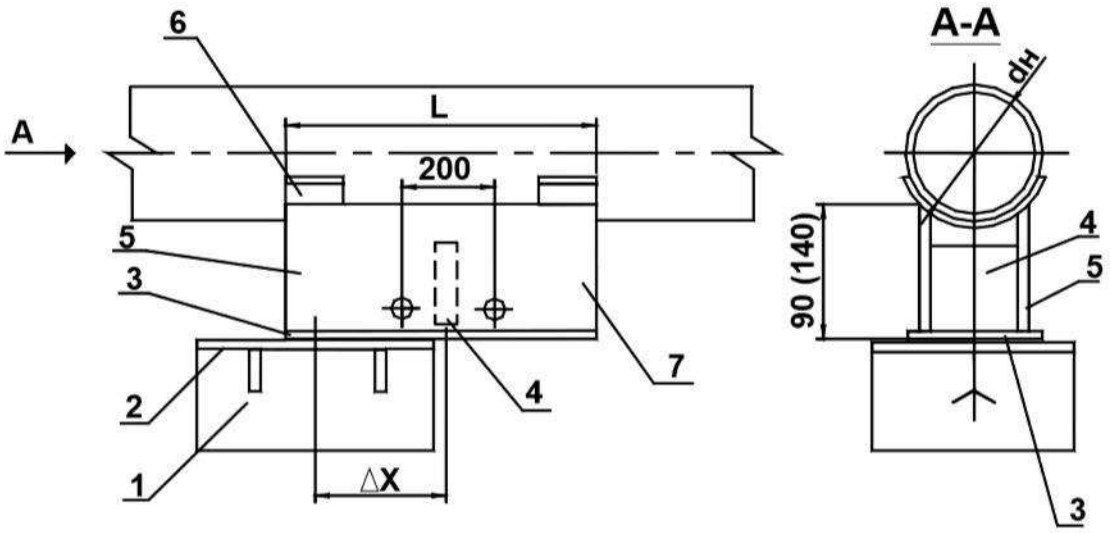
Приложение Е



А – обыкновенная опора, Б – усиленная опора

Рисунок Е.1– Неподвижная опора, а,б

Приложение Ж



1 – Лапа, 2 – Опорная плита, 3 – Основание, 4 – Ребро, 5 – Ребро боковое, 6 – Подушка, 7 – Монтажное положение опоры

Рисунок Ж.1 – Подвижная опора

Приложение 3

Рисунок 3.1 – Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии.

Приложение И

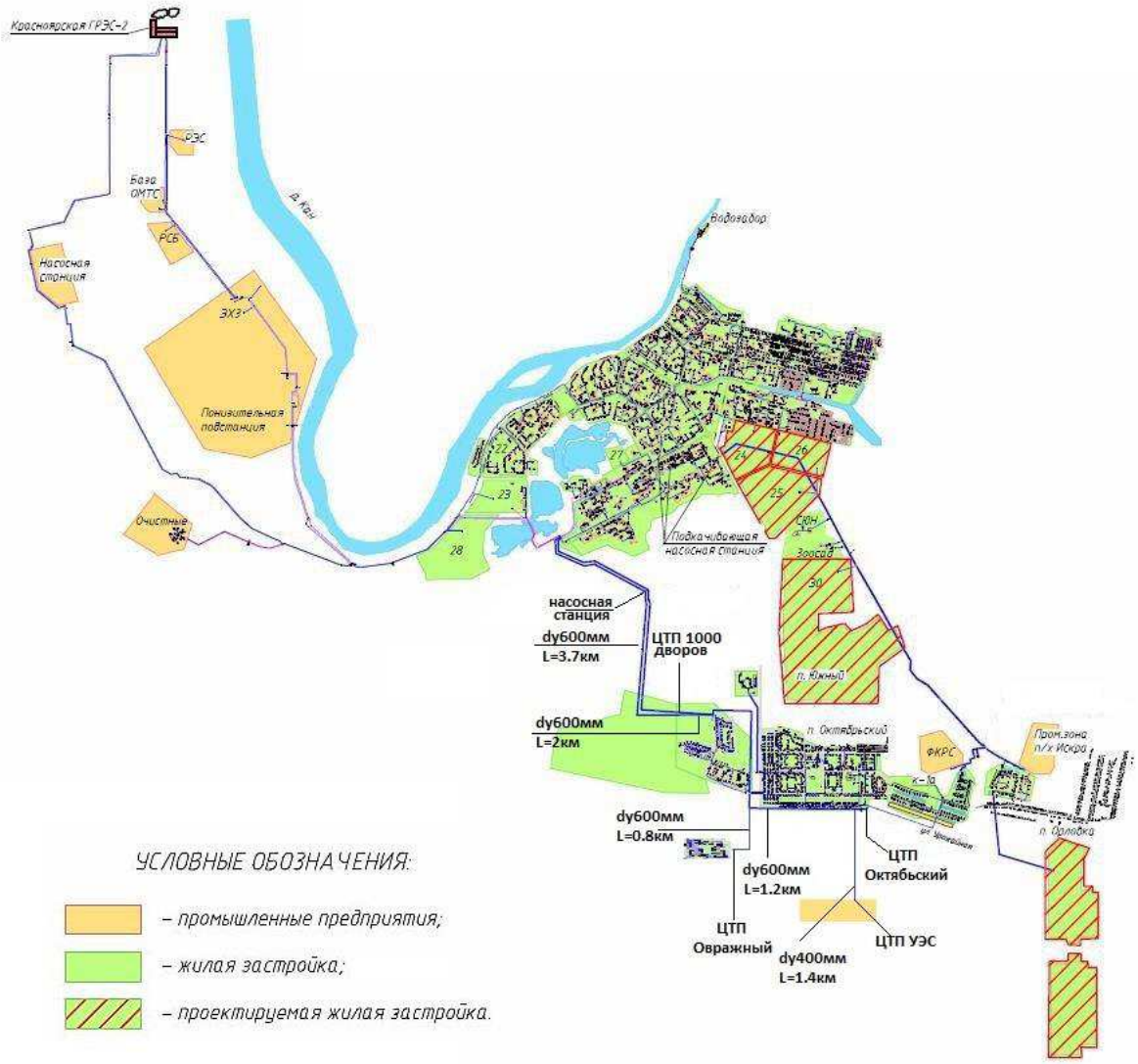
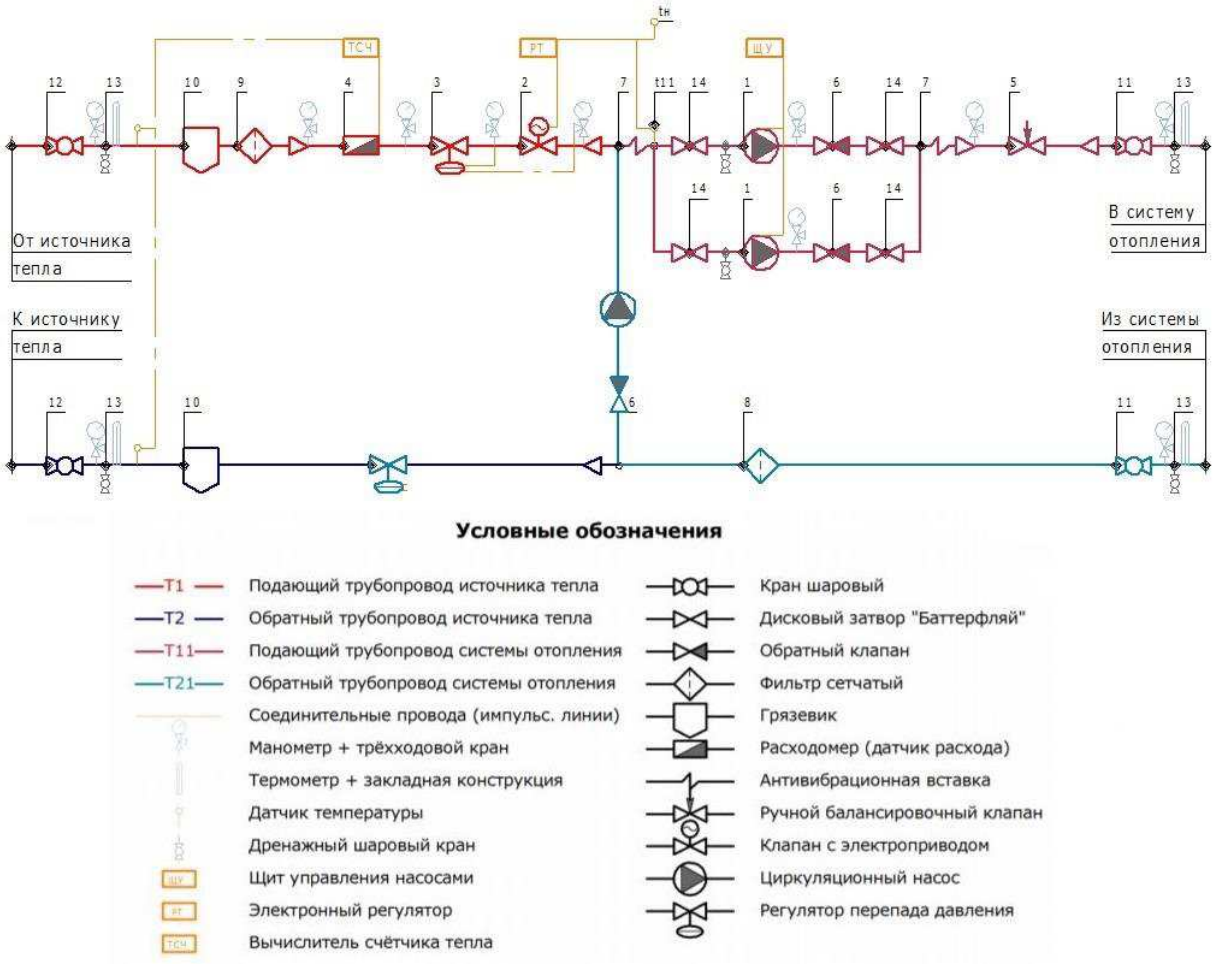


Рисунок И.1 – Перспективное положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии по предложенному варианту реконструкции

Приложение К



1 – Подмешивающий насос
2 – Клапан регулирующий
3 – Регулятор перепада давления
4 – Счетчик тепла
5 – Балансирующй клапан
6 – Обратный клапан
7 – Антивибрационная вставка
8 – Фильтр сетчатый
9 – Фильтр сетчатый
10 – Грязевик абонентский
11, 12, 13 – Шаровый кран
14 – Дисковый затвор
15 – Щит управления насосами

Рисунок К – 1 Схема ЦТП 1000 дворов

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
«08» 07 2019г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника
код – наименование направления

Проект расширения схемы теплоснабжения г. Зеленогорска от Красноярской ГРЭС-2
тема

Руководитель _____ 08.07.19 доцент, к.т.н И.А. Иванов
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ 08.07.19. В.Д. Андреев
подпись, дата инициалы, фамилия

Тех. контроль _____ 08.07.19 С.А. Михайленко
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ 08.07.19 П.В. Шишмарев
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

« 08 » 07 2019 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Андрееву Владимиру Дмитриевичу
фамилия, имя, отчество студента

Группа ФЭ15-02Б Направление 13.03.01
номер код

Теплоэнергетика и теплотехника
наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект расширения схемы теплоснабжения г. Зеленогорска от Красноярской ГРЭС-2

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

Руководитель ВКР И.А. Иванов, к.т.н, доцент, кафедра ТЭС
фамилия, инициалы, ученое звание, должность и место работы

Исходные данные для ВКР Схема теплоснабжения города Зеленогорска, увеличение тепловой нагрузки на ГРЭС-2 на 64,4 Гкал/ч

Перечень разделов ВКР вводная часть, расчетная часть, экономическая часть, расчет вредных выбросов

Перечень графического материала:
Лист 1. Схема ЦТП 1000 дворов
Лист 2. Схема теплоснабжения до реконструкции;
Лист 3. Схема теплоснабжения после реконструкции;
Лист 4. Чертеж сальникового компенсатора.

Руководитель ВКР _____ И.А. Иванов
подпись инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению _____ В.Д. Андреев
подпись инициалы, фамилия

« 17 » 06 2019 г.